



Трубная
Металлургическая
Компания

С Днем Нефтяника
и Газовика

НЕФТЬ РОССИИ № 7-8 2018

РЕКЛАМА

Нефть россии

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

Июль –
август
2018

<https://neftrossii.ru>

В торговых войнах побеждает русский газ

Правила игры для глубоких переделов

Триггеры российской экспансии

Чёрные лебеди каспийской энергетики

Накачанные мускулы белорусского ТЭК

**Рынок нефти:
кто успеет заработать?**

Слушает, да ест

Вопреки санкциям Россия продолжает укреплять свой нефтегазовый потенциал

Валерий АНДРИАНОВ

Новая порция антироссийских санкций со стороны США, введённых в конце августа, имела больше пропагандистский, нежели практический эффект. Она разве что дала возможность биржевым спекулянтам подзаработать на временных колебаниях курса рубля. Между тем, перспектив реального ущерба для экономики России в целом и для её нефтегазового комплекса в частности по-прежнему не просматривается. Как тут не вспомнить басню Крылова про кота Ваську, который «слушает, да ест». Правда, в данном случае можно подискутировать на тему о том, действительно ли «кот» в чём-то провинился, но вот роль повара, которую примерили на себя оппоненты Москвы, кажется поистине комичной. Попытки обвинить Россию во всех смертных грехах приводят лишь к тому, что страна ищет адекватные ответы на всё новые санкционные угрозы, в том числе и в сфере НГК.

Впрочем, официальные санкции – это только верхушка айсберга, наиболее яркое проявление процесса давления на Россию со стороны Запада. Но оно, это давление, ощущается и на корпоративном уровне, например выражается в явной недооценке российских нефтегазовых компаний. «Увеличивающиеся размеры доказанных запасов сырья в реестрах тех или иных компаний либо альянсов ещё недавно считались одним из ведущих индикаторов, предвещающих растущие котировки и более активную торговлю ценными бумагами на биржах... Но вот беда: в последнее время этот критерий хотя и остаётся, казалось бы, на почётном месте, но всё же отступает (в глазах наших иностранных партнёров) с главных позиций. Сказанное наносит немалый ущерб капитализации российских компаний, и они незаслуженно уступают сравнимым зарубежным отраслевым гигантам вдвое, втрое и т. д.», – пишет кандидат политических наук Павел Богомолов (см. статью «Показной оптимизм и отраслевая реальность»).

Но такая недооценка не мешает отечественным компаниям не только успешно осуществлять проекты внутри страны, но и уверенно выходить на международную арену, завоёвывать для себя новые рынки. «Несмотря на санкции со стороны западных стран, отечественные ВИНК продолжают реализацию многочисленных зарубежных проектов в самых разных регионах мира. Однако наиболее успешными и прорывными для российских нефтедобывающих компаний стали несколько направлений. Для «ЛУКОЙЛа» такими регионами, уже обеспечивающими значительный вклад в объёмы извлекаемых углеводородов, являются Ирак и Узбекистан, а для «Роснефти» прорывом стал глубоководный проект Zohr на шельфе Египта», – отмечается в статье Марии Кутузовой «Триггеры российской экспансии».

Сразу вспоминаются крыловские строчки: «Кот-Васька плут! Кот-Васька вор! И Ваську-де не только что в поварню пускать не надо и на двор, как волка жадного в овчарню...» Примерно такие по смыслу слова звучат в адрес России со стороны Запада. Президент США Дональд Трамп в ультимативной форме требует от своих европейских союзников закрыть доступ российскому газу в Старый Свет. А что на деле? А Васька слушает, да ест!

Так, по результатам января – июля этого года у «Газпрома» отмечен рост как добычи, так и экспорта. Производство газа в стране за первые семь месяцев 2018 г. увеличилось по сравнению с аналогичным периодом прошлого года на 8,5%, до 288,9 млрд м³. Поставки в ЕС и Турцию достигли 117,1 млрд м³ (+5,8%). В частности, экспорт в Германию увеличился на 12,3%, Нидерланды – на 53,8%, Австрию – на 48,3%, Хорватию – на 40,1%, Данию – на 11,9%, Францию – на 11,8% и даже Польшу – на 6,6%. Одновременно «Газпром» ведёт подготовку к началу разработки Якутского и Иркутского центров газодобычи, в рамках которой формируется мощная сырьевая база для поставок трубопроводного газа российским потребителям в восточных регионах и в Китай (см. статью Марии Кутузовой «Взгляд на Запад и Восток»).

«Всё более явственный призрачный «газовый голод» лишь усиливает прагматичность европейцев. По оценкам западных экспертов, сочетанием жёсткой политики протекционизма и попыток задействовать нерыночные механизмы для стимулирования собственного экспорта энергоносителей Вашингтон лишь подталкивает Европу к увеличению закупок российского газа. Последний, кстати, уже обеспечивает около трети европейского газового баланса. Фактически же эта доля гораздо больше», – отмечает наш автор Константин Сергеев (см. статью «Торговая война США и ЕС: побеждает русский газ»).

Впечатляющие успехи демонстрирует и нефтяная отрасль России. В частности, сразу после июньской корректировки квот в рамках соглашения «ОПЕК+» уже в первую неделю июля среднесуточная добыча в стране выросла на 120 тыс. барр./сут (до 11,09 млн барр./сут). Международное энергетическое агентство спрогнозировало, что до конца года Россия сможет прибавить ещё не более 155 тыс. барр./сут. Аналитики Global Platts обозначили верхний предел уже в 300 тыс. барр./сут, причём на его достижение также отвели как минимум шесть месяцев. Наиболее же щедрой оказалась оценка Goldman – плюс 500 тыс. барр./сут к уже достигнутому уровню.

«Действительность оказалась ближе к самым оптимистичным ожиданиям: за четыре первые дня июля Reuters отметил рост суточного производства нефти в России до 11,193 млн барр./сут, то есть для повышения добычи на 250 тыс. барр./сут отечественным операторам потребовалось лишь чуть более месяца. На этом фоне обещание главы российского Минэнерго Александра Новака восстановить производство на 200–250 тыс. барр./сут в течение июля представляется достаточно скромным», – отмечается в статье Константина Сергеева «Рынок нефти: кто успеет заработать?».

Таким образом, ни надуманные обвинения, ни уже действующие санкции, ни угрозы новых ограничений на Россию не действуют. Она продолжает укреплять основу своей экономики – нефтегазовый комплекс. И в данном случае мораль басни Крылова явно не работает. Он рекомендовал повару «где нужно власть употребить», но в реальности такой власти у Запада нет (если, конечно, отбросить в сторону практически невероятный силовой сценарий). А главное, в отличие от крыловского сюжета, нет и достаточных оснований для нравоучений в адрес России.

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ

**Нефть
россии**

16+

Журнал «Нефть России»

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

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ

**НЕФТЯНОЙ
СЕРВИС**

16+

Журнал «Нефтяной сервис»

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

Учредитель Андрей Солдатов

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
Академик РАН

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

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

Генадий ШМАЛЬ
Президент Союза нефтегазопромышленников

Андрей КОНОПЛЯНИК
Д. э. н., профессор

Лариса РУБАН
Д. с. н., профессор (Институт социологии 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»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН
Секретарь Редакционного совета

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** 28.08.2018**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****Слушает, да ест**

Вопреки санкциям Россия продолжает укреплять свой
нефтегазовый потенциал

1

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ**П. БОГОМОЛОВ,**

кандидат политических наук

**Показной оптимизм
и отраслевая реальность**

Вопрос об объективной оценке рыночной стоимости
крупнейших нефтегазовых компаний планеты становит-
ся всё более острым

4

К. СЕРГЕЕВ**Рынок нефти: кто успеет
заработать?**

Последствия июльского решения «ОПЕК+» об увеличе-
нии добычи ярко проявились в июле – августе

9

НЕФТЕХИМИЯ**«Правила игры» для глубоких
переделов**

Чтобы развивать отечественную нефтехимию, нужно не
поддерживать отдельные компании или предприятия, а
формировать единую государственную политику. Интер-
вью с директором по развитию бизнеса ThyssenKrupp
Industrial Solutions Игорем НАСИРОВЫМ

14

СТРАХОВАНИЕ**«Для нас компания-клиент и её
сотрудники – это единое целое»**

Инновационные форматы работы позволяют «Росгос-
страху» обеспечить одинаково высокое качество стра-
ховых услуг и в городах-миллионниках, и на отдалённых

производственных площадках. Интервью с заместите-
лем генерального директора компании «Капитал Страхо-
вание» Дмитрием ТАЛАЕВЫМ

18

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КПМГ**А. УСОВ,**

партнёр, руководитель международной практики
по работе с компаниями нефтегазового сектора;
И. ШАЛЕНКОВ, старший менеджер Группы
по оказанию услуг в области управления информа-
ционными рисками
КПМГ в России и СНГ

**GDPR: почему это актуально
для нефтегазового сектора?**

России нельзя оставаться в стороне от требований
зарубежных регуляторов в сфере защиты персональных
данных

20



«Газпром»



«Газпром нефть»



«Газпром нефть»

ДЕЛА КОМПАНИЙ**М. КУТУЗОВА****Взгляд на Запад и Восток**

Экспортная стратегия «Газпрома» нацелена на сохранение своего присутствия на традиционных рынках газа и на завоевание новых

23**М. КУТУЗОВА****Триггеры российской экспансии**

Отечественные нефтегазовые компании вопреки санкциям реализуют многочисленные проекты за рубежом

29**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ****И. ЕЛОВИКОВ,**

заместитель генерального директора по продажам и развитию бизнеса ООО «ЕАЕ-Консалт»

Российская премьера

«ЕАЕ-Консалт» первым среди российских ИТ-компаний осуществил внедрение платформы S/4HANA в облаке Azure

34**ГАЗОВЫЙ РЫНОК****К. СЕРГЕЕВ****Торговая война США и ЕС: побеждает русский газ**

Антироссийская риторика не мешает Европе наращивать импорт «голубого топлива» из РФ

37**Л. ЧЕРНЯК,**

заместитель генерального директора ООО «Суперстрой XXI», кандидат экономических наук, заслуженный нефтегазостроитель РФ

Зелёный свет для СПГ

Международный газовый конгресс объявил о начале второй газовой революции

44**РЕСУРСЫ**

А. НЕМЧЕНКО-РОВЕНСКАЯ,
ведущий научный сотрудник,
доктор геолого-минералогических наук;
Т. НЕМЧЕНКО,
старший научный сотрудник,
кандидат геолого-минералогических наук
(Институт геохимии и аналитической химии им. В. И. Вернадского РАН)

Углеводородный потенциал России**47****БЛИЖНЕЕ ЗАРУБЕЖЬЕ****В. МИШИН****«Чёрные лебеди» каспийской энергетики**

Миллиардные инвестиции и новейшее оборудование не стали гарантами энергетической безопасности стран Каспийского региона

52**А. ЧУБАТ****Накачанные мускулы**

Модернизация белорусской нефтеперерабатывающей промышленности позволяет расширять рынки сбыта в Европе и в других регионах мира

57**ЮБИЛЕЙ**

В. МАРТЫНОВ,
доктор экономических наук, профессор, ректор;
А. НУРАШОВ,
начальник отдела по связям с общественностью
(РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина)

Колыбель нефтяного образования

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина отмечает 100-летний юбилей

62**БЫЛОЕ**

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

Рыночный механизм «под крылом государства»

Эволюция биржевой торговли в России

67

Показной оптимизм и отраслевая реальность

Depositphotos

Вопрос об объективной оценке рыночной стоимости крупнейших нефтегазовых компаний планеты становится всё более острым

Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

О слагаемых справедливого подсчёта активов тех или иных топливно-энергетических корпораций и групп, объёмов их геолого-разведки и добычи, темпов роста и шансов на дальнейшее динамичное развитие изданы целые тома аналитических сборников, монографий и учебников. Так что ключевые пункты, влияющие на корпоративную капитализацию, давно и хорошо известны. Но вот их последовательность почему-то всё чаще меняется, что, конечно, вызывает у беспристрастных аналитиков немало вопросов.

КРИТЕРИИ ПОМЕНЯЛИСЬ МЕСТАМИ

Увеличивающиеся размеры доказанных запасов сырья в реестрах тех или иных компаний либо альянсов ещё недавно считались одним из ведущих индикаторов, предвещающих растущие котировки и более активную торговлю ценными бумагами на биржах. А уж если основная доля запасов, о которых идёт речь, нахо-



дится в пределах ключевого ареала деятельности того или иного игрока, то есть на собственной, отечественной территории, то таким, залегающим под рукой активам вообще цены нет – не правда ли? Но вот незадача: в последнее время этот критерий хотя и остаётся, казалось, на почётном месте, но всё же отступает (в глазах наших иностранных партнёров) с главных позиций.

Сказанное наносит немалый ущерб капитализации российских компаний, и они незаслуженно уступают сравнимым зарубежным отраслевым гигантам вдвое, втрое и т. д. Не помогает порой даже арифметическая сопоставимость объёмов добычи с показателями западных аналогов. В итоге «Роснефть», на что не раз сетовал Игорь Сечин, сильно проигрывает по своей капитализации именитой ExxonMobil. А обладатели второго и третьего мест по производству углеводородов в РФ, то есть «ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть», – другим ведущим представителям западного транснационально-энергетического капитала. По крайней мере, на Лондонской или Нью-Йоркской фондовых биржах существенных позитивных подвижек в этом смысле для нас не видно. Быть может, более адекватную динамику удастся обрести со временем в Шанхае или Гонконге?

Для отвода глаз нам говорят, что у нас много не только месторождений, но и нефтегазоносных провинций со сказочными залежами углеводородного сырья. Но они, видите ли, слишком удалены от платёжеспособных рынков или от экспортных маршрутов. Или же создание этих новых маршрутов сталкивается с препятствиями со стороны недоброжела-

телей Москвы (как, например, на Балтике). Или, в конце концов, дело даже не в схеме желаемых поставок, а в трудностях самой разработки. Простекают же они из-за секторальных, прежде всего кредитно-технологических, санкций со стороны Вашингтона и Брюсселя.

Так или иначе, но объективный критерий запасов отталкивается биржевыми хитрецами всё дальше от первых пунктов в привычной табели о рангах Её Величества Капитализации. А что же выдвигается всё ближе к решающим позициям, особенно для «мейджоров» с громкими именами по обе стороны Атлантики?

«ЗАБВЕНИЕ» РИСКОВ

Выдвигаются, оказывается, гипотетические прибыли от будущих продаж сырья и нефтепродуктов. Но, спросите вы, можно ли абсолютизировать столь хрупкую модель, подверженную и завтра, и послезавтра меняющимся рыночным факторам?

Одно дело – независимая от чьих-то капризов и вкусов константа богатых недр в морских или земных глубинах. И совсем другое – самоуверенно-кабинетные подсчёты того, сколько можно будет теоретически заработать на непременно высоких (даже много лет спустя) ценах. Для таких, с позволения сказать, калькуляций необходимо нечто почти невозможное. А именно – искусственное снятие практически любых отраслевых рисков на будущее.

Однако в том-то и дело, что западные нефтегазовые игроки сознательно идут на это ради быстрого роста капитализации! Словно не задумываясь об опасностях зигзагообразных и часто непредсказуемых поворотов на мировой углеводородной арене, упорные «нефтяные бароны» продолжают, по словам эксперта Дэвида Шепарда, оценивать месторождения и производственные активы во многие миллиарды долларов. Причём основана эта «оценка» на фантастически устойчивых долгосрочных ценах, для достижения которых нужен постоянный рост деловой активности (без всяких там экономических циклов (что на практике невозможно)).

Иными словами, риски специально уводятся в тень или игнорируются. Делается же это с целью убедить аналитические агентства, прессу и общественность в том, что начиная с 2021–2022 гг. цены на «чёрное золото» во второй четверти века будут оставаться никак не ниже «вилки» 70–80 долларов за баррель, а затем даже поднимутся намного выше.

Стоит лишь поставить вышеназванные цифры во главу угла в качестве не поддаю-

щегося сомнения абсолюта, как проблема прироста капитализации на западный манер решена! Можно заверить нефтегазовое сообщество, да и политические элиты в том, что долгие годы нефтяные котировки будут расти вместе с рыночной стоимостью компаний не менее чем на 2% ежегодно! Ну прямо-таки Госплан какой-то, и не иначе. Причём пользуются таким методом и выстраивают подобные графики на весьма солидные сроки не «отдельно взятые», а очень многие ведущие представители глобального углеводородного ТЭК.

Так, догматичным (чуть ли не централизованно-командным) подходом к оценке активов и их отдачи характеризуются «плановики» англо-голландской Shell и британской BP. Тем же «неизменно железным» руслом следуют французская Total и норвежская Equinor – наследница Statoil. По данным The Financial Times, трибуны деловых кругов лондонского Сити, практически не отличается в подходе к опорным критериям капитализации стратегии итальянской Eni и испанской Repsol. Охотно следуют тем же курсом любителей «розовых очков» менее известные, но всё же крупные компании – Cairn Energy и Soco International...

ЗАДАЧА С ОДНИМ НЕИЗВЕСТНЫМ

Наташа Лэнделл-Миллз, слышущая на Темзе авторитетным аналитиком в сфере углеводородного ТЭК, объективно оценивает эту искусственную тенденцию. Она прямо даёт понять, что финансовые отчёты и прогнозы компаний сами по себе указывают на противоречие. «Возможно, имеет место систематическое завышение капиталов и показателей игроков», – отмечает Лэнделл-Миллз. – *Происходит же это из-за использования чрезмерно оптимистичных долговременных предсказаний цен на энергоносители*. Начавшись с уже достигнутых ныне 70–80 долларов за баррель, они якобы будут неуклонно расти к середине века. И выйдут к 2050 г. к завидному номинальному показателю – будут колебаться между 127 и 145 долларами.

«В то время как нефтяные и газовые холдинги кажутся уязвимыми перед более низкими ценами на углеводородное топливо, у инвесторов нет данных о том, насколько эти компании уязвимы. Тем временем акционерам надо знать, сколь низкие цены придётся проглотить головным офисам компаний, – пишет The Financial Times. – Причём в случае с энергетическими группами США акционеры пребывают в ещё больших потёмках. Ведь у них даже понятия нет о сути длительных ценовых динамик, которые не упоминаются в фи-

нансовых отчётах. Это лишает их возможности верно истолковать даже напечатанные в этих отчётах цифры или сравнивать их с данными других нефтяных и газовых компаний».

Этот вакуум логики давно уже ощущали, невзирая на высокую репутацию и бесспорный престиж названных выше корпораций, наиболее серьёзные и, главное, независимые эксперты. Имеются в виду те из них, кто не ангажирован прямыми контрактами и заказами со стороны флагманов «нефтянки». Действительно, как в какой-нибудь математической задаче, тут должен быть конкретный и убедительный способ доказать (пусть даже от противного), что рисование жизнеутверждающих – для традиционного ТЭК – ценовых графиков расходитсся с более правдоподобными сценариями. И вот что радует: этот способ всё-таки нашёлся.

МАРЖА ПРОЕКТОВ НИЖЕ ЦЕНОВЫХ ПРОГНОЗОВ

Данную теорему блестяще решила лондонская фирма Sarasin & Partners. Она проникла в самую суть проблемы и точно определила, где и в чём лукавят глубоко-мысленные приверженцы идеи об ускоренном росте капитализации «мейджоров» нефтегазового бизнеса. Верить специалистам Sarasin можно вполне: они контролируют от имени крупных инвесторов, в том числе благотворительных фондов, капиталовложения в объёме 14 млрд фунтов стерлингов, в частности вложенные в нефтегазовую промышленность.

Оказалось, что прогнозы цен, как правило, намного выше тех минимально приемлемых издержек проектов сектора upstream, за которые компании намечают взяться в ближайшие годы и десятилетия. Если рыночные цены лет через десять видятся транснационалам якобы на уровне как минимум 70–80 долларов, то на деле за инвестиционные программы они готовы брать даже в том случае, если цены будут ниже 50-долларовой планки. Капитаны ТЭК предвидят, что цены ко второй трети века могут забуксовать, но не хотят в этом признаваться. Не хотят по причине незыблемого статуса всё той же «священной коровы» постиндустриальной эпохи – рыночной капитализации.

А ведь флагман консалтингового сообщества, компания Wood Mackenzie, предсказывает, что после своего пика, ожидаемого в 2036 г., цены на «чёрное золото» начнут снижаться и больше не вернутся к рекордам прежних времён. Допустим, что такой прогноз ошибочен, но разве

можно игнорировать его вовсе? Да, можно, если это служит высшим целям бизнеса, – так, вероятно, считают в транснациональных корпорациях.

По оценкам Shell, снижение ожидаемой цены сорта Brent всего на 10 долларов за баррель привело бы к падению доходов корпоративного сектора upstream на 3 млрд долларов. А в масштабах всей группы потери бы составили 6 млрд долларов! В общем, дело ясное: пусть красивая упаковка корпоративных ожиданий и планов и впредь отличается от реальности и остаётся неизменной.

В свою очередь, итальянская Eni при реализации собственных проектов в секторе upstream готова мириться с ценами на нефть в 50 долларов за баррель, хотя в её центральном офисе рассчитывают на гораздо более высокие котировки.

Что же касается Total, то в 2017 г. она сообщила, что снижение ценовых прогнозов по сырью на 10% сократило бы вдвое прибыль компании. Хотя гигант со 114-миллиардной капитализацией совладал бы с подобным минусом. Но всё же потеря, как цитирует француз The Financial Times, «не сведётся к маленькой кружке пива». «Сможет ли прогноз 60-долларовой цены на нефть (в отличие от регулярно закладываемых 70–80 долларов) лишить ту же Total всей её прибыли? Что тогда говорить о 40 долларах за баррель?» – пишет издание.

Итак, вопрос состоит в том, где в действительности скрыта разница между показным оптимизмом большинства ценовых прогнозов и фактической готовностью наиболее прозорливых компаний вступить в гораздо худшую для нефтяников и газовиков эпоху.

ОПАСНОСТЬ ДЕКАРБОНИЗАЦИИ

Реализации оптимистичных ожиданий по поводу роста дивидендов для акционеров топливно-энергетических компаний препятствуют не только «подножки» бизнесу из-за политических неурядиц и потрясений, но и обострение конкуренции (зачастую недобросовестной) между различными нефтегазодобывающими государствами и корпорациями. Угроза (пусть и вполне позитивная в интерпретации экологов) исходит в первую очередь от альтернативной энергетики. По мере того как мир постепенно прощается с углеводородным топливом, следуя Парижскому соглашению по климату, нефтегазовые компании наверняка столкнутся с целой горой неудач.

Те самые инвесторы, которые на публике отрицают свою стратегическую обеспо-

коенность будущим, на деле сознают «риски глобальной декарбонизации», отмечает The Financial Times. «Происходит же это из-за того, что правительства хотят справиться с изменениями климата путём устранения углеводородных выбросов как таковых примерно к 2070 г. Более того, в ответ на растущую неопределённость корпорации принимают пониженные ценовые планки, одобряя новые проекты. Очередные инвестиции не будут финансироваться, если не удастся доказать, что они окупятся даже при скромных ценах в размере 60, 50 или даже 40 долларов за баррель. Иными словами, это цены, сравнимые с теми цифрами, которые по настоянию третьих сторон были бы созвучны задачам декарбонизации, вытекающей из Парижского соглашения», – пишет издание.

Пока нефтегазовые гиганты маневрируют, в том числе на бумаге и на компьютерных мониторах, их конкуренты в сфере альтернативного ТЭК не стоят на месте. Они делом доказывают, что углеводородной энергетике и впрямь есть чего опасаться в отраслевой дуэли с современными, наукоемкими, высокотехнологичными и... менее затратными программами соперников.

В 2010 г. кипячение воды в чайнике на солнечной батарее обошлось бы среднестатистическому англичанину в три пенса. К 2020 г., по данным исследовательского коллектива банка UBS, стоимость той же несложной кухонной операции упадёт до половины пенса, а к 2030 г. она станет практически бесплатной. Ещё одно свидетельство того, что дешёвая и чистая энергия имеется на планете в изобилии, не так ли? Благодаря НТР производить возобновляемую энергию становится не только целесообразным, но и более выгодным делом.

Любопытно, что дюжина занятых этим бизнесом компаний Европы, или добрая половина континентальных «альтернативников», за считанные месяцы прибегла к слияниям и поглощениям, способным серьёзно укрупнить, реструктурировать и даже перепрофилировать всю их работу. Так, совсем недавно специализирующаяся на морских ветрогенераторах корпорация Orsted объявила о покупке американской Lincoln Clean Energy.

АЛЬТЕРНАТИВА ПОШЛА В АТАКУ

Если раньше проекты, основанные на использовании энергии морского прибоя, органических отходов или энергии солнца, всегда нуждались в правительственных субсидиях и налоговых каникулах, то теперь – иные времена. Технология шагнула так далеко, что почти никаких поблажек,

льгот и преференций практически и не нужно. Ну а если субсидии от властей всё-таки достижимы, то соискатели добиваются их на тендерах, где наилучшие претенденты вытесняют «слабаков». Вытесняют в частности путём предложения наиболее многообещающих стройплощадок. Всего за три года такие конкурсы уловили издержки на создание «ветровых ферм» у британских берегов, а в Германии буквально все виды и способы генерирования возобновляемой энергии стали вдвое дешевле по сравнению с 2015 г.

В мире уже развернулась гонка за масштабами (а не только пропорциональной эффективности) альтернативного энергоснабжения. Гораздо больше в своих размерах становятся «солнечные фермы». Некоторые из них состоят уже более чем из миллиона панелей, генерирующих свет. Ветровые генераторы достигают высоты небоскрёбов, а «бритвы» их пропеллеров составляют теперь почти 100 м в длину.

Возрастают в своих величинах не только площадки и мощности, но и сами компании этого профиля. Быстрая синергия превращает их из фирм регионального или даже муниципального значения в важнейшие звенья национального ТЭК. Не за горами становление солнечно-ветровых «мейджоров», готовых соревноваться с нефтегазовыми гигантами, поскольку совокупная выработка энергии качественно новыми альтернативными игроками превысит нынешний уровень в 10–20 раз.

Знойное лето 2018 г. показало, что у возобновляемой энергетики есть и немало недостатков. Эти пределы хотя и завоеваны, но всё же не дают пока желанных фантастических эффектов. Образно говоря, новинки то буксуют, то скрипят, то перегреваются... Жара властно останавливала ветрогенераторы в Дании, Испании и Италии, отключала целые блоки на шведских АЭС, а Францию и вовсе подтолкнула к ускоренному отказу от развития ядерной энергетики в целом. И всё же отраслевая альтернатива, хотим мы этого или нет, ускоряет своё наступление на традиционный, кажущийся нам самым надёжным углеводородный ТЭК.

Словом, разрыв между показным оптимизмом штабов нефтегазовых корпораций на Западе и всё более пониженными планками подлинных (хотя и неафишируемых) ценовых ожиданий и конфиденциально обсуждаемых программ в любом случае становится заметным. Более того, он проявляется всё рельефнее вопреки прогнозной маскировке и росту официальных параметров капитализации. ■



X МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПАО «ЛУКОЙЛ»

**«Перспективные направления развития техники
и технологии строительства и реконструкции скважин»**

РЕКЛАМА



ОРГАНИЗАТОР КОНФЕРЕНЦИИ:
Департамент по строительству скважин ПАО «ЛУКОЙЛ»

ТЕХНИЧЕСКИЙ ОПЕРАТОР:
ООО «НЕГУС ЭКСПО Интернэшнл»

22-26 октября 2018 г.

www.oilconf.com



**Уважаемые работники нефтяной и газовой отрасли,
дорогие клиенты и партнеры!**

От имени многотысячного коллектива компании РОСГОССТРАХ сердечно поздравляю Вас с Днем работников нефтяной, газовой и топливной промышленности!

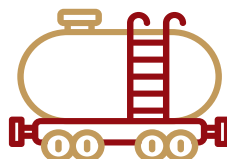
Топливо-энергетический комплекс был и остается прочной основой для развития экономики России, ее стабильности и энергетической безопасности. Благодаря вашему самоотверженному труду, исключительному профессионализму и преданности делу промышленность получает ресурсы для эффективной работы, а дома миллионов граждан обеспечиваются светом и теплом.

Убежден, что профессиональные традиции многих поколений специалистов и накопленный опыт позволят успешно ответить на все современные вызовы и добиться новых значительных успехов! Вы всегда можете положиться на надежную поддержку нашей компании.

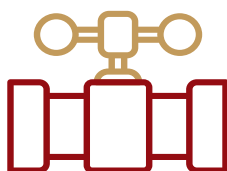
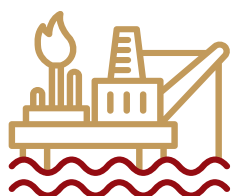
От всей души желаю Вам крепкого здоровья, счастья, благополучия, бодрости духа и неиссякаемой энергии!

С праздником!

Генеральный директор
ПАО СК «РОСГОССТРАХ»
Николаус Фрай



С ДНЕМ РАБОТНИКОВ НЕФТЯНОЙ, ГАЗОВОЙ И ТОПЛИВНОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ!



Рынок нефти: кто успеет заработать?

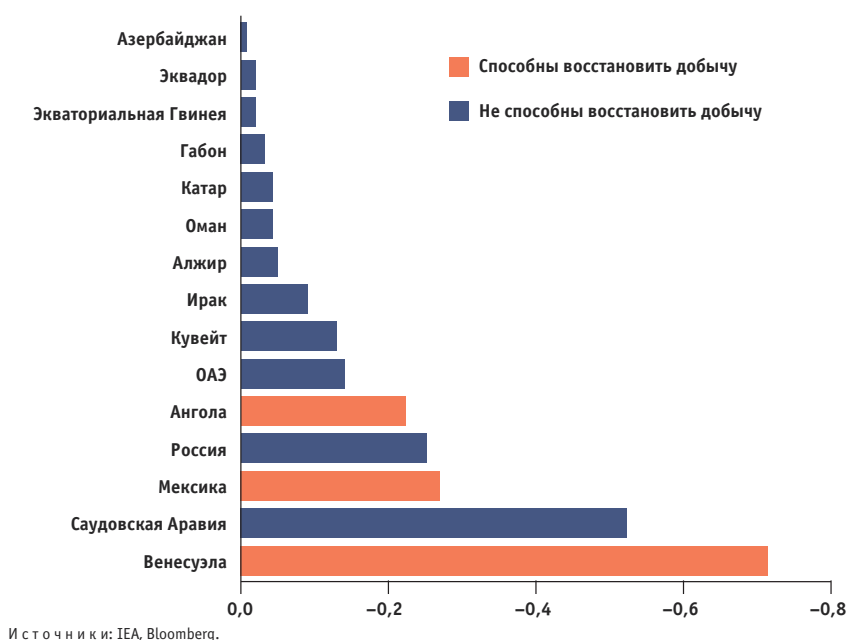
Последствия июльского решения «ОПЕК+» об увеличении добычи ярко проявились в июле – августе

Константин СЕРГЕЕВ

На встрече в Вене 23 июня было достигнуто соглашение о суммарном наращивании добычи до конца 2018 г. на 1 млн барр./сут. Основная цель – сохранение баланса спроса и предложения на мировом рынке в условиях возможного резкого снижения поставок под давлением санкций, введённых США против целого ряда крупных производителей. В дополнение к жёстко «демократизированной» Ливии и «диктаторской» Венесуэле чёрный список пополнил Иран. Он, по мнению Белого дома, слишком успешно восстанавливал свои экспортные позиции, особенно в регионах, представляющих особый интерес для американских операторов. Результатом стало заявление Д. Трампа об одностороннем выходе США из так называемой ядерной сделки с включением всего комплекса вполне нерыночных мер, направленных против иранского экспорта энергоносителей.

Кстати, западные эксперты были склонны несколько переоценивать ожидаемые риски для нефтяного рынка и, следовательно, возможную реакцию членов «ОПЕК+». В частности, Reuters и Platts предполагали, что они решат увеличить добычу на 1,5 млн барр./сут, а Bloomberg буквально за 10 дней до венской встречи прогнозировал рост на 1,8 млн барр./сут. Однако предпочтение было отдано более взвешенному решению, которое позволяло бы ряду производителей увеличить экспортные объёмы и при этом сохранить достаточно комфортные цены, то есть заработать на кризисе.

Рис. 1. Возможности ведущих производителей из числа членов «ОПЕК+» по восстановлению добычи нефти, млн барр./сут



Источники: IEA, Bloomberg.

ОПЕК: ЖЕЛАНИЯ И ВОЗМОЖНОСТИ

Конечно, воспользоваться подобной возможностью до конца 2018 г. смогут далеко не все участники соглашения, однако число потенциальных счастливиц достаточно велико (см. рис. 1).

Хотя индивидуальные квоты на увеличение добычи не определялись, теоретически их можно оценить исходя из установленных ранее объёмов снижения производства (см. табл. 1).

На практике же ситуация оказалась не столь однозначной, поскольку предусмотрительные игроки начали увеличивать добычу ещё до знаковой встречи в Вене (см. табл. 2).

Как видно, успехи большой ближневосточной четвёрки – Саудовской Аравии, Ирака, ОАЭ и Кувейта – уже к концу июня смогли полностью компенсировать потери от сокращения добычи в Ли-

Табл. 1. Сокращение и рост добычи нефти согласно решениям «ОПЕК+», тыс. барр./сут

Страна	Сокращение добычи – соглаш. от 10.12.2016 г.	Предполагаемый рост добычи за июль – декабрь 2018 г.
Саудовская Аравия	-486	+292,6
Кувейт	-131	+78,6
Ирак	-209	+125,8
Россия	-300	+180,5
Катар	-30	+18
Мексика	-100	+60
ОАЭ	-139	+83,6
Венесуэла	-95	+57,4
Габон	-9	+5,4
Эквадор	-26	+15,6
Алжир	-50	+30
Ангола	-87	+52,5
Всего	-1662	1000

Источники: EIA International Data, Секретариат ОПЕК, Минэнерго РФ, Labyrinth Consulting.

Табл. 2. Динамика добычи нефти странами-членами ОПЕК, тыс. барр./сут

	2017 г.	Май 2018 г.	Июнь	Июнь к маю
Алжир	1043	1035	1039	+4,6
Ангола	1637	1519	1431	– 88,3
Конго*	256	319	331	+12
Эквадор	530	520	519	– 0,9
Эк. Гвинея	133	127	126	– 0,8
Габон	200	187	190	+3,5
Иран	3811	3822	3799	– 22,7
Ирак	4446	4461	4533	+71,5
Кувейт	2708	2703	2731	+27,3
Ливия	817	962	708	– 254,3
Нигерия	1658	1632	1660	+27,8
Катар	607	602	603	+0,8
Саудовская Аравия	9954	10015	10420	+405,4
ОАЭ	2915	2862	2897	+35,1
Венесуэла	1911	1388	1340	– 47,5
Всего	32628	32154	32327	+173,4

*Член ОПЕК с 22.06.2018 г.

Источники: OPEC Monthly, вторичные источники.

вии, Анголе, Венесуэле и Иране. В июле же эта тенденция получила своё дальнейшее развитие. Согласно предварительным оценкам Reuters, опередившим официальные отчёты ОПЕК, картелю удалось нарастить производство «чёрного золота» ещё на 313 тыс. барр./сут – до 32,64 млн барр./сут. При этом Саудовская Аравия и ОАЭ довольно скромно прибавили – по 50 и 40 тыс. барр./сут соответственно, а Кувейт – 80 тыс. барр./сут. Менее значительный прирост продемонстрировал Ирак (+28 тыс. барр./сут). По сравнению с Ираком почти вдвое (на 50 тыс./барр.) была увеличена добыча в Нигерии, чему способствовало возобновление работы экспортного терминала Bonny Light (оператор – Shell) в дельте р. Нигер. А наиболее весомую прибавку в июле (около 350 тыс. барр./сут) нефтяной корзине ОПЕК обеспечила Республика Конго, которая присоединилась к этому мировому клубу как раз накануне энергетического саммита в Вене.

Что же касается проблемных регионов, то в Анголе по-прежнему наблюдается спад добычи на фоне естественного снижения производительности основных нефтяных полей. В Ливии из-за очередного обострения внутривнутриполитического противостояния вновь остановлено производство на крупнейшем углеводородном месторождении Эль-Шарара. Перманентный экономический кризис и хронический инвестиционный голод продолжают разрушать добывающую отрасль Венесуэлы. Чувствительные потери понёс и Иран, который только за два месяца (июнь – июль) вынужден был

снизить добычу более на 120 тыс. барр./сут. Тем не менее пока ОПЕК демонстрирует способность самостоятельно компенсировать недостающие объёмы, которые по тем или иным причинам не добавляют некоторые его члены. А ведь есть ещё и другие игроки, готовые принять самое активное участие в переделе освобождающихся экспортных ниш...

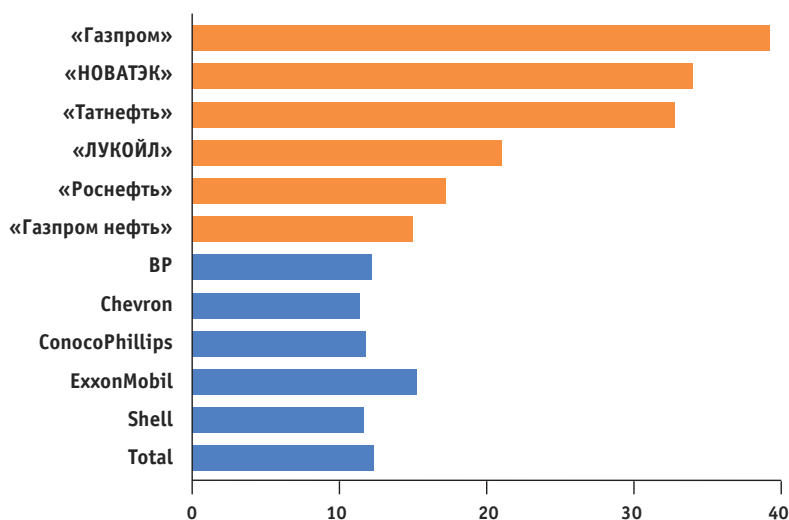
Россия: сдержанный оптимизм

Судя по публикациям в отраслевых медиа, для большинства западных экспертов Россия по-прежнему остаётся «загадкой, завернутой в тайну». Единогласно отмечая, что российские нефтяники (подобно своим коллегам из Саудовской Аравии) начали наращивать добычу ещё в первых числах июня, они существенно расходятся в оценках возможностей РФ по дальнейшему увеличению производства «чёрного золота».

После того как уже в первую неделю июля среднесуточная добыча в стране выросла на 120 тыс. барр./сут (до 11,09 млн барр./сут), Международное энергетическое агентство спрогнозировало, что до конца года Россия сможет прибавить ещё не более 155 тыс. барр./сут. Аналитики Global Platts обозначили верхний предел уже в 300 тыс. барр./сут, причём на его достижение также отвели как минимум шесть месяцев. Наиболее же щедрой оказалась оценка Goldman – плюс 500 тыс. барр./сут к уже достигнутому уровню.

Для большинства западных экспертов Россия по-прежнему остаётся «загадкой, завернутой в тайну». Единогласно отмечая, что российские нефтяники начали наращивать добычу ещё в первых числах июня, они существенно расходятся в оценках возможностей РФ по дальнейшему увеличению производства «чёрного золота».

Рис. 2. Сравнительные характеристики доказанных запасов нефти и газа ведущих добывающих компаний мира (в годах возможной добычи)

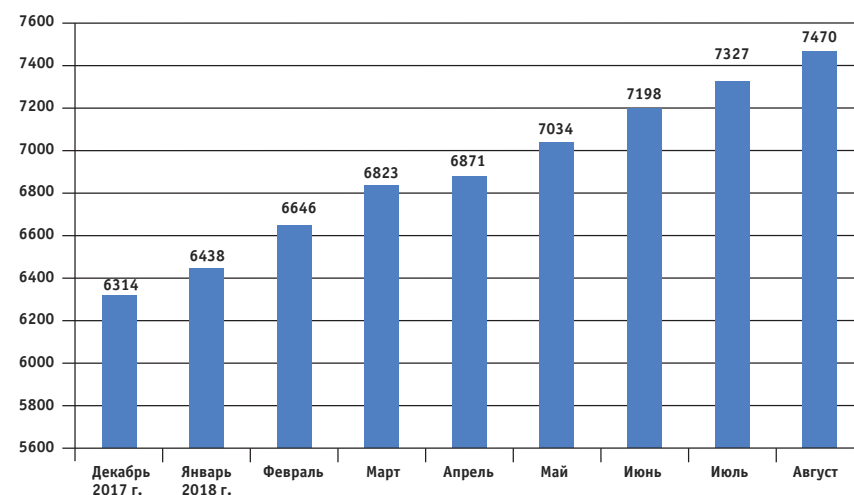


Источники: IHS Herold, Ernst & Young.

Действительность оказалась ближе к самым оптимистичным ожиданиям: за первые четыре дня июля Reuters отметил рост суточного производства нефти в России до 11,193 млн барр./сут, то есть для повышения добычи на 250 тыс. барр./сут отечественным операторам потребовалось лишь чуть более месяца. На этом фоне обещание главы российского Минэнерго Александра Новака восстановить производство на 200–250 тыс. барр./сут в течение июля представляется достаточно скромным.

Западные эксперты впечатлены тем, что «Роснефть», «Газпром нефть» и «ЛУКОЙЛ» подтвердили свои обещания вернуться к прежним объёмам добычи, наращивая её на 35–36 тыс. барр. ежедневно. Отмечается также, что доказанные запасы ведущих российских операторов (см. рис. 2) создают благоприятные условия для превышения уже до-

Рис. 3. Динамика добычи сланцевой нефти в США, декабрь 2017-го – август 2018 г., тыс. барр./сут



Источники: Агентство энергетической информации США (EIA).

Табл. 3. Добыча нефти по основным районам сланцевых разработок США, тыс. барр./сут

	Декабрь 2017 г.	Январь 2018 г.	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август*	%
Anadarko	483	488	491	492	503	518	539	549	559	+15,7
Appalachia **	111	113	117	112	107	110	113	114	118	+6,3
Bakken	1168	1207	1215	1211	1214	1218	1266	1282	1297	+11
Eagle Ford	1239	1242	1289	1307	1312	1354	1364	1401	1436	+15,9
Haynesville	44	44	42	42	42	42	42	43	43	– 2,3
Niobrara	543	550	573	583	583	593	597	605	611	+12,5
Permian	2726	2794	2919	3076	3110	3199	3277	3333	3406	+24,9
Всего	6314	6438	6646	6823	6871	7034	7198	7327	7470	+17,8

*Прогноз.

**По обновлённой классификации EIA объединяет районы Marcellus и Utica.

Источники: Агентство энергетической информации США (EIA).

стигнутых рекордных уровней производства.

При этом ключевая роль в ускорении темпов добычи отводится активному освоению месторождений за пределами российской территории, в рамках зарубежных проектов.

АМЕРИКА: ПЕРЕОЦЕНКА ЦЕННОСТЕЙ

Не присоединяясь к Венскому соглашению об ограничении добычи от 10 декабря 2016 г., США сумели в полной мере воспользоваться последствиями его строгого соблюдения участниками «ОПЕК+». Устойчивый рост мировых цен на нефть с предкризисных 30–35 долларов за баррель до 50–60 долларов позволил реанимировать добывающую отрасль в целом, а многих американских операторов попросту спас от банкротства. Дальнейшее же повышение котировок «чёрного золота» (до 70 долларов и более) на фоне рукотвор-

Исходя из уже достигнутых результатов, Министерство энергетики США (Department of Energy – DOE) как раз накануне встречи В. Путина и Д. Трампа в Хельсинки заявило о намерениях страны уже в 2019 г. добиться абсолютного мирового лидерства по добыче нефти.

ных локальных кризисов способствовало ещё более активному росту его производства, главным образом на сланцевых месторождениях (см. рис. 3, табл. 3).

Исходя из уже достигнутых результатов, Министерство энергетики США (Department of Energy – DOE) как раз накануне встречи В. Путина и Д. Трампа в Хельсинки заявило о намерениях страны уже в 2019 г. добиться абсолютного

мирового лидерства по добыче нефти. Согласно предварительным расчётам DOE, в следующем году США смогут добывать в среднем 11,8 млн барр./сут, значительно обогнав как Саудовскую Аравию, так и Россию. Как и следовало ожидать, основной прирост предполагается получить за счёт расширения сланцевых разработок участков, которые примыкают к побережью Мексиканского залива, – Eagle Ford и Permian (см. рис. 4).

С начала 2018 г. оба этих района демонстрируют максимальные темпы увеличения производства. При этом на долю Permian приходится почти половина всей добычи сланцевой нефти в стране. Более того, оценивая потенциал данного бассейна, министр энергетики США Рик Перри назвал его третьим в мире по запасам углеводородов и заявил, что ускоренное освоение этих ресурсов откроет новую эру «энергетического доминирования Америки». Между тем некоторые

Рис. 4. Районы Eagle Ford и Permian: схема расположения и основные элементы нефтетранспортной инфраструктуры



американские отраслевые специалисты считают истинные запасы Permian гораздо более скромными. В частности, эксперт Labyrinth Consulting Арт Берман оценивает их на уровне лишь 3,7 млрд барр. (см. рис. 5).

При этом вполне логично отмечается, что США вряд ли смогут всерьез претендовать на энергетическое доминирование в мире до тех пор, пока им не удастся по крайней мере удвоить свои доказанные запасы «чёрного золота».

Цены: снова под прицелом

Сразу же после оглашения официального решения «ОПЕК+» о грядущем повышении добычи, нефтяные котировки несколько просели (на 0,5 и 0,8 долл./барр. для WTI и Brent соответственно). Однако уже с начала следующей рабочей недели (25.06) они стремительно пошли вверх и концу месяца достигли локальных максимумов – 74,3 доллара для WTI и 79,23 доллара для Brent (см. рис. 6).

Дело в том, что за первые 10–12 дней рынок просто не поверил в действительную готовность государств «ОПЕК+» достаточно быстро восстановить добычу, зато угроза резкого падения поставок из Ирана на фоне очередных громких заявлений из Белого дома в этот период представлялась особенно актуальной. Неслучайно марка WTI более чем на 2 долл./барр. превысила предыдущие майские рекорды и продержалась на новых максимальных уровнях заметно дольше,

чем Brent. Однако уже к концу первой декады июля рынок ощутил реальное увеличение предложения, что и выразилось в достаточно быстром снижении котировок до 70–73 долл./барр.

После небольшого синхронного прироста (в пределах 0,7 долл./барр. для обеих марок) с 13 июля нисходящая тенденция только укрепилась – на ожида-

Новые угрозы Вашингтона и ответные заявления Тегерана (вроде обещаний заблокировать вывоз сырой нефти из Персидского залива) подталкивают котировки вверх, в то время как России вместе с лидирующими производителями из числа стран «ОПЕК+» удаётся сдерживать их чрезмерно быстрый рост.

ниях теперь уже неизбежной встречи президентов России и США. А последний (пока?) толчок вниз цены получили как раз в ходе российско-американского саммита в Хельсинки 16 июля. После заявления В. Путина о том, что Россия и США могли бы совместно работать над регулированием мирового рынка нефти и газа, котировки WTI просели до 67,19 доллара, а Brent – до 71,84 долл./барр., то есть соответственно сразу на 3,97% и 4,3%!

Последующие же колебания нефтяных цен наглядно показывают, что подобная «совместная работа» уже ведётся, хотя в весьма своеобразной форме. На фоне периодически обостряющихся (не без внешней помощи) кризисов в Ливии и Венесуэле в фокусе открывен-

Рис. 5. Сравнительные оценки доказанных запасов нефти по странам, млрд барр.

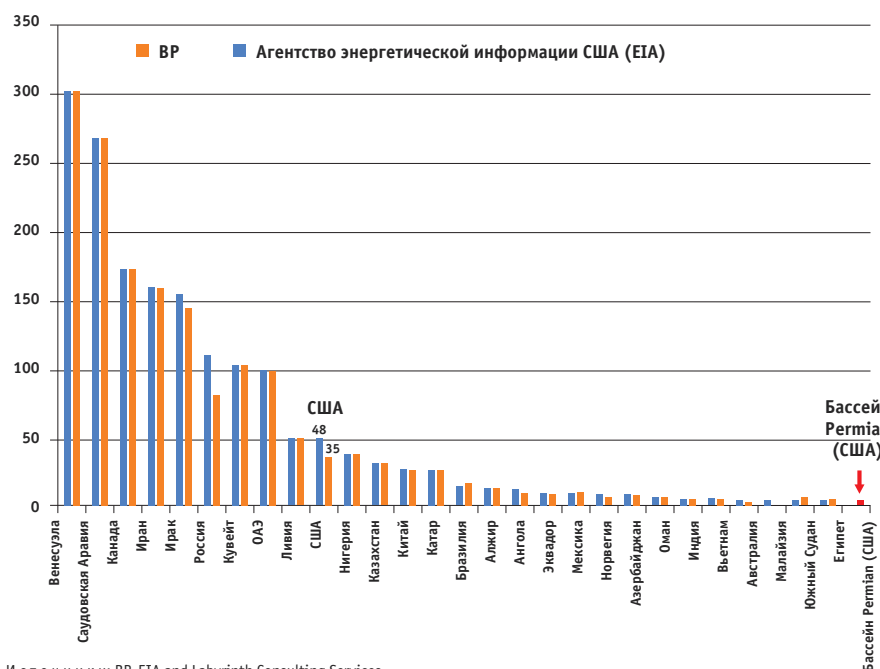
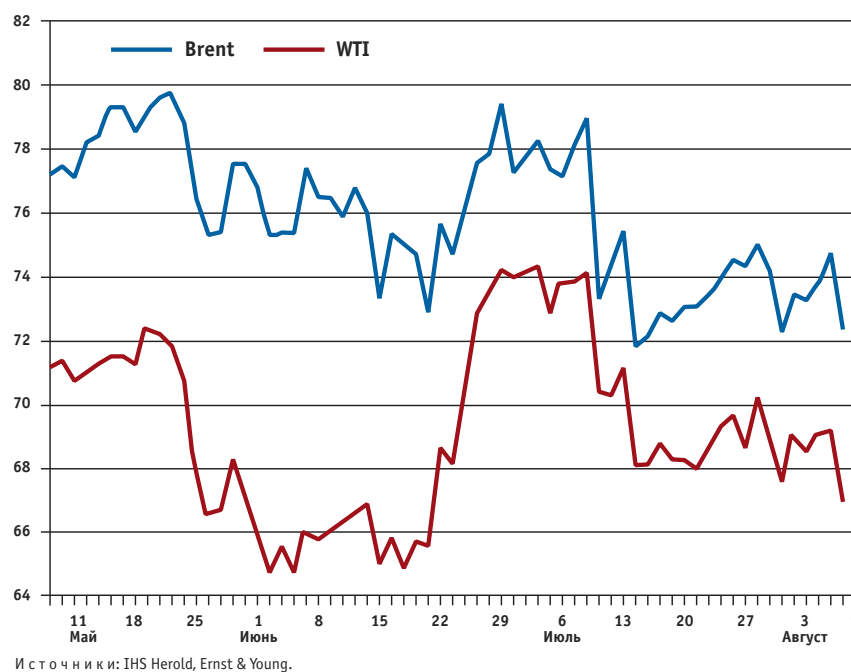


Рис. 6. Динамика цен на нефть, май – август 2018 г., долл./барр.



но нерыночного воздействия США оказался Иран. Новые угрозы Вашингтона и ответные заявления Тегерана (вроде обещаний заблокировать вывоз сырой нефти из Персидского залива) подталкивают котировки вверх, в то время как России вместе с лидирующими производителями из числа стран «ОПЕК+» удастся сдерживать их чрезмерно быстрый рост. При этом обе «регулирующие» стороны стремятся использовать сложившуюся ситуацию с максимальной пользой для себя – как для развития национальных добывающих отраслей, так и для укрепления своих экспортных позиций.

Утверждать, что рынок уже полностью «переварил» последствия одностороннего выхода США из соглашения по Ирану, представляется несколько преждевременным. Вплоть до промежуточных выборов в Конгресс (6 ноября 2018 г.) и оглашения их результатов, риски новых резких заявлений (а возможно – и действий) Белого дома остаются чрезвычайно высокими. Кстати, как раз к этому времени (непростое совпадение) истекает и 180-суточный «льготный» период, в течении которого импортёры должны прекратить свои деловые операции с Ираном. Таким образом, по крайней мере на ближайшие три месяца базовым коридором нефтяных котировок вероятнее всего станут 70–75

долл./барр. с ожиданием очередных всплесков на особо «горячих» новостях. Тем актуальнее становится вопрос о создании более эффективного механизма рыночного регулирования, который бы действительно учитывал интересы всех его участников.

БОЛЬШЕ ОПЕК – ХОРОШИХ И РАЗНЫХ?

Продолжая держать руку на пульсе нефтяного рынка, участники соглашения «ОПЕК+» намерены и в дальнейшем гибко реагировать на изменения баланса спроса и предложения. В частности, не исключено, что на сентябрьской встрече министров энергетики этих стран согласованные объёмы добычи вновь будут пересмотрены. Вопрос – в какую сторону? Согласно своему июльскому обзору рынка нефти, ОПЕК прогнозирует, что в 2019 г. рост мирового спроса на «чёрное золото» замедлится –

Продолжая держать руку на пульсе нефтяного рынка, участники соглашения «ОПЕК+» намерены и в дальнейшем гибко реагировать на изменения баланса спроса и предложения.

с 1,65 до 1,45 млн барр./сут. Причём ожидаемый спрос на нефть из стран ОПЕК оценивается в 32,2 млн барр./сут, что почти на 800 тыс. барр./сут меньше, чем в 2018-м. С учётом же резервных мощностей России и других независимых производителей, присоединившихся к Венскому соглашению, «расширенный ОПЕК» обладает реальными возможностями обеспечить стабильность предложения даже в условиях усиленного санкционного давления на его членов со стороны Вашингтона.

Что же касается США, то ОПЕК ожидает «значительного» снижения темпов сланцевых разработок уже во второй половине 2018 г. и укрепления этой тенденции в 2019 г. Это неудивительно, учитывая переоценённость запасов в ведущих районах добычи. Неслучайно в мае нынешнего года Палата представителей Конгресса США, а в июле – Сенат инициировали рассмотрение нового варианта NOPEC (No Oil Producing and Exporting Cartels Act). Этот законодательный акт предусматривает предоставление правительству США права вводить санкции и принимать иные меры воздействия на иностранные государства, которые совместными усилиями «ограничивают добычу, устанавливают цены или другим образом ограничивают торговлю нефтью и природным газом, ущемляя интересы США».

По сути, это является очередной попыткой распространить действие норм внутреннего американского законодательства на международные отношения. Инициатива не нова – подобные шаги неоднократно предпринимались в 2007–2017 гг., однако их реализации помешало президентское вето Дж. Буша и Б. Обамы. Ожидается, что новый хозяин Белого дома всё же подпишет новый закон, если его проект удастся провести через Конгресс.

Но эта мера представляется несколько запоздалой. Согласно заявлению главы Минэнерго РФ А. Новака от 20 июля, уже с 1 января 2019 г. на платформе «ОПЕК+» будет создана новая организация, наделённая функциями регулирования нефтедобычи. Чем больше стран-производителей станут её членами, тем менее эффективными рискуют оказаться любые санкции против «непослушных» и тем более ограниченными – возможности манипулировать котировками за счёт статистической эквилибристики с национальными запасами «чёрного золота» в США.

«Правила игры» для глубоких переделов

Чтобы развивать отечественную нефтехимию, нужно не поддерживать отдельные компании или предприятия, а формировать единую государственную политику

В последние годы развитию отечественной нефтехимии уделяется повышенное внимание на государственном уровне. Тем не менее Россия по степени «химизации» своей экономики, по ассортименту и объёму выпускаемой нефтехимической продукции по-прежнему уступает ряду ведущих индустриальных держав. Имеется некоторое отставание и в сфере отраслевой науки, что порождает опасения по поводу импортонезависимости российской нефтехимии. Как решить эти проблемы и вывести нашу страну в число глобальных лидеров нефтехимического рынка? На эту тему на страницах «Нефти России» размышляет директор по развитию бизнеса ThyssenKrupp Industrial Solutions, кандидат технических наук Игорь НАСИРОВ.

– Игорь Рашидович, как Вы оцениваете уровень химизации основных отраслей экономики России?

– Наиболее индикативным показателем состояния химизации является сельское хозяйство в широком смысле. Что касается промышленности, то если мы имеем в виду применение химических продуктов, материалов и добавок, то за последнее время серьёзных сдвигов у нас не произошло. Импорт по-прежнему преобладает, а избыток природного газа в стране недостаточно используется.

В целом, на мой взгляд, нефтегазохимия как отрасль требует информационной консолидации, создания центра обмена информацией и единой стратегии. Нефтехимики, по сути, разрознены, постоянных площадок для отраслевого общения практически нет. Единых научных центров, таких как ВНИПИнефть и ВНИИ НП, до недавнего времени также не было. В то же время, по данным Химического совета США, сейчас в мире запланировано 310 новых нефтехимических проектов на 185 млрд долларов. В частности, Saudi Aramco



намерена через 10 лет удвоить производство нефтехимической продукции.

Также отмечу, что возрастает актуальность вопроса эффективной переработки нефтяного сырья. На мой взгляд, было бы целесообразней сконцентрироваться на переработке максимальных объёмов природного газа, инвестировать в сбор и дальний транспорт попутного газа и ШФЛУ, а также развить систему транспортировки бензиновых фракций.

Наряду с развитием трубопроводного и железнодорожного транспорта необходимо создать индустрию автомобильных перевозок лёгкого углеводородного сырья. Прежние оптимизационные подходы и разработки «перерабатывать на месте добычи сырья или на месте потребления продуктов» в современных условиях неэффективны.

– Каковы, на Ваш взгляд, тенденции развития НИОКР в сфере нефтегазохимии?

– Лидерами фактических инвестиций в НИОКР, перехватив инициативу у Германии, остаются США и Япония. Пыта-

ются не отставать Китай и Южная Корея. В России НИОКР не мотивированы. НИИ и КБ принадлежат отдельным компаниям, не финансируются на мировом уровне и находятся в неконкурентной среде, что ограничивает как объём инвестиций, так и возможность широкого использования результатов их деятельности всеми предприятиями отрасли.

– Какие направления НИОКР, по Вашему мнению, следует развивать опережающими темпами?

– В мире думают про сокращение выбросов углекислого газа, утилизацию отходов, безотходную нефтехимию, сохранение энергии, повышение эффективности транспорта.

Если затронуть тему распространения наилучших доступных технологий (НДТ), то следует помнить, что сам термин «наилучшие доступные технологии» (best available techniques) появился в контексте документов по защите атмосферы и сокращению выбросов загрязняющих веществ. В ЕС, где работа ведётся более 20 лет, всё равно остаются нерешёнными многие вопросы. Россия находится на этапе подготовки НТД. Нам предстоит создать единый центр и мотивационную систему.

– Какие меры необходимы для обеспечения независимости от импорта в отечественной нефтехимии?

– Во-первых, создание центров для проведения научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (так называемых центров R&D). Во-вторых, поддержка грантами. Кроме того, важно освободить работы, выполняемые в R&D-центрах, от налогов и обеспечить кредитование новых разработок под 3–5% годовых.

Отраслевые и межотраслевые центры (исследовательские, проектные и инженеринговые), с одной стороны, обеспечат развитие именно востребованных тем. С другой стороны, они создадут необходимую конкуренцию.

Дополнительно можно предоставить льготную аренду, а также обеспечить безвозмездное целевое выделение земельных участков.

На мой взгляд, задача государства в этом процессе – мотивирующее налоговое регулирование, то есть использование регуляторных механизмов низких ставок.

В целом я считаю, что в настоящее время нет серьёзных препятствий для доступа к современным технологиям и ноу-хау или экспортному кредитованию по европейским ставкам. Интеграция позволит трансформировать существующие технологические схемы и реализуемые проекты с участием западных компаний при организации экспортного кредитования.

Затратные и нерезультативные попытки тотального импортозамещения целесообразно заменить рациональной интеграцией с развитием локальных компетенций при активном использовании возможностей европейских инженеринговых компаний по всем составляющим реконструкции и модернизации.

Всё это позволит успешно реализовывать крупные проекты, обеспечит непрерывную эффективную трансформацию как сырьевых, так и перерабатывающих компаний в соответствии с изменяющимися вызовами.

– Должны ли компании-заказчики встречаться с российскими производителями так же, как это происходит, когда дело касается западных производителей?

– Последние 10 лет мы в ThyssenKrupp видим, что заказчики с одинаковым удовольствием проводят встречи и аудиты как в России, так и за рубежом. Во всех случаях действует только один критерий принятия решения – целесообразность. Уже отлажена система предквалификации, оценки и контроля – как собственными силами, так и с привлечением инженеринговых или специализированных компаний.

– Как Вы оцениваете состояние инфраструктуры хранения и транспортировки нефтехимической продукции?

– Считаю, что необходима госпрограмма по развитию систем железнодорожного транспорта, хранения и перевалки продуктов нефтехимии. Надо наладить производство нескольких тысяч железнодорожных спеццистерн, резервуаров и газгольдеров.

– Каково Ваше мнение о проблеме «независимости трубы»?



«Сибур»

– Что касается трубопроводов, то они, безусловно, должны использоваться максимально эффективно, независимо от принадлежности/собственности. Они проходят через территорию разных областей и всей страны, используя ежегодно общественные ресурсы земли и окружающей среды. Пусть они будут «зависимы», но мера ответственности и степень обязательств перед обществом должны быть соответствующие.

– Какие инфраструктурные проекты в сфере нефтехимии необходимо осуществлять в ближайший период?

– Нужно построить новые порты-хабы, нацеленные на нефтехимию, включая малотоннажные продукты и удобрения:

- на Чёрном море между Новороссийском и Сочи. Необходимо также разработать пакетное соглашение с Турцией (синергия с портами Стамбула);
- на Баренцевом море между Мурманском и Архангельском;
- во Владивостоке с возможной прокладкой трубопроводов и созданием

ещё одного-двух производственных кластеров.

– В какие направления стоит вкладывать основные инвестиционные ресурсы по мере их появления?

– Цель, которую может поставить себе отрасль, – это развитие диверсифицированного, сбалансированного, слабо зависящего от колебаний рынков производства. Эта цель достижима за счёт расширения ассортимента и роста числа переделов – значит, путём развития малотоннажной нефтехимии. Но данное направление невозможно реализовать без стратегии и менеджеров.

Начать можно с выпуска полиолов, полиуретанов и других импортируемых продуктов и их производных: полиэтилентерефталата текстильного качества, полиэтилентерефталата для производства жёсткой упаковки, полиамида 66, эпихлоргидрина и т. д.

В свою очередь, в целях создания ресурсной базы для данных процессов будет развиваться дегидрирование и начнут стро-



иться комплексы получения ароматики из бензиновых фракций.

Возвращаясь к рациональному использованию газа, стоит отметить, что газомоторное направление в РФ необходимо развивать только за счёт частных инвестиций. Инвестировать из бюджета нецелесообразно. Даже государственно-частное партнёрство по этим проектам вызывает сомнения стратегического плана.

Повсеместный и интенсивный переход на электромобили, на мой взгляд, очевиден. Переходный период будет недолгим – примерно 10–20 лет. Поэтому следует перестраивать существующие автомобильные заводы и конвейеры на комби-системы (бензин + электро и дизель + электро), а далее – полностью на электро.

С газомоторными автомобилями есть целый ряд технических и иных проблем. В частности, класс опасности СПГ. В России пока пара сотен заправок под компримированный природный газ (КПГ), в том числе в Москве только три (остальные на МКАДе и за его пределами). А с СПГ-заправками ситуация ещё хуже. В США при развитой системе дорог СПГ используется в отдельных сегментах как альтернатива строительству дорогостоящих ЛЭП и в сочетании с другими топливами.

– Насколько целесообразно создание технопарков (химических кластеров) в РФ?

– Для начала отмечу, что компании размещают свои нефтегазоперерабатывающие, нефтехимические и химические производства концентрировано – создавая нефтехимические кластеры. Формирование вокруг существующих НПЗ, нефте- и

газоперерабатывающих и нефтехимических заводов условий для развития глубокой переработки – органично и выгодно.

Государству, на мой взгляд, нужно создать условия для:

- дешёвого финансирования проектов (не более 5% годовых);
- стабильного и благоприятного по сравнению с другими странами налогового режима (если проекта не будет, то не будет и налогов вообще – ни от данного актива, ни от смежных отраслей);
- лёгкого доступа к земельным участкам под новый проект, включая предоставление их безвозмездно (если земля есть и не используется, значит, её лучше отдать и получать рабочие места, чем когда-нибудь, кому-нибудь, возможно, продать);
- доступной и дешёвой инфраструктуры;
- лёгкого подключения и неограниченного доступа к дешёвым энергоносителям и воде;
- более выгодной логистики по сравнению с сырьём (развитие транспортировки грузов железнодорожным, водным и автотранспортом, создание разветвлённой сети продуктопроводов);
- беспрепятственного, быстрого и незатратного таможенного оформления.

В целом конкурировать с кластерами, располагающими дешёвым и доступным сырьём, находящимися в портах, имеющими низкую стоимость финансирования, бесперспективно. В России нецелесообразно создавать новые нефтехимические кластеры с традиционным спектром продукции. Существующие кластеры сле-

дует переформатировать и изменить их продуктовую корзину.

– Какие нефтехимические проекты являются наиболее значимыми на ближайший год?

– Я бы отметил три группы проектов, которые уже реализуются или могут стартовать в этом году. Первые – это проекты, которые нацелены на выпуск новых продуктов и которые приведут к развитию целых отраслей:

- Ивановский ПЭТФ – проект, который должен не только стать основой для развития текстильной промышленности, но и послужить стимулом наращивания производства моноэтиленгликоля (МЭГ) и терефталевой кислоты (ТФК);
- комплекс НРРО (технология преобразования перекиси водорода в окись пропилена) и полиолов;
- производство MDI и TDI.

Вторые – это проекты, связанные с развитием существующих нефтехимических кластеров:

- комплекс олефинов («Нижнекамскнефтехим»);
- производство метанола («Нижнекамскнефтехим»).

Третья группа – это проекты, связанные с утилизацией этана, СУГ и ШФЛУ:

- «ЗапСибНефтехим» («СИБУР»);
- Амурский газохимический комплекс («СИБУР»);
- Иркутский завод полимеров (Иркутская нефтяная компания).

Подводя итог всему сказанному, отмечу ряд положений, которые необходимо выделить, если мы хотим дальнейшего эффективного развития отрасли.

Первое – логистика. Это то, над чем надо работать.

Второе – транспорт должен быть дешёвым и доступным не только для нефти и газа.

Третье – доступное и дешёвое финансирование наряду с понятной, стабильной и конкурентной налоговой системой поможет развитию нефтехимической отрасли, которая поднимет экономику России.

И четвёртое – нужна не поддержка отдельных компаний и/или предприятий, а создание единой государственной политики, нацеленной на формирование новой отрасли глубокой переработки углеводородов на основе конкуренции, с использованием сырьевых и энергетических преимуществ и нивелированием логистического отставания.

*Интервью подготовила
Наталья Силкина* ■

КОНФЕРЕНЦИЯ

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

OIL, GAS & MONEY

20 СЕНТЯБРЯ 2018, МОСКВА, МЕТРОПОЛЬ



Спрос и предложение
на нефтяном и газовом рынке



Смарт-контракты и блокчейн
в нефтегазовой отрасли



Новые бенчмарки
и ключевые индикаторы



Формирование единого
биржевого пространства ЕАЭС



Торговые потоки и экспорт
энергоресурсов при геополитических
противоречиях

52



Финишная прямая
налогового маневра

50

Commodity market
URALS

Организатор

НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ

Стратегические партнеры

19-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2019



ЭКСПОЦЕНТР
НАЦИОНАЛЬНЫЙ ЦЕНТР
ОБЩЕСТВЕННЫХ СООБЩЕСТВ

Подробная информация об участии в мероприятии по телефонам:

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

e-mail: mail@oilandgasforum.ru, www.oilandgasforum.ru

«Для нас компания-клиент и её сотрудники – это единое целое»

Инновационные форматы работы позволяют «Росгосстраху» обеспечить одинаково высокое качество страховых услуг и в городах-миллионниках, и на отдалённых производственных площадках

Второе столетие своей истории компания «Росгосстрах» намерена встретить в качестве одного из лидеров корпоративного сегмента страхового рынка. Принятая в начале лета стратегия развития до 2021 г. декларирует амбициозные цели – закрепление в числе лидеров по страхованию ответственности и имущества предприятий, по добровольному медицинскому страхованию работников крупных компаний. Добиться этого «Росгосстрах» сможет в том числе за счёт расширения ассортимента услуг, инновационных форматов работы, серьёзного повышения качества и применения системного подхода к обслуживанию своих ключевых клиентов. Именно следуя этой логике, решением компании было принято решение о создании отдельного Блока ТЭК. Это подразделение сконцентрируется на работе с нефтяниками и намерено укрепить их во мнении, что именно «Росгосстрах» является для отрасли страховой компанией первого выбора, говорит руководитель Блока Дмитрий ТАЛАЕВ.

– Дмитрий Алексеевич, проясните, пожалуйста, создание в компании отдельного направления по ТЭК. Это своего рода проявление уважения к ключевой для государства отрасли или решение диктуется бизнес-интересами «Росгосстраха»?

– Прежде всего, это решение продиктовано общими интересами и нашей страховой компании, и нашего ключевого клиента в топливно-энергетическом комплексе – Группы «ЛУКОЙЛ». Мы видим свою задачу в постоянном движении вперёд, к новым вершинам в бизнесе и к новым стандартам и форматам сервисного обслуживания. Это обязательное условие, если ты хочешь предоставлять услуги такой динамично развивающейся компании, как «ЛУКОЙЛ», ко-



торая, как известно, уделяет большое внимание и финансовой защите интересов своих предприятий, и программам социального обеспечения своего многотысячного коллектива.

Наш Блок по работе с предприятиями топливно-энергетического комплекса объединяет лучшие практики обслуживания корпораций и работников ТЭК, накопленные за четверть века в хорошо знакомой нефтяникам компании «Капитал Страхование» («КС»), и госстраховские масштабы и технологии. Осознавая высокий уровень требований к качеству и оперативности работы со стороны наших ключевых клиентов, мы стараемся обеспечить наилучшее обслуживание и эффективный сервис. Сейчас завершаются все юридические и административные процедуры, оформляющие присоединение «КС» к «Росгосстраху». Уверен, что получившийся синергетический эффект обеспечит и новое качество сервиса, и дополнительную надёжность страховой защиты.

«Росгосстрах» сейчас вернулся к модели развития – мы видим рост бизнеса от месяца к месяцу. Чистая прибыль по нашей Группе во втором квартале составила 2,1 млрд рублей, а в целом за первое полугодие – 3 млрд рублей. Возможно, не самые впечатляющие цифры с точки зрения нефтяной отрасли, но для страхового рынка, переживающего затяжной кризис в сфере ОСАГО, это очень хорошие результаты. Они подтверждают правильность выбранной нами стратегии, позволяют уверенно двигаться вперёд и являются дополнительной гарантией способности «Росгосстраха» исполнить все взятые на себя обязательства.

– Кто для страховщика важнее – компания-клиент или её сотрудники? Ваш Блок будет продвигать корпоративные виды – страхование ответственности, строительно-монтажных рисков, имущества предприятий – или специализироваться на предложении услуг работникам компаний ТЭК?

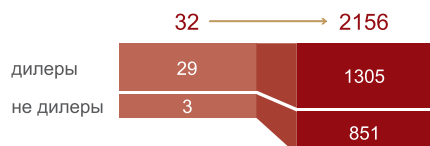
– Мы в своей работе не разделяем компанию-клиента и её сотрудников, для нас это единое целое. Нам одинаково важно, чтобы полное удовлетворение от взаимодействия с «Росгосстрахом» получали как акционеры и руководители предприятий, так и рядовые сотрудники, чтобы все они понимали, что обеспечены надёжной страховой защитой.

В частности, предприятия «ЛУКОЙЛа» относятся к очень сложным промышленным объектам, к производству, которое обладает повышенным уровнем опасности для окружающих и связано с широким спектром рисков, носящих финансовый, юридический, социальный, гуманитарный характер. Мы предоставляем им страховую защиту с применением как унифицированных, так и индивидуальных подходов, с использованием доступных инструментов перестрахования, с учётом специфики деятельности того или иного предприятия Группы, а также на базе требований внутренних регламентов системы риск-менеджмента.

Расширение сервисов обслуживания автомобилей после присоединения

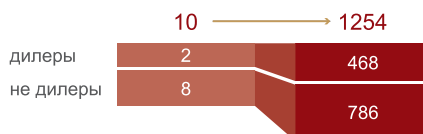
Переход на единый бренд РОСГОССТРАХ обеспечит для работников Группы «ЛУКОЙЛ» более широкую географию сервисного покрытия:

Количество СТОА* по Каско



*станция технического обслуживания автомобилей

Количество СТОА* по ОСАГО



Службы аварийных комиссаров



Службы эвакуаторов



Целый комплекс предлагаемых нами страховых программ позволяет нивелировать влияние перечисленных рисков на достижение стратегических целей «ЛУКОЙЛа» – поддержание высокой прибыльности и стабильности бизнеса, обеспечение акционеров высоким доходом на инвестированный капитал. Страховые инструменты способствуют и успешной реализации Группой «ЛУКОЙЛ» социальных программ для своих сотрудников, обеспечивая их защитой в рамках добровольного медицинского страхования и страхования от несчастных случаев.

Безусловно, мы стремимся стать для работников предприятий Группы «ЛУКОЙЛ» страховой компанией первого выбора, чтобы и для защиты своих личных квартир и домов, для страхования поездок по России и за рубеж, для приобретения полисов ОСАГО или автокаско у работников Группы «ЛУКОЙЛ» даже не возникал вопрос, к кому обратиться. Поэтому одна из главных задач нашего Блока ТЭК – предложить наилучшие условия обслуживания и высокий уровень оказываемого сервиса для нефтяников.

– А в чём именно заключаются преимущества сотрудника «ЛУКОЙЛа», если он выбирает полис «Росгосстраха»?

– Во-первых, для работников предприятий Группы «ЛУКОЙЛ» у нас действуют специальные предложения – с более широким страховым покрытием, с бесплатными дополнительными сервисными услугами, с возможностью выбора различных способов возмещения ущерба после страхового случая. И конечно,

работники предприятий «ЛУКОЙЛа» получают существенные скидки по стоимости страховых продуктов, отдельную линию урегулирования убытков с персональным менеджером, который сопровождает их на всех стадиях.

Во-вторых, мы предлагаем так называемую программу WSM (work site marketing) – страхование работников на рабочем месте. Полноценный офис продаж страховых продуктов «Росгосстраха» работает и будет продолжать работать на территории центрального офиса «ЛУКОЙЛа» в Москве. Наши представительства сохраняются на ключевых предприятиях Группы. Кроме того, персональные менеджеры регулярно выезжают на предприятия «ЛУКОЙЛа» для консультаций по страховым продуктам и для оформления договоров страхования.

– То есть вы просто меняете вывески «Капитал Страхование» на «Росгосстрах»? А ранее оформленные полисы менять придётся?

– Все договоры страхования, заключённые ранее с ОАО «Капитал Страхование», остаются в силе до окончания указанного в них срока. «Росгосстрах» берёт на себя исполнение всех обязательств по ним в полном объёме, и переоформлять страховые полисы не нужно. Не изменятся расположение офисов и номера телефонов, по которым можно связаться с персональным менеджером или заявить о страховом случае. Мы делаем всё возможное, чтобы для предприятий и сотрудников «ЛУКОЙЛа» сохранились привычные и хорошо зарекомендовавшие себя форматы страхования и медобслу-

живания в рамках программы ДМС. Поэтому, конечно, продолжат работу медпункты «Медис», не останутся программы диспансеризации, останутся хорошо знакомые персональные менеджеры.

Но и сугубо механической сменой вывесок мы ограничиваться, безусловно, не будем. Ведь переход на единый бренд «Росгосстрах» по определению обеспечивает для работников Группы «ЛУКОЙЛ» в том числе более широкую географию сервисного покрытия – многократно увеличивается список станций технического обслуживания по ремонту автомобилей, количество аварийных комиссаров и служб поддерж-

ки на дороге. При этом хочу отметить, что в «Росгосстрахе» действуют единые стандарты обслуживания для всех территориальных подразделений – мы сможем выдержать одинаково высокое качество клиентского сервиса и на предприятиях в городах-миллионниках, и на отдалённых производственных площадках.

Вскоре мы сможем предложить нашим клиентам взаимодействие на принципиально новом технологическом уровне. Принятая стратегия развития «Росгосстраха» предполагает существенное изменение IT-инфраструктуры компании и более активное использование digital-канала при заключении договоров и урегулировании убытков. Компания стремится интегрировать в свой бизнес все самые современные технологии и инновации и готова в ближайшие три года инвестировать в это около 5 млрд рублей. Активно развивается сайт «Росгосстраха» и мобильное приложение – уже сейчас с их помощью можно как приобрести самые актуальные полисы, так и заявить о страховом случае.

Новые технологии позволят нам развивать омниканальность. То есть мы хотим, чтобы клиенты могли воспользоваться нашими продуктами и услугами так, как им удобно, – в любое время, в любом месте, любым способом! При этом, начав с нами общаться одним способом, например через мобильное приложение, клиент сможет с лёгкостью продолжить это делать любым другим – в офисе, вызвав агента, пригласив на встречу персонального менеджера. Для своих ключевых клиентов «Росгосстрах» всегда будет на связи – привыкнуть к этому легко. ■

GDPR: почему это актуально для нефтегазового сектора?

России нельзя оставаться в стороне от требований зарубежных регуляторов в сфере защиты персональных данных



www.kpmg.ru

Антон УСОВ,
партнёр, руководитель международной
практики по работе с компаниями
нефтегазового сектора;
Илья ШАЛЕНКОВ, старший менеджер
Группы по оказанию услуг в области
управления информационными рисками
КПМГ в России и СНГ

Ужесточение регуляторных требований в области информационной безопасности, особенно в сфере защиты персональных данных, стало мировым трендом. Каждый из нас как физическое лицо постоянно сталкивается с необходимостью подписывать согласие на обработку персональных данных, заключая тот или иной договор или даже просто при посещении в качестве гостя того или иного бизнес-центра. Так же и в бизнесе: соответствующие положения появляются в договорах между контрагентами в той части, в которой они касаются персональных данных физических лиц.

Медленно, но всё это повышает осведомленность каждого из нас в вопросах защиты личных данных. Мы начинаем лучше понимать свои права, а также те обязанности, которые должна выполнить организация, собирая с нас персональные данные.

Уровень зрелости стран в вопросах обработки и защиты персональных данных разный. Так, Европейский союз сделал серьёзный шаг по унификации законодательств о персональных данных стран, входящих в него.

Участие российских организаций в международной интеграции приводит к тому, что им нельзя оставаться в стороне от требований зарубежных регуляторов. Это же касается и требований GDPR.

Влияние GDPR НА РОССИЙСКИЕ ОРГАНИЗАЦИИ

General Data Protection Regulation (GDPR) – новый европейский регламент, который регулирует вопросы обработки персональных данных (ПДн) как в ЕС, так и за его пределами. Несовпадение требованиям этого регламента может привести к значительным финансовым, юридическим и репутационным рискам. Именно существенные санкции за неисполнение требований GDPR заставляют относиться к нему со всей серьёзностью.

Но важно отметить, что санкции – это не самоцель. GDPR прежде всего нацелен на стимулирование организаций защищать данные субъектов в ЕС за счёт соответствующих технических и организационных мер с учётом лучших практик в области информационной безопасности. Требования GDPR распространяются на все сферы бизнеса, следовательно, касаются и нефтегазового сектора.

Для понимания того, в какой степени GDPR касается российских организаций, следует обратиться к статье 3 данного Регламента – «Территориальная область применения». Согласно этой статье, действие регламента распространяется на организации, учреждённые на территории ЕС или обрабатывающие ПДн субъектов в ЕС в рамках предоставления товаров и услуг или мониторинга поведения субъектов.

GDPR главным образом затронул российские организации, чьи филиалы, представительства и дочерние общества расположены на территории ЕС. Кроме того, российская организация, предоставляющая свои товары и/или услуги субъектам, находящимся на территории ЕС (например, с использованием веб-сайта, доступного на территории ЕС), также подпадает под действие GDPR. Действие регламента распространяется и на организации, осуществляющие мониторинг поведения субъектов ПДн в ЕС с использованием средств автоматизации обработки данных.

Важно понимать, что требования регламента касаются не только ПДн работников, но и всех физических лиц, с которыми взаимодействует организация (клиенты, по-

ставщики и т. д.), причём независимо от их количества.

Согласно нашему анализу, около 50% компаний нефтегазового сектора, представленных в Топ-200 компаний России в рейтинге журнала Forbes¹, попадают под действие GDPR по следующим причинам:

- наличие АЗС и/или представительств в странах ЕС;
- реализация программ лояльности с субъектами из ЕС;
- осуществление поставок в страны ЕС;
- использование веб-сайта для предложения услуг субъектам в ЕС (таргетирование субъектов).

Многие российские организации по результатам анализа собственных процессов обработки персональных данных приняли решение об исполнении требований GDPR и внедрили их в свои бизнес-процессы. Некоторые отечественные организации накануне даты вступления GDPR в силу – 25 мая 2018 г. – обновили политику защиты персональных данных, о чём уведомили пользователей своих сервисов.

Приведение процессов в соответствие с GDPR

Если организация уже соответствует требованиям российского законодательства в области ПДн, то приведение процессов в соответствие с GDPR значительно упрощается, так как требования GDPR схожи с требованиями Федерального закона № 152 «О персональных данных». Например, совпадают основные принципы обработки ПДн и права субъектов.

Проект по GDPR организации следует начинать с определения того, какие ПДн собираются, с какой целью и на каких основаниях, где хранятся и обрабатываются. Дополнительно организации необходимо определить перечень баз данных и информационных систем, участвующих в обработке ПДн, а также ответственных за обработку ПДн подразделений. С помощью собранной ин-

¹ См.: <http://www.forbes.ru/rating/350675-200-krupneyshih-rossijskih-kompaniy-2017>



формации организация сможет составить полное представление о ПДн, циркулирующих в её рамках, и провести оценку рисков при их обработке как для субъектов ПДн, так и для организации в целом. На основании выявленных рисков стоит принять решение о целесообразности доработки организационных и технических мер защиты.

Регуляторы по защите данных стран ЕС выпускают разъяснения и проекты реализации требований GDPR применительно к локальному законодательству, чтобы помочь организациям адаптироваться к новым требованиям. Так, организациям, ведущим свою деятельность в нескольких юрисдикциях, придётся учитывать особенности локального законодательства стран присутствия.

Примерный перечень действий, которые должна выполнить организация в целях приведения процессов в соответствие требованиям GDPR, выглядит следующим образом:

- внедрить процедуру учёта деятельности по обработке ПДн, для чего провести инвентаризацию ПДн и поддерживать в актуальном состоянии реестр обработки ПДн;
- обновить Политику обработки ПДн и Заявление о конфиденциальности в Интернете для веб-сайтов организации с учётом требований GDPR;
- провести анализ рисков конфиденциальности и информационной безопасности с целью оценки эффективности внедрённых мер защиты;

- обновить договоры с обработчиками ПДн или заключить дополнительные соглашения с учётом требований регламента;

- определить правовые основания для трансграничной передачи ПДн в случае наличия представительств в других странах;

- разработать процедуру управления инцидентами ИБ и уведомления об утечках ПДн;

- установить форму согласия субъекта на обработку ПДн с учётом требований GDPR.

Особое внимание следует обратить на согласие субъектов персональных данных на их обработку, которое является одним из правовых оснований данной процедуры в организации. Согласие должно быть составлено на ясном и простом языке. Оно может быть в письменной, электронной или устной формах. Если обработка ПДн имеет несколько целей, согласие должно охватывать каждую цель отдельно.

При подготовке согласий следует определить, получает ли организация ПДн непосредственно от субъектов или от третьих лиц. Если от третьих лиц, то необходимо внедрить процедуру уведомления субъектов об обработке их ПДн.

GDPR предполагает, что организациям также следует определить процедуры сбора согласий с субъектов ПДн при посещении теми интернет-ресурсов и предусмотреть наличие заявления о конфиденциальности в Интернете. Для этого следует опре-

делить внешние веб-сайты организации, проверить наличие заявлений о конфиденциальности на данных веб-сайтах, разработать заявление о конфиденциальности с учётом требований GDPR.

Несоответствие требованиям GDPR

Юрисдикция ЕС не распространяется на территорию РФ. Однако дочерние структуры российских организаций, работающие в Евросоюзе, напрямую попадают под действие положений GDPR. В отношении же организаций, расположенных за пределами ЕС и обрабатывающих данные европейцев, влияние нового законодательства будет косвенным – через их деловых партнёров в ЕС, которые будут вынуждены учитывать риски сотрудничества с организациями, расположенными за пределами ЕС, с учётом возможных штрафов GDPR.

Таким образом, под GDPR может попасть организация не из ЕС, обрабатывающая ПДн под контролем другой организации, расположенной в ЕС. Например, если организация «А» из ЕС передаёт данные для хранения в организацию «Б» (не из ЕС), то эта организация «Б» подпадает под действие GDPR и должна выполнять все требования для обработчиков, а также требования организации «А». К организациям, подобным «Б», могут относиться: головные организации группы с централизованной ИТ-инфраструктурой, процессинговые и аутсорсинговые организации (ИТ-услуги, HR-администрирование, бухгалтерский учёт) и т. п.

Факт несоответствия российской организации требованиям GDPR может привести к:

- крупным штрафам;
- нарушению коммерческих и некоммерческих отношений с организациями, расположенными в ЕС;
- блокировке веб-сайта для субъектов ПДн в ЕС, используемого для обработки ПДн;
- негативному влиянию на репутацию организации на международном рынке в части защиты данных.

Серьёзные санкции за неисполнение GDPR являются значимым стимулом, который полностью исключает мысли об игнорировании его требований, в том числе и в компаниях нефтегазового комплекса. При этом действия, направленные на приведение процессов в компании в соответствие требованиям GDPR, не являются чрезмерно ресурсозатратными. Их стоит рассматривать скорее как возможность пересмотра или усовершенствования действующих процедур обработки и защиты персональных данных. ■



Дорогие коллеги!

**КПМГ сердечно
поздравляет вас
с профессиональным
праздником.**

Сегодня мы чествуем специалистов нефтяной, газовой и топливной промышленности. Ваша приверженность высоким стандартам качества работы и энтузиазм в развитии отрасли — залог успешного развития экономики нашей страны. Мы благодарны вам за этот вклад и за честь сотрудничать с крупнейшими нефтегазовыми компаниями России.

**Желаем счастья
и благополучия вам
и вашим семьям,
а также процветания
вашим предприятиям!**

kpmg.ru

© 2018 г. КПМГ. КПМГ означает АО «КПМГ», ООО «КПМГ Налого и Консультирование», компании, зарегистрированные в соответствии с законодательством Российской Федерации, и КПМГ Лимитед, компанию, зарегистрированную в соответствии с Законом о компаниях (о. Гернси) с изменениями от 2008 г. Все права защищены.

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

Реклама 0+.

Взгляд на Запад и Восток



«Газпром»

Экспортная стратегия «Газпрома» нацелена на сохранение своего присутствия на традиционных рынках газа и на завоевание новых

Мария КУТУЗОВА

В 2017 г. «Газпром» поставил в страны дальнего зарубежья 242 млрд м³ газа (включая экспорт из РФ, а также продажу объемов, приобретенных за пределами страны, в том числе СПГ) на общую сумму в 2,824 трлн рублей. Поставки газа в дальнее зарубежье по итогам прошлого года достигли рекордного уровня, составив 194,4 млрд м³ (см. табл. 1). Это на 8,4%, или на 15,1 млрд м³ больше, чем в 2016 г. В странах бывшего СССР «Газпром» реализовал 35 млрд м³ газа. В этом сегменте крупнейшим импортёром стала Белоруссия – 18,8 млрд м³ (см. табл. 2).

ТРАДИЦИОННЫЙ РЫНОК – ТРАДИЦИОННЫЕ ЦЕЛИ

В западном направлении «Газпром» экспортирует газ по Ужгородскому, Балканскому газопроводам, газопроводу в Финляндию, трубопроводам Ямал – Европа, «Голубой поток» и «Северный поток». Они проходят по территории 10 европейских стран (Австрия, Бельгия, Болгария, Венгрия, Германия, Нидерланды, Польша, Румыния, Словакия, Чехия). «Газпром» также располагает большим объемом мощностей по хранению газа на территории Европы (см. табл. 3 и табл. 4).

Один из последних реализованных компанией проектов – строительство газопровода «Северный поток» протяженностью 1224 км и мощностью 55 млрд м³ газа в год. Он соединяет напрямую через Балтийское море газовые месторожде-

ния России с европейскими потребителями. В настоящее время в стадии реализации находятся новые газотранспортные проекты «Газпрома» в этом направлении. Так, «Северный поток – 2» предполагает сооружение магистрали мощностью ещё в 55 млрд м³ газа в год из России в Германию по дну Балтийского моря. Проект реализуется компанией Nord Stream 2 AG. В апреле 2017 г. она подписала с компаниями ENGIE, OMV, Royal Dutch Shell, Uniper и Wintershall соглашения, согласно которым пять европейских партнёров обязались предоставить долгосрочное финансирование в объеме 50% от стоимости проекта.

В то же время летом нынешнего года были зафиксированы рекордные объемы транзита российского газа через территорию Украины. Это связано с тем, что

Табл. 1. Реализация природного газа «Газпромом» в 2017 г. в страны дальнего зарубежья, млрд м³

Страна	Объем
По контрактам ООО «Газпром экспорт» и GAZPROM Schweiz AG	
Австрия	9,1
Болгария	3,3
Босния и Герцеговина	0,2
Великобритания	16,3
Венгрия	7,0
Германия	53,4
Греция	2,9
Дания	1,8
Италия	23,8
Македония	0,3
Нидерланды	4,7
Польша	10,5
Румыния	1,2
Сербия	2,1
Словакия	4,6
Словения	0,6
Турция	29
Финляндия	2,4
Франция	12,3
Хорватия	2,8
Чехия	5,8
Швейцария	0,3
Всего	194,4
Прочие продажи «Газпрома»	47,6*
Всего	242

* Трейдинговые операции и реализация газа конечным потребителям с учётом СПГ.
Источники: «Газпром».

17–30 июля проводился плановый ремонт газопровода «Северный поток – 1» – впервые с момента его запуска в 2011 г. В результате поставки по этому направлению были временно прекращены, а прокачка российского газа через Украину выросла до 284 млн м³ в сутки (данный рекорд зафиксирован 21 июля). По информации «Газпрома», в июле транзит через Украину вырос на 950 млн м³, или на 13% по сравнению с аналогичным месяцем прошлого года. При этом в июле произошло снижение экспортных поставок из России в ЕС на 9,2% по сравнению с июнем текущего года и на 1,4% по сравнению с июлем 2017-го.

Однако в целом по результатам января – июля этого года у «Газпрома» отмечен рост как добычи, так и экспорта. Производство газа в стране за первые семь месяцев 2018 г. увеличилось на 8,5% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года, до 288,9 млрд м³. Поставки в ЕС и Турцию достигли 117,1 млрд м³ (+5,8%). В частности, экспорт в Германию увеличился на 12,3%, Нидерланды – на 53,8%,

Австрию – на 48,3%, Хорватию – на 40,1%, Данию – на 11,9%, Францию – на 11,8% и даже в Польшу – на 6,6%.

Тем временем в конце июля этого года в Германии началась укладка труб газопровода «Северный поток – 2». Работы идут в Грайфсвальдском заливе, их планируется завершить до конца 2018 г. На данный момент Финляндия, Швеция и Германия выдали разрешения на прокладку нового газопровода по своей территории. Не удалось получить разрешение от Дании, но участники проекта «Северный поток – 2» готовы скорректировать маршрут газопровода и проложить его в обход исключительной экономической зоны этой страны. Ввод газопровода в эксплуатацию намечен на конец 2019-го – начало 2020 г.

С опорой на Ямал

Для наращивания поставок в Европу компания «Газпром» увеличивает добычу на Бованенковском месторождении. Кроме того, компания сообщила о старте полномасштабного освоения Харасавэйского и о создании системы транспортировки газа начиная с 2019 г. Харасавэйское газоконденсатное месторождение расположено преимущественно на суше полуострова Ямал и частично – в акватории Карского моря. Оно относится к числу уникальных, его запасы достигают 2 трлн м³ по категории C₁ + C₂.

Харасавэй находится рядом с уже разрабатываемым компанией Бованенковским месторождением, что значительно облегчает формирование инфраструктуры нового проекта. Первоочередным объектом освоения станут сеноман-аптские залежи с проектным уровнем производства газа в 32 млрд м³ в год, а в дальнейшем предполагается разработка более глубоких неокон-юрских залежей.

Табл. 2. Реализация природного газа в странах бывшего СССР в 2017 г., млрд м³

Страна	Реализация, млрд м ³
Белоруссия	18,8
Казахстан	4,8
Молдавия	2,7
Украина	2,4
Литва	1,4
Армения	1,8
Латвия	1,8
Эстония	0,5
Азербайджан	0,4
Грузия	0,1
Киргизия	0,3
Итого	35

Источники: «Газпром».

Промышленная добыча газа на месторождении начнется с 2023 г. Скважины для разработки морской части Харасавэя будут бурить с берега.

По информации компании, на Харасавэйском уже построены первые объекты – вахтовый жилой комплекс и электростанция. Проектом обустройства предусмотрено сооружение установки комплексной подготовки газа, дожимной компрессорной станции, кустов эксплуатационных газовых скважин, транспортной и энергетической инфраструктуры.

Среди главных проблем разработки арктического актива «Газпрома» эксперты выделяют сложные геокриологические условия: большой слой вечной мерзлоты и высокую засоленность грунта. Для предупреждения таяния вечной мерзлоты при строительстве промышленных объектов будут использованы парожидкостные охлаждающие установки, а при добыче газа предусмотрено применение теплоизолированных насосно-компрессорных и обсадных труб.

Как сообщает «Газпром», в период строительства на Харасавэй предстоит завезти более 1,5 млн т оборудования и материалов. В летний период доставку до месторождения обеспечит морской и речной транспорт, а в зимний период для этого предполагается использовать железную дорогу Обская – Бованенково и автодорогу от станции Карская до месторождения. Для транспортировки добытого на Харасавэйском месторождении газа будет построен газопровод протяженностью около 100 км до Бованенково. Затем газ будет поступать в Единую систему газоснабжения России. «Газпром» анонсировал начало проектных работ для расширения мощностей Северного газотранспортного коридора.

По словам главы компании Алексея Миллера, Ямальский центр газодобычи является ключевым, определяющим для отечественной газовой промышленности в XXI веке. «Это новая система координат для газовых потоков в России и на экспорт. Вывод Бованенково на полную производительность, освоение Харасавэя и в дальнейшем других ямальных месторождений, расширение Северного газотранспортного коридора – принципиально важное направление работы компании», – отмечает А. Миллер. Освоение Харасавэйского месторождения станет одним из крупнейших газодобывающих проектов в мире.

Ямальский центр пришёл на смену истощающимся месторождениям соседнего Надым-Пур-Тазовского региона. Главным

Табл. 3. Собственные мощности «Газпрома» по хранению газа в Европе

Страна	ПХГ	Суммарная активная ёмкость, млрд м³	Участие Группы, оператор ПХГ
Германия	«Реден»	4,7	В собственности Wingas GmbH. Оператор – Astora GmbH & Co. KG.
Австрия	«Хаидах»	2,8	Участие GAZPROM Germania GmbH (22,2%) и Wingas Holding GmbH (33,3%) в качестве соинвесторов. Технический оператор – RAG. Системные операторы: Astora GmbH & Co. KG (1/3) и ООО «ГХА» (2/3).
Германия	«Катарина»	0,4	Участие ООО «Газпром экспорт» (50%) в качестве соинвестора. Оператор ПХГ – Erdgasspeicher Peissen GmbH.
Сербия	«Банатский двор»	0,5	Участие ООО «Газпром экспорт» (51%) в качестве соинвестора. Оператор – Podzemno skladište gasa Banatski Dvor d.o.o.
Нидерланды	«Бергермеер»	1,9 (мощность, используемая ООО «Газпром экспорт»)	ООО «Газпром экспорт» использует мощности ПХГ на основании Соглашения о хранении с компанией TAQA Onshore B.V.
Чехия	«Дамборжице»	0,2	Участие ООО «Газпром экспорт» (50%) в качестве соинвестора. Оператор – Moravia Gas Storage a.s.

Источники: «Газпром».

Табл. 4. ПХГ в Германии, используемые дочерними предприятиями «Газпрома»

ПХГ	Суммарная активная ёмкость, млрд м³	Оператор
«Иемгум»	0,6	В долевой собственности у Wingas GmbH (5/6). Технический оператор – Wintershall Deutschland. Коммерческий оператор – Astora GmbH & Co. KG.
«Этцель»	1	Участие GAZPROM Germania GmbH в качестве соинвестора (доля в кавернах – 33%, доля в трубопроводе – 16%). Оператор – Etzel-Kavernenbetriebsgesellschaft mbH & Co. KG.

Источники: «Газпром».

промышленным объектом компании на Ямале стало Бованенковское месторождение. По итогам 2017 г. на нём было добыто 82,8 млрд м³ газа, что на 23% больше, чем в предыдущем году. В 2018 г. «Газпром» запускает на Бованенково ещё один (уже третий) газовый промысел, что позволит выйти на проектный уровень производства – 115 млрд м³ газа в год.

«ТУРЕЦКИЙ ПОТОК» НА ПОДХОДЕ

«Газпром» продолжает прокладку второй ветки на морском участке «Турецкого потока», здесь уже завершено примерно 50% работ. Первая нитка газопровода предназначена для поставок на турецкий рынок, вторая – в страны Южной и Юго-Восточной Европы. Мощность каждой нитки – 15,75 млрд м³ в год. 30 апреля 2018 г. с опережением графика завершена укладка морского глубоководного участка первой нитки. Суммарно по двум ниткам построено 1161 км морского газопровода, что составляет 62% от его общей протяжённости.

Проект «Турецкий поток» реализуется в соответствии с графиком одновременно на побережьях России, Турции и в

Чёрном море. В Турции, в районе п. Кыйыкей, ведётся сооружение приёмного терминала. С окончанием строительства участков береговых примыканий работы по первой нитке будут полностью завершены. Ввод в эксплуатацию газопровода ожидается до конца 2019 г. Российская компания оценивает стоимость магистрали в 7 млрд евро.

26 мая 2018 г. состоялось подписание протокола между «Газпромом» и правительством Турецкой Республики о сухопутном участке транзитной нитки «Турецкого потока» для поставок российского газа европейским потребителям. «Газпром» и Botas заключили соглашение об основных условиях и параметрах строительства этого участка. Этим станет заниматься проектная компания TurkAkim Gaz Tasima A.S., которая будет создана на паритетной основе.

Болгария рассчитывает на поставки российского газа по второй ветке «Турецкого потока». Не так давно в стране открыли новую секцию газопровода до Турции, что в перспективе позволит ей получать российский газ. Она также сможет закупать азербайджанский газ с ме-

сторождения Шах-Дениз на Каспии, который будет транспортироваться по Южному газовому коридору, конкурирующему с «Турецким потоком». В результате Болгария рассчитывает стать одним из крупнейших европейских газовых хабов.

НОВЫЕ СТРАТЕГИИ ДЛЯ НОВЫХ РЫНКОВ

Один из наиболее перспективных рынков природного газа в мире – Азиатско-Тихоокеанский регион. Ограниченный потенциал собственной добычи, сравнительно высокие темпы экономического развития, меры государственной политики, ориентированные на улучшение экологической ситуации и стимулирование расширения газовой инфраструктуры, – все эти факторы позволяют рассчитывать в долгосрочной перспективе на высокие темпы роста импорта как трубопроводного, так и сжиженного природного газа.

Огромная ресурсная база «Газпрома» в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке оценивается в 5,76 трлн м³ (по категориям A + B₁ + C₁ – 4,16 трлн м³, по B₂ + C₂ – 1,6 трлн м³). Компания ведёт подготовку к началу разработки Якутского и Иркутского центров газодобычи, в рамках которой формируется мощная сырьевая база для поставок трубопроводного газа российским потребителям в восточных регионах и в Китай.

К 25 июля 2018 г. «Газпром» построил более 90% газопровода «Сила Сибири», от Чаяндинского нефтегазового месторождения в Якутии до границы с Китаем в Амурской области. Протяжённость трассы составит около 3 тыс. км. На маршруте будут работать девять компрессорных станции суммарной мощностью более 1200 МВт. Продолжается строительство двухниточного подводного перехода «Силы Сибири» через реку Амур. В конце 2017 г. строители начали сооружение приграничной компрессорной станции «Атаманская», которая обеспечит требуемое давление при поставках газа в Китай.

Начало поставок газа по восточному направлению запланировано на декабрь 2019 г. По мнению руководства «Газпрома», КНР является одним из самых перспективных газовых рынков мира. Только за прошлый год потребление газа в Китае выросло на 15%.

Осваивается Чаяндинское месторождение, газ которого станет первым источником поставок для «Силы Сибири». Этот объект является базовым для Якутского центра газодобычи. По информации «Газпрома», извлекаемые запасы ме-

сторождения составляют 1,24 трлн м³ газа, 61,6 млн т нефти и конденсата. Начало добычи газа запланировано на конец 2019 г. Максимальный уровень производства составит 25 млрд м³ в год.

В настоящее время продолжается обустройство месторождения. В частности, строятся площадки кустов газовых скважин, газосборные коллекторы, объекты энергоснабжения, ведётся монтаж основного технологического оборудования. На Чаянде готовность объектов, необходимых для начала добычи газа, составляет 50%. К середине лета завершено бурение 113 эксплуатационных скважин. На этот год запланировано окончание основных строительно-монтажных работ, а в 2019-м предполагается провести испытания газопровода, установить системы электроснабжения, связи и тепломеханики, а также осуществить пусконаладочные работы. Помимо Чаяндинского, запланировано полномасштабное освоение Ковыктинского месторождения, базового для Иркутского центра газодобычи. Его запасы составляют 2,71 трлн м³ газа и 90,6 млн т газоконденсата. Согласно технологической схеме, предусмотрено поэтапное наращивание объёмов добычи газа до 25 млрд м³ в год.

В настоящее время на месторождении ведётся опытно-промышленная разработка, в рамках которой осуществляются исследования добычных возможностей имеющегося фонда эксплуатационных скважин. Ведутся испытания мембранных элементов в составе опытно-промышленной мембранной установки по выделению гелия из природного газа.

АМУРСКИЙ ГИГАНТ

Кроме того, «Газпром» работает над проектом создания Амурского газоперерабатывающего завода, крупнейшего в России и второго по мощности в мире. ГПЗ станет важным звеном технологической цепочки будущих поставок природного газа в Китай. На завод придёт многокомпонентный газ Якутского и Иркутского центров газодобычи, которые «Газпром» создаёт в рамках Восточной газовой программы. Переработанный газ будет поставляться в КНР, а этан, пропан, бутан, пентан-гексановая фракция и гелий пойдут на нужды газохимической и других отраслей промышленности. Планируемая проектная мощность переработки составляет 42 млрд м³ природного газа в год.

Завод расположится на площади в 800 га. Согласно проекту, он будет состоять из шести технологических линий мощ-

ностью 7 млрд м³ в год каждая. Строительство началось в октябре 2015 г. и сейчас ведётся сооружение первой очереди. Ввод в эксплуатацию первых двух линий запланирован на 2021 г. По информации руководства компании, полностью завод будет построен до конца 2024 г.

Это станет одним из самых современных предприятий в мире, лицензиаром поставляемого оборудования выступил технологический лидер отрасли – компания Linde. Производство гелия должно составить порядка 60 млн м³ в год, этана – около 2,5 млн т, пропана – 1 млн т, бутана – 500 тыс. т, пентан-гексановой фракции – около 200 тыс. т в год.

В начале 2018 г. «Газпром экспорт» заключил долгосрочные контракты с крупнейшими компаниями (названия пока не раскрываются), действующими на мировом рынке промышленных газов, по поставкам гелия с Амурского ГПЗ. Предполагается начать производство гелия на заводе в 2021 г. К 2026–2027 гг. выпускаемые здесь объёмы должны достичь проектного уровня – 60 млн м³ в год. Подготовленные для поставки на экспорт контейнеры с гелием будут направляться из портов Дальнего Востока России на зарубежные рынки.

САХАЛИНСКИЕ РЕКОРДЫ

Что касается дальневосточных проектов компании, то в рамках «Сахалина-3» ведётся промышленное освоение Киринского месторождения. Проектный уровень производства на нём – 5,5 млрд м³ газа в год. Сейчас добыча на этом активе осуществляется двумя эксплуатационными скважинами. Товарный газ с Киринского поставляется в газопровод Сахалин – Хабаровск – Владивосток протяжённостью более 1,8 тыс. км, а газовый конденсат идёт в нефтепровод компании «Сахалин Энерджи».

По итогам 2017 г. объём добычи газа в рамках проекта «Сахалин-2» составил 18,26 млрд м³, нефти и конденсата – 5,81 млн т. Завод по сжижению природного газа, действующий в рамках этого проекта, произвёл 11,49 млн т продукции – это новый рекорд. Предыдущий максимальный показатель (10,93 млн т СПГ) был достигнут в 2016 г.

Ещё в июне 2015 г. «Газпром» и Shell подписали меморандум по строительству третьей технологической линии завода СПГ на Сахалине, аналогичной двум существующим (производительностью до 5,4 млн т в год), а также дополнительного хранилища сжиженного газа и портовых сооружений. Предусматривалось

и наращивание компрессорных мощностей на магистральном трубопроводе. В 2017 г. компании завершили разработку документации FEED и проектной документации на сооружение новой технологической линии, расширение причала отгрузки СПГ, реконструкцию газотранспортной системы, а также получили все необходимые положительные заключения государственных экспертиз.

Министерство энергетики РФ в текущем году проводит анализ конкурентных поставок российского трубопроводного и сжиженного природного газа. Дело в том, что «Газпром» в начале весны 2018 г. направил в ведомство письмо с просьбой о разработке механизма, внедрение которого позволило бы исключить конкуренцию между поставками газа из России по газопроводам и в виде СПГ. Основанием для беспокойства стало начало экспорта «НОВАТЭК» сжиженного газа с завода «Ямал СПГ». Кстати, в августе 2018 г. на этом предприятии досрочно введена в строй вторая технологическая линия.

При этом в начале 2015 г. Gazprom Marketing & Trading Singapore и Yamal Trade заключили долгосрочный контракт на экспорт до 2,9 млн т СПГ в год с проекта «Ямал СПГ». Поставки будут осуществляться преимущественно на рынок Индии. С 2018 г. портфель «Газпрома» также пополнился контрактом на поставку 1,2 млн т СПГ в год (в течение восьми лет) с плавучего завода в Камеруне. Часть этого газа может быть направлена на рынки стран АТР.

«Газпром» также работает над реализацией новых собственных СПГ-проектов, ориентированных на рынки АТР. На протяжении 2005–2017 гг. более 75% партии сжиженного газа из портфеля компании пришлось именно на этот регион. В 2017 г. российский концерн поставил туда 2,8 млн т СПГ.

Кроме того, компания стремится освоить и новые для себя рынки. Так, 4 июня 2018 г. «Газпром» начал поставки СПГ в Индию по долгосрочному контракту, заключённому на 20 лет с индийской GAIL. Первый газовоз российской компании пришёл в индийский порт Дахедж.

Сжиженный газ открывает для российской компании заманчивые перспективы экспорта в страны, до которых никогда не могли бы дотянуться газопроводные маршруты из России. Если ты не можешь с чем-то бороться, всегда есть возможность это возглавить. ■



KIOGE
Kazakhstan

ufi
Approved
Event

26-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

www.kioge.ru

26–28
СЕНТЯБРЯ
2018

АЛМАТЫ, КАЗАХСТАН

**ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В ЦЕНТРАЛЬНОЙ
АЗИИ**

ОРГАНИЗАТОР



**CONNECTING
YOUR BUSINESS
TO THE WORLD**

ITE МОСКВА
+7 (499) 750 0828
oil-gas@ite-expo.ru
www.kioge.ru

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



СЕДЬМАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ТОПЛИВНЫЕ ПРИСАДКИ 2018

6 СЕНТЯБРЯ
ОТЕЛЬ «БАЛЧУГ КЕМПИНСКИ», МОСКВА

На российских НПЗ продолжается глобальная модернизация, инвестиции в которую оцениваются в миллиарды рублей. Результатом стало не только повышение качества топлив, но и выход на принципиально новый уровень производства – без добавления октаноповышающих присадок. Два ключевых игрока рынка начали продажи так называемых «топлив высокого октана заводского производства», другими словами – бензина с ОЧ-100. Пока это скорее пилотный проект, но в случае спроса со стороны покупателей из «эксперимента» он вполне может превратиться в будущее российского топливного рынка, причем и в сегменте дизеля тоже. Какое место в этом случае займут лоббируемые ранее МТБЭ и ТАМЭ (и займут ли вообще) – большой вопрос. Общероссийское падение потребления бензина и отсутствие роста спроса по дизелю может также негативно сказаться на развитии рынка топливных присадок.

В то же время полностью отказаться от присадок не получится – «самоварам» было, есть и будет проще добавлять октано- и цетаноповышающие компоненты, нежели модернизировать производство. Здесь актуален вопрос, как пресечь разбодяживание топлива по пути с таких нечистых на руку мини-НПЗ до АЗС?

В сегменте же многофункциональных присадок ситуация совершенно иная: российская продукция заметно уступает в качестве европейским аналогам. Соответственно, широкого применения у потребителей она не находит, максимум – потребляется на месте производства. И пока качество отечественных присадок не достигнет определенного уровня, ни внутренний рынок, ни тем более зарубежные интересы к ним проявлять не будут.

Триггеры российской экспансии



«Газпром нефть»

Отечественные нефтегазовые компании вопреки санкциям реализуют многочисленные проекты за рубежом

Мария КУТУЗОВА

Несмотря на санкции со стороны западных стран, отечественные ВИНК продолжают реализацию многочисленных зарубежных проектов в самых разных регионах мира. Однако наиболее успешными и прорывными для российских нефтедобывающих компаний стали несколько направлений. Для «ЛУКОЙЛа» такими регионами, уже обеспечивающими значительный вклад в объёмы извлекаемых углеводородов, являются Ирак и Узбекистан, а для «Роснефти» прорывом стал глубоководный проект Zohr на шельфе Египта.

ИРАКСКИЙ ПЛАЦДАРМ «ЛУКОЙЛА»

«ЛУКОЙЛ» этим летом проводит тендерные процедуры для новой фазы проекта Западная Курна – 2, а также продолжает разведку на Блоке 10 в Ираке, несмотря на протесты, охватившие этим летом Басру. Международные нефтедобывающие кор-

порации, работающие в стране на условиях сервисных контрактов, оказались в июле нынешнего года в центре протестных выступлений. Демонстрации с требованиями к властям по поводу улучшения условий жизни, работы и справедливого распределения доходов от экспорта нефти проходили поблизости от разрабатываемых компаниями активов.

Кроме того, Ирак, обладающий крупнейшими запасами нефти (пятое место в мире), всё ещё испытывает недостаток в электроэнергии, поставках нефтепродуктов и воды. На этом фоне компании вынуждены искать решения по обеспечению своих проектов пресной водой для закачки в пласт, а также электроэнергией.

Несмотря на все сложности работы в этой ближневосточной стране, недавно пережившей военно-политический конфликт, «ЛУКОЙЛ» рассматривает Ирак в качестве стратегического приоритета в наращивании добычи в рамках зарубежных проектов. В 2014 г. стартовало промышленное освоение Западной Курны – 2. В мае текущего года российская компания подписала изменённые условия

сервисного контракта, заключённого ещё в 2009 г. на разработку этого месторождения с запасами 14 млрд баррелей. Тем временем другие международные корпорации всё ещё продолжают переговоры с иракскими властями о пересмотре целевых показателей и финансовых условий проектов или, как Shell, решили отказаться от их реализации.

Согласно новым условиям, выход на полную добычу на одном из крупнейших в мире месторождений запланирован на середину следующего десятилетия. Целевой уровень составит 800 тыс. баррелей н. э. в сутки (450 тыс. барр./сут из формации Мишриф и 350 тыс. барр./сут из формации Ямама). Ранее здесь планировалось добывать на пике 1,2 млн баррелей н. э. в сутки. Сейчас на Западной Курне – 2 извлекается порядка 400 тыс. барр./сут, а к 2020 г. планируется выйти на 480 тыс. барр./сут.

Месторождение расположено на юге Ирака, в 65 км к северо-западу от Басры. Контракт на его разработку был подписан ещё в 2010 г., а первая нефть получена в марте 2014 г. Сейчас ведётся разработка формации Мишриф, из которой извлека-



«ЛУКОЙЛ Оверсис»

ется порядка 400 тыс. барр./сут. На российскую компанию приходится значительная доля в иракской нефтедобыче и экспорте. Несмотря на протесты в Басре, через которую проходит основной поток экспортных поставок страны, в июле Ирак отправлял на экспорт в среднем 4,1 млн барр./сут (включая поставки из Иракского Курдистана) при добыче порядка 4,5 млн барр./сут.

В ходе презентации долгосрочной стратегии компании в Лондоне в марте этого года старший вице-президент «ЛУКОЙЛа» Азат Шамсуаров рассказал также о планах разработки Блока 10 в Ираке. К 2021 г. там намечается завершить стадию геологоразведочных работ, коммерциализации запасов и начать промышленное освоение. Блок 10 охватывает площадь 5,6 тыс. км², он расположен в 120 км от Басры на территории иракских провинций Ди-Кар и Мутанна. Первая пробуренная в феврале 2017 г. скважина Эриду-1 открыла на Блоке 10 крупное нефтяное месторождение: были получены фонтанные притоки нефти с дебитом более 1 тыс. м³ в сутки. Ещё две скважины, пробуренные в прошлом году, подтвердили геологическую модель месторождения. Оно стало одним из самых крупных, открытых в Ираке за последние 20 лет. «ЛУКОЙЛ» оценивает извлекаемые запасы нефти на Эриду в 2,5–3 млрд баррелей.

В конце прошлого года компания подписала с иракской Oil Exploration Company контракты на проведение сейсморазведки на Блоке 10. Запланированы исследования 3D на площади 983 км² на месторождении Эриду, а также 2D в объёме 3,5 тыс. пог. км на других, ещё не из-

ученных частях блока (южной и центральной). Цель разведки – выявление новых перспективных структур для поисково-разведочного бурения.

РОССИЙСКИЙ ИНТЕРЕС

В июне 2018 г. Ирак возобновил экспорт нефти с месторождений провинции Киркук на НПЗ в г. Керманшахе (Иран). Он осуществляется автомобильным транспортом. Межправительственным соглашением предусмотрены поставки в объёме 30–60 тыс. баррелей в сутки. Одновременно «Роснефть» собирается увеличить мощность нефтепровода из Курдистана в Турцию с 700 тыс. до 1 млн баррелей н. э. в сутки. Кроме того, по информации ТАСС, компания уже в августе нынешнего года намерена начать добычу в Иракском Курдистане в объёме 180 тыс. барр./сут. Предполагается разработка месторождений Батил, Зауита, Касрок, Харир-Беджил и Дарато. По сообщениям «Роснефти», она начнёт освоение активов до конца 2018 г.

В этом регионе уже активно ведёт добычу ещё одна российская компания – «Газпром нефть». В середине июня её дочернее предприятие Gazprom Neft Middle East B.V. сообщило об извлечении первого миллиона тонн «чёрного золота» на месторождении Гармиан в Иракском Курдистане. Первая нефть получена на Гармиане ещё в 2011 г., но промышленное освоение началось в 2015-м. Сейчас компания производит здесь порядка 23 тыс. баррелей н. э. в сутки. «Газпром нефть» планирует дальнейший рост ежедневной добычи до 35 тыс. баррелей.

В рамках своего второго проекта в этом регионе – Шакал – российская компания

продолжает геологоразведку и надеется на коммерческое открытие. «Газпром нефть» собирается принять инвестиционное решение по данному проекту до конца 2018 г. Вместе с тем, в прошлом году она решила отказаться от работы на структуре Халабджа, расположенной в труднодоступном районе Иракского Курдистана, где сохранились минные поля.

В этом году компания согласовывает с правительством Ирака изменение условий на своём главном проекте в стране – месторождении Бафра. При заключении контракта в 2010 г. здесь предполагалась пиковая добыча на уровне 170 тыс. барр./сут. Сейчас компания просит установить «полку» производства на уже достигнутой отметке – 85 тыс. барр./сут, – поскольку запасы на месторождении оказались меньше, чем ранее прогнозировалось.

Среди последних событий проекта – запуск в конце прошлого года завода по утилизации попутного нефтяного газа. Подготовленный для транспортировки газ перекачивается по 100-километровому трубопроводу на иракскую электростанцию, снабжающую электроэнергией столичный Багдад, а также несколько провинций страны. Кроме того, он используется для выработки электроэнергии на самом месторождении. Планируется наладить её поставки в соседний город Бафра и его окрестности.

ПРИКАСПИЙСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

Большую активность в последнее время «ЛУКОЙЛ» проявляет в Узбекистане. Так, за счёт запуска новых мощностей по подготовке газа добыча в рамках проектов Кандым и Гиссар выросла в первом полугодии 2018 г. до 6,1 млрд м³, что в два раза больше, чем в первом полугодии 2017-го.

По итогам всего прошлого года добыча на Кандыме и Гиссаре достигла 8,1 млрд м³. В результате на Узбекистан пришлось 27,9% от всего газа, произведённого компаниями, или 75,4% от объёмов её зарубежной газодобычи.

Узбекские проекты «ЛУКОЙЛа» являются важным направлением для роста добычи природного газа в период до 2020 г. Так, компания уже вывела проект Гиссар на заданный уровень добычи в 5 млрд м³ в год.

На Кандымском месторождении к апрелю 2018 г. было пробурено 77 скважин, создана система сбора природного газа. В апреле текущего года «ЛУКОЙЛ» запустил Кандымский газоперерабатывающий комплекс мощностью 8 млрд м³ в год, ко-

торый предназначен для производства товарного газа, стабильного газового конденсата и товарной серы. Это позволит в кратчайшие сроки выйти на проектную полку добычи на данном активе.

Компания также рассчитывает на участие в разработке глубоководного блока Умид – Бабек в Азербайджане. По словам Вагита Алекперова, «ЛУКОЙЛ» уже ведёт переговоры на эту тему с азербайджанской ГНКАР. Тем временем Баку рассчитывает привлечь к этому проекту BP и Total.

Блок с ресурсным потенциалом в 600 млрд м³ газа расположен в 75 км от Баку, в глубоководной части Каспия. Месторождение Умид уже разрабатывалось совместным предприятием SOCAR Umid, созданным ГНКАР (80%) и британской Nobel Oil Exploration and Production Ltd (20%). Официально запасы этого актива оцениваются в 200 млрд м³ газа и 40 млн т конденсата. Месторождение было открыто в 2010 г., спустя два года после начала разведки. Тогда новый актив называли крупнейшим открытием в Азербайджане после Шах-Дениза.

Первый газ на Умиде был извлечён в сентябре 2012 г. С тех пор СП добыло на месторождении менее 2 млрд м³. В перспективе там планировалось производить порядка 5 млрд м³ в год. Кроме того, партнёры по проекту выполнили 3D сейсмику на структуре Бабек. Её ресурсный потенциал был оценён в 400 млрд м³ газа и 80 млн т конденсата.

Главная проблема, с которой связана разработка месторождения, заключается в том, что запасы расположены в 6 км от поверхности дна. Именно поэтому ГНКАР и Nobel нуждались в крупной международной компании-партнёре, обладающей значительными финансовыми возможностями и соответствующей технической компетенцией.

В мае 2017 г. президент Азербайджана Ильхам Алиев утвердил сервисный контракт на разведку и разработку блока морских месторождений Умид – Бабек, предполагающий совместное освоение активов. Ранее, в январе прошлого года, ГНКАР подписала контракт с SOCAR Umid Oil and Gas Limited. Партнёры собираются запустить Умид и Бабек в промышленную эксплуатацию с помощью двух платформ, которые будут установлены в 2022-м и 2023 г. На первом этапе намечается довести добычу до 3–4 млрд м³ в год. Извлечённые объёмы предполагается реализовывать на внутреннем рынке Азербайджана или же поставлять в Европу по так называемому Южному газовому коридору.

У «ЛУКОЙЛа» имеется огромный самостоятельный опыт работы на Каспии, правда по большей части на мелководье. В российском секторе моря компания осваивает два крупнейших месторождения – имени Юрия Корчагина и Владимира Филановского. Кроме того, «ЛУКОЙЛ» является участником одного из самых крупных и капиталоемких нефтегазовых проектов в мире – по эксплуатации азербайджанского газоконденсатного месторождения Шах-Дениз.

Запасы открытого в 1999 г. месторождения оцениваются примерно в 1–1,2 трлн м³ газа и 2 млрд баррелей конденсата. Первая фаза разработки стартовала в 2006 г. С тех пор на Шах-Денизе извлечено 91 млрд м³ газа и 23 млн т конденсата.

Именно Шах-Дениз призван стать источником сырья для Южного газового ко-

в сутки. Инфраструктура второй очереди Шах-Дениза включает 26 морских скважин, порядка 500 км подводных трубопроводов и две соединённые мостом платформы. Добываемый газ транспортируется до расположенного рядом с Баку Сангачальского терминала по трубопроводу протяжённостью 85 км. Откуда он отправляется на экспорт.

В июне 2018 г. в Турции запустили Трансанатолийский газопровод протяжённостью 1,85 тыс. км и мощностью 16 млрд м³ в год. Из них примерно 6 млрд м³ будет оставаться в Турции, а остальное пойдёт дальше в Европу. Через два года в эксплуатацию будет сдано его продолжение – Трансадриатический газопровод, по которому стартуют поставки в европейские страны, в частности в Грецию, Албанию и Италию.



«ЛУКОЙЛ Оверсиз»

ридора. В этом году консорциум, включающий BP (28,8%, оператор проекта), ТРАО (19%), Petronas (15,5%), AzSD (10%), «ЛУКОЙЛ» (10%), NICO (10%) и SGC Upstream (6,7%), начал добычу и первые коммерческие поставки природного газа в Турцию в рамках второй фазы освоения Шах-Дениза. Стоимость проекта оценивается в 28 млрд долларов. В результате природный газ Каспия придёт в 2020 г. в страны ЕС.

Вторая фаза освоения Шах-Дениза является одним из крупнейших и самых сложных новых энергетических проектов в глобальном масштабе. Она позволит увеличить добычу на 16 млрд м³ в год и вывести её на уровень в 26 млрд м³. Кроме того, на пике на месторождении будет извлекаться порядка 120 тыс. баррелей конденсата

«ЛУКОЙЛ» развивает свою деятельность и в Казахстане. Не так давно он договорился с компанией «КазМунайГаз» о совместной реализации проекта Женис на Каспии. Данный участок площадью свыше 6,8 тыс. км² расположен в казахстанской части Каспийского моря на глубинах 75–100 м, вблизи с уже открытыми доказанными запасами углеводородного сырья, в 80 км от берега и 180 км от ближайшего порта Актау. «ЛУКОЙЛ» надеется начать разведку в 2019 г. и собирается вложить в проект разработки это актива 270 млн долларов.

Соглашение по проекту Женис, подписанное в Астане президентом «ЛУКОЙЛа» Вагитом Алекперовым и председателем правления «КазМунайГаза» Сауатом Мынбаевым, предполагает формирование консорциума и дальнейшие переговоры с вла-

стями Казахстана для получения прав недропользования на указанном блоке. Как отмечает российская ВИНК, новый проект на Каспии является важным шагом по расширению ресурсной базы в стратегическом для «ЛУКОЙЛа» регионе со значительными накопленными компетенциями. Инвестиции в данный проект могут достигнуть 270 млн долларов.

Напомним, «ЛУКОЙЛ» работает на рынке Казахстана с 1995 г., участвует в освоении месторождений Тенгиз, Карачаганак и Кумколь, в совместном предприятии по разработке Центрального месторождения на Каспии, а также в Каспийском трубопроводном консорциуме. На 2019 г. в Алматинской области Казахстана запланировано введение в промышленную эксплуатацию завода смазочных материалов «ЛУКОЙЛа» мощностью 100 тыс. т в год. По словам Вагита Алекперова, инновационное предприятие обеспечит продукцией рынки Казахстана и соседних стран.

Следует отметить, что в 2018 г. на территории Казахстана вводится в действие новый кодекс о недропользовании, предусматривающий международную систему стандартов отчётности по запасам полезных ископаемых. Эти новации нацелены на повышение инвестиционной привлекательности проектов. В частности, внедряется новая система лицензирования, упрощается контроль государства, сокращаются сроки оформления контрактов и получения доступа к недрам, упраздняются правовая и экономические экспертизы.

Морские проекты «Роснефти»
В мае дочернее подразделение «Роснефти» – Rosneft Vietnam B.V. – начало бурение эксплуатационной скважины на месторождении Lan Do на шельфе Вьетнама. Планируемая глубина скважины составляет около 1,2 тыс. м, а глубина моря в районе бурения достигает 160 м. Начальные геологические запасы месторождения Lan Do оцениваются в 23 млрд м³.

Кроме того, в течение 2018 г. компания планирует перевести в разряд эксплуатационных поисковую скважину на месторождении Phong Lan Dai. Бурение выполняется с привлечением морской платформы Nakuru-5 компании Japan Drilling Co.

Проект на Блоке 06.1 на шельфе Вьетнама, в котором Rosneft Vietnam B.V. владеет 35% и является оператором, предполагает разработку трёх газоконденсатных месторождений – Lan Tai, Lan Do и Phong Lan Dai. Они расположены в 370 км от берега, глубина моря на участках достигает 190 м. Начальные геологические запасы оцени-

ваются примерно в 69 млрд м³. Проект реализуется на основе соглашения о разделе продукции. В его рамках «Роснефть» впервые выступила в качестве оператора на зарубежном шельфе.

Однако из-за этого проекта развернулся спор между Китаем и Вьетнамом. МИД КНР выступило в мае с протестом против разработки месторождения Lan Do в Южно-Китайском море компанией Rosneft Vietnam. «Мы требуем проявлять уважение к суверенитету нашего государства», – заявил официальный представитель министерства Лу Кан. Он отметил, что ни одно государство, организация, компания или частное лицо не может заниматься разведкой или разработкой месторождений нефти и газа в территориальных водах Китая без разрешения Пекина. Дело в том, что КНР в течение десятилетий ведёт споры с несколькими странами Азиатско-Тихоокеанского региона, в том числе и с Вьетнамом, по поводу территориальной принадлежности ряда островов в Южно-Китайском море.

Тем временем власти Вьетнама считают, что месторождение находится в исключительной экономической зоне республики. Вьетнамское внешнеполитическое ведомство выступило с ответным заявлением, утверждавшим, что разработка шельфового блока проводится в соответствии с Конвенцией ООН по морскому праву от 1982 г. и в морских зонах, полностью находящихся под суверенитетом Вьетнама.

Данный конфликт является очень чувствительным вопросом для «Роснефти». КНР – один из главных покупателей её нефти. Но Россия и Вьетнам также активно развивают сотрудничество в военной, экономической и научно-технической сферах, побив в 2017 г. рекорд по товарообороту. Сейчас Rosneft Vietnam старается не привлекать внимания к своей деятельности в Южно-Китайском море, несмотря на успешную работу в стране в течение последних 16 лет.

Ранее правительство Вьетнама уже сталкивалось с претензиями Китая в связи с деятельностью в этой зоне. Так, испанская Repsol была вынуждена прекратить бурение на одном из месторождений из-за разгоревшегося конфликта.

«Роснефть» в текущем году пробурила поисково-разведочную скважину на соседнем Блоке 05-3/11. Rosneft Vietnam B.V. владеет 100% и является оператором этого проекта. Ресурсы данного блока оцениваются в 28 млрд м³ газа и 17,5 млн т газоконденсата. Первая поисковая скважина

была пробурена в июне 2016 г., бурение второй началось в марте 2018-го.

С участием «Роснефти» успешно продолжается реализация проекта Zohr на шельфе Египта, где в декабре 2017 г. была начата добыча газа. Геологические запасы данного месторождения оцениваются в 850 млрд м³. Российская компания обладает 30-процентной долей в проекте.

В настоящее время на месторождении введены в эксплуатацию шесть скважин, которые обеспечивают добычу газа на уровне 31,5 млн м³ в сутки (из них примерно 5,9 млн м³ в сутки приходится на долю российской ВИНК). Производство газа на Zohr за первое полугодие нынешнего года достигло 3,1 млрд м³ (561 млн м³ – доля «Роснефти»).

К началу августа на месторождении уже находилось в эксплуатации четыре линии установки комплексной подготовки газа (последняя была запущена в конце июля) общей мощностью 49,5 млн м³ в сутки. Выйти на такую производительность планируется в ближайшее время, после ввода в строй второго газопровода от месторождения до УКПГ. Во второй половине 2018 г. планируется пуск пятой технологической линии УКПГ и новых эксплуатационных скважин.

Несмотря на многочисленные сложности, с которыми приходится сталкиваться отечественным компаниям за рубежом, их нефтегазовые проекты зачастую выступают как триггеры для развития экономического и политического сотрудничества РФ с иностранными государствами. Так, с 2019 г. в Египте будет вестись строительство Российской промышленной зоны на 77 тыс. рабочих мест. Она будет создана вблизи от стратегической точки для судоходства в Суэцком канале – города Порт-Саид. Толчком к созданию РПЗ стали грандиозные запасы природного газа, открытые в Средиземном море у побережья Египта, Израиля, Ливана и Кипра. Зона позволит российским предприятиям поучаствовать в поставках для проектов освоения этих колоссальных ресурсов и обойти санкции, наложенные на них западными странами. Иными словами, РПЗ станет окном для промышленной экспансии России в Африку и на Ближний Восток. К 2026 г. компании-резиденты смогут производить в РПЗ продукцию на 3,6 млрд долларов ежегодно, а полное освоение территории площадью 5,2 млн м², арендуемой на 50 лет, произойдёт к 2032 г. ■



Неделя нефтепереработки, газа и нефтехимии в Москве

17-21 сентября 2018

Отель ИнтерКонтиненталь Тверская,
Москва

ОРГАНИЗАТОР

EPC

Euro Petroleum Consultants

GTCC - Газ и химия - 3-я технологическая конференция и выставка России и стран СНГ

17-18 СЕНТЯБРЯ

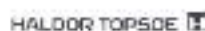
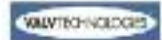
RPTC - 17-я Конференция и выставка по технологиям нефтехимии России и стран СНГ

18-19 СЕНТЯБРЯ

RRTC - 18-я Конференция и выставка по технологиям нефтепереработки России и стран СНГ

20-21 СЕНТЯБРЯ

КЛЮЧЕВЫЕ ДОКЛАДЧИКИ:



СПОНСОРЫ:



Российская премьера



«ЕАЕ-Консалт» первым среди российских ИТ-компаний осуществил внедрение платформы S/4HANA в облаке Azure



Игорь ЕЛОВИКОВ,
Первый заместитель
генерального директора
ООО «ЕАЕ-Консалт»

«ЕАЕ-Консалт» – российская компания, работающая в сфере информационных технологий, успешно завершила переход на платформу SAP S/4HANA. Проект длился менее года – от обследования бизнес-процессов предприятия до продуктивного старта. Непосредственно инсталляция системы в облаке заняла две недели – и это на сегодня абсолютный рекорд в России. Все работы выполнены исключительно специалистами «ЕАЕ-Консалт». Благодаря серьезной проработке проекта и гибким возможностям облака получена значительная экономия бюджета. «ЕАЕ-Консалт» готов предоставить клиентам отработанную и обкатанную на практике технологию.

Эволюция ERP-систем

ООО «ЕАЕ-Консалт» (входит в Группу компаний «Энергетика, системная интеграция») – крупный российский аутсорсер решений SAP в нефтегазовой отрасли. Аналитическое агентство TAdviser дважды (по итогам 2016-го и 2017 г.) признало компанию крупнейшим независимым аутсорсером решений SAP в России. В штате – свыше 250 экспертов и консультантов SAP.

С момента своего создания «ЕАЕ-Консалт» использует в качестве ERP-системы решения SAP. В 2017 г. принято решение о переходе на платформу нового поколения – SAP S/4HANA – с целью создания новейшего технологического и цифрового ядра компании для текущих и будущих ИТ-проектов.

ТРЕБОВАНИЯ БИЗНЕСА

В начале 2018 г. организационная структура «ЕАЕ-Консалт» претерпела значительные изменения. Созданные в ходе реструктуризации новые центры финансовой ответственности нуждались в гибких инструментах учёта и аналитики. SAP S/4HANA позволяла решать такие стоящие перед компанией задачи, как:

- создание дополнительных объектов учёта для оценки финансового результата подразделений и компании в целом;
- обеспечение детализации учёта за счёт более глубокой аналитики (вплоть до сотрудника), а также достижение прозрачности учёта затрат и выручки в со-

ответствии с уточнёнными правилами расчёта финансового результата;

- возможность наращивания функционала в части контроля исполнения производственной программы, планирования и контроля выручки, интеграции с BI-системами для формирования различных видов отчётности.

Перед командой внедрения стояли две масштабные задачи: реализация функциональной части (отражение бизнес-процессов компании в новой системе – настроено силами консультантов Центра компетенций SAP под руководством Олега Хлопина) и создание платформенной части (техническое обеспечение для новой платформы – решено отделом общей системной инфраструктуры «ЕАЕ-Консалт» во главе с Виталием Волнянским).

РЕАЛИЗАЦИЯ ФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ЧАСТИ

Обследование и реинжиниринг бизнес-процессов предприятия начались в августе 2017 г. К этому времени у руководства компании было сформировано понимание требований к новой системе. Важным решением стал отказ от переноса исторической системы на новую платформу. Чёткая формулировка ожиданий помогла сделать продукт, который решает не только задачи бухгалтерского и налогового учёта. Важным достижением новой системы является аналитика, выстроенная для принятия управленческих решений.

В новую систему перешли не все модули прежней платформы ERP7. И это гово-

СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТЕ

Цель проекта – трансформация бизнеса «ЕАЕ-Консалт» за счёт использования новых возможностей в SAP S/4HANA и аналитической отчётности.

Версия S/4 – 1709 SP02.

Размещение – облачное, MS Azure.

Продуктивный старт – 01.05.2018.

Пользователей: 150, в перспективе до 300.

Объём проекта – FI, CO, MM, SD, SL, PS; интерфейс Fiori, интеграция со смежными системами.



В начале проекта настройка системы SAP S/4HANA выполнялась на серверах компании, но в декабре 2017 г. систему мигрировали на мощности облачного сервиса MS Azure. К апрелю 2018 г. в системе были реализованы основные бизнес-процессы компании, выполнена миграция исторических данных, внедрены и настроены интеграционные механизмы взаимодействия с системой электронного документооборота и хранения данных DirectumRX и другими корпоративными информационными системами.

рит о том, что S/4HANA вобрала в себя все наилучшие практики и позволяет бизнесу избавиться от избыточного функционала. При этом опробованные и проверенные временем решения, например, по учёту налога на прибыль, были успешно интегрированы в новую систему.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПЛАТФОРМЕННОЙ ЧАСТИ

На этапе предпроектного обследования были изучены предложения хостинг-провайдеров, инфраструктура и архитектура различных решений. Ключевой задачей стал выбор дальнейшего сценария – инвестировать в приобретение дорогостоящего оборудования и центры обработки данных или уйти в облако. Оптимальное решение предложила ком-

пания Microsoft – развёртывание и эксплуатация S/4HANA в облаке Azure, которое соответствовало масштабу рабочих нагрузок SAP HANA в «ЕАЕ-Консалт».

В конце декабря началась миграция системы, и за две недели в облаке Azure была развёрнута вся инфраструктура S/4HANA, которая прошла по сценарию brownfield (англ. «вторичная застройка»): после переноса в облако выполнена инсталляция на новой платформе с изменением размеров ландшафта. Таким образом, в настоящее время «ЕАЕ-Консалт» – одна из немногих российских компаний, которая обладает реальным опытом успешного внедрения S/4HANA.

В процессе выполнения работ было решено отказаться от настольного приложения SAP GUI в пользу интерфейса

Fiori, доступного на любых устройствах, включая планшеты и смартфоны. Также новый интерфейс позволяет работать через браузер, что сняло вопросы по поддержке рабочих мест пользователей.

ИТОГИ ВНЕДРЕНИЯ

Продуктивный старт S/4HANA начался 1 мая 2018 г. Развёртывание решений осуществлялось поэтапно, а первые пользователи смогли работать в ней уже сразу после инсталляции в облаке.

В рамках проекта S/4HANA была интегрирована с внешними системами. Фактические трудозатраты сотрудников учитываются во внешней системе тайм-шитирования. Система передаёт данные в S/4HANA с детализацией до уровня проекта и сотрудника и учитывается в затратах предприятия.

Интеграция системы электронного документооборота DirectumRX с SAP-системой позволила реализовать преимущества обеих и сократить затраты на инфраструктуру, так как специализированная СЭД менее требовательна к ресурсам.

На платформе MS Azure LogicApps начат проект по созданию корпоративной сервисной шины для интеграции всех основных систем компании, включая S/4HANA, DirectumRX, WorkPoint, SAP HCM EHP8.

Таким образом, инсталляция всей ИТ-инфраструктуры в облаке Azure принесла компании «ЕАЕ-Консалт» значительные выгоды. Во-первых, облачное решение позволяет сфокусироваться на лучшем обслуживании клиентов, причём значительно более дешёвом.

Во-вторых, S/4HANA открывает новые возможности анализа накопленной информации, сокращения объёмов базы данных, позволяет достичь большего быстрого действия и прозрачности бизнес-процессов.

Мы уверены, что S/4HANA сыграет ключевую роль в трансформации «ЕАЕ-Консалт». С комплексным решением на базе новой платформы мы сможем пересмотреть свой подход к аналитике данных для принятия решений и упростить рабочие процессы и взаимодействие с клиентами. А самое главное – мы готовы поделиться своим опытом со всеми заинтересованными компаниями. ■

Контакты
www.eae-consult.ru
info@eaeconsult.ru
 (495) 213-11-76



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

23-28 ИЮНЯ 2019
САНКТ-ПЕТЕРБУРГ



МИРОВОЙ
НЕФТЯНОЙ
СОВЕТ



РОССИЙСКИЙ
НАЦИОНАЛЬНЫЙ
КОМИТЕТ МНС

FUTURE LEADERS FORUM 2019

6-Й ФОРУМ БУДУЩИХ ЛИДЕРОВ
МИРОВОГО НЕФТЯНОГО СОВЕТА

www.flf-russia.com



Торговая война США и ЕС: побеждает русский газ

Антироссийская риторика не мешает Европе наращивать импорт «голубого топлива» из РФ

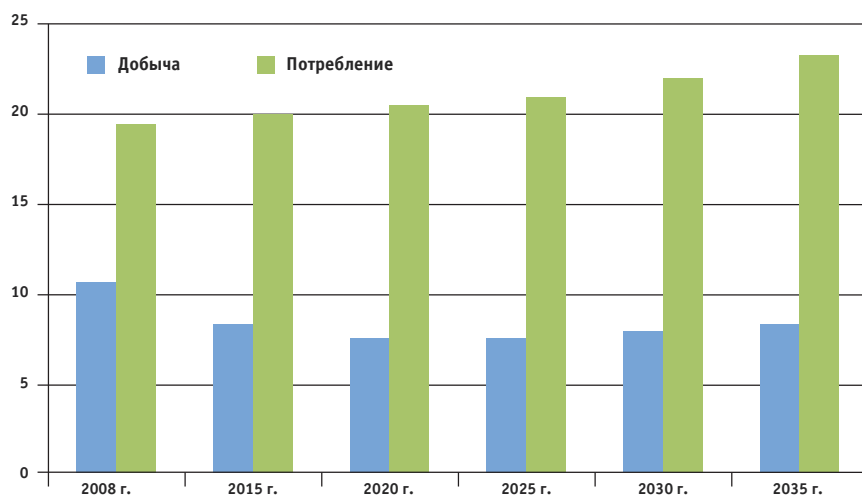
Константин СЕРГЕЕВ

Конец июля ознаменовался новой порцией знаковых для газового рынка событий. В частности, по итогам переговоров с Д. Трампом 25 июля глава Еврокомиссии Жан-Клод Юнкер сообщил о согласии Евросоюза увеличить объёмы импорта американского СПГ. Президент США тут же заявил о новой громкой победе, а чуть позже уточнил, что Европа готова построить от 9 до 11 приёмных СПГ-терминалов, причём за свои кровные деньги. Между тем, высокопоставленный источник из ЕС (конечно, на условиях анонимности) не преминул заметить, что на самом деле в тексте совместного заявления говорится лишь о желании ЕС импортировать больше за океанского «голубого топлива», но отнюдь не об обязанности это делать. Остаётся ответить всего на два вопроса... Действительно ли Европа готова существенно увеличить объёмы закупок СПГ из США даже в ущерб собственной экономике? И способны ли США нарастить поставки на европейский рынок в кратчайшие сроки?

Между экономикой и политикой

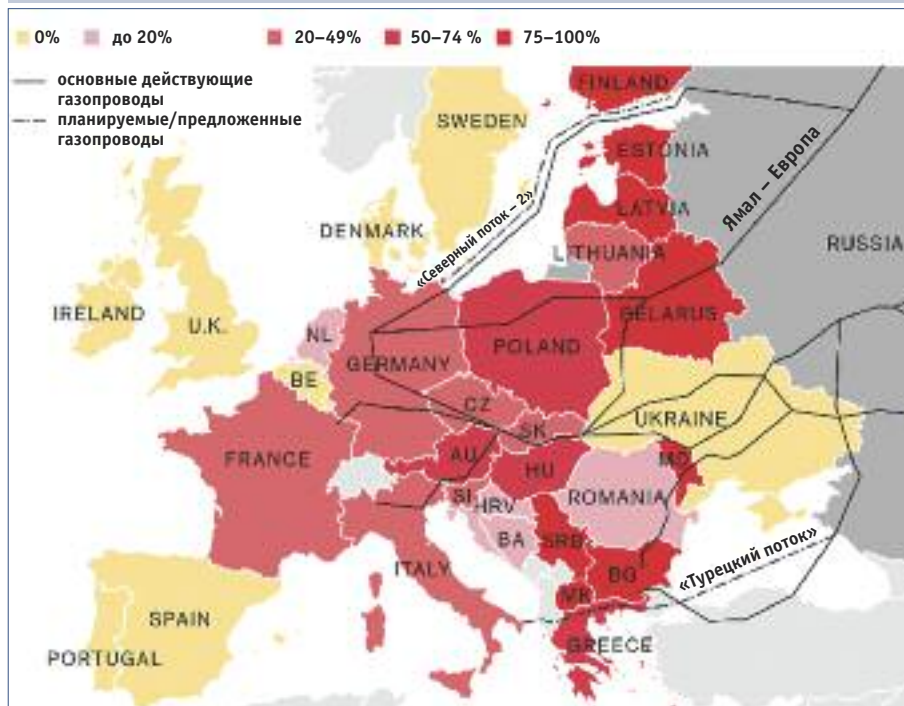
Заметим, что ещё за два месяца до встречи в Вашингтоне, 17 мая, Европейская комиссия предлагала руководству стран ЕС принять решение об увеличении газового импорта из США. По мнению Еврокомиссии, это помогло бы избежать введения защитных пошлин на сталь и алюминий, реализация решения ЕС в отношении целого ряда производителей на тот момент пока ещё была отсрочена. Очевидно, подобные уговоры не увенчались особым успехом, и 31 мая президент США всё же расширил действие «защитных» тарифов на своих ближайших союзников – страны ЕС, Канаду и Мексику. Европейцы теперь

Рис. 1. Сравнительная динамика объёмов добычи и потребления природного газа в Европе, трлн ф³



Источники: Агентство энергетической информации США (EIA).

Рис. 2. Степень зависимости европейских стран от поставок газа из РФ (на 2016 г.)



Источники: ACER, Bloomberg.

должны платить дополнительные 25-процентные пошлины на поставки стали и 10-процентные – на поставки алюминия в Соединённые Штаты и при этом импортировать всё больше американского СПГ (даже если это им не слишком выгодно с рыночной точки зрения). Возможно, с «новобранцами» ЕС подобный фокус ещё может иметь некоторые надежды на успех, а вот со «старыми» европейцами – вряд ли. Впрочем, обратимся к фактам.

Как известно, потребности континента в голубом топливе постоянно растут, в то время как собственная добыча столь же неуклонно снижается (см. рис. 1).

Однако всё более явный признак «газового голода» лишь усиливает прагматичность европейцев. По оценкам западных экспертов (Bloomberg, Platts), сочетанием жёсткой политики протекционизма с попытками задействовать нерыночные механизмы для стимулирования собственного экспорта энергоносителей Вашингтон лишь подталкивает Европу к увеличению закупок российского газа. Последний, кстати, уже обеспечивает около трети европейского газового баланса. Фактически же эта доля гораздо больше (см. рис. 2).

Следует отметить, что приведенная на рис. 2 картина представляется даже слишком оптимистичной для сторонников газовой «независимости» Европы от России – особенно с учётом изменений, которые произошли на рынке за последние полтора года.

Всем нужен русский газ

Беспристрастная статистика свидетельствует: несмотря на регулярное продление экономических санкций и громкие политические заявления о необходимости дальнейшего «сдерживания» России, спрос на отечественное «голубое топливо» в Европе продолжает расти. Увеличение объёмов его импорта по итогам 2017 г. во многом объясняет «неожиданные» призывы лидеров ряда европейских государств нормализовать взаимоотношения с Россией, которыми была отмечена вся первая половина 2018-го.

Западные эксперты (Platts) констатируют более чем 7-процентное увеличение закупок российского газа в 2017 г. по сравнению с предыдущим годом. Причём обратную тенденцию продемонстрировали только семь стран (см. табл. 1).

Заметим, что сам «Газпром» оценивает свои прошлогодние успехи гораздо скромнее (194,4 млрд м³ и 6-процентный прирост по сравнению с 2016-м), зато отмеча-

Табл. 1. Сравнительная динамика импорта российского газа по странам Европы, млрд м³

Страна	2016 г.	2017 г.	%
Германия	49,831	53,440	+7,24
Турция	24,755	29,034	+17,29
Италия	24,689	23,811	-3,56
Белоруссия	18,640	19,014	+2,0
Великобритания	17,912	16,263	-9,21
Франция	11,471	12,257	+6,85
Польша	11,070	10,470	-5,42
Австрия	6,079	9,136	+50,28
Чехия	4,536	5,795	+27,76
Венгрия	5,537	5,795	+4,66
Нидерланды	4,218	4,650	+10,24
Словакия	3,690	4,591	+24,42
Болгария	3,179	3,327	+4,66
Греция	2,676	2,927	+9,38
Молдавия	2,955	2,712	-8,22
Украина*	2,390	2,427	+1,55
Финляндия	2,534	2,360	-6,87
Сербия	1,749	2,119	+21,15
Хорватия	0	2,077	–
Латвия	1,315	1,785	+35,74
Дания	1,748	1,752	+0,23
Литва	0,882	1,407	+59,52
Румыния	1,478	1,19	-19,49
Словения	0,52	0,607	+16,73
Эстония	0,37	0,498	+34,59
Швейцария	0,308	0,335	+8,77
Босния	0,225	0,245	+8,89
Македония	0,074	0,063	-14,86
Всего	204,831	219,855	+7,33

*Так называемые технические объёмы, необходимые для обеспечения транзита газа в ЕС.

Источники: «Газпром», Platts.

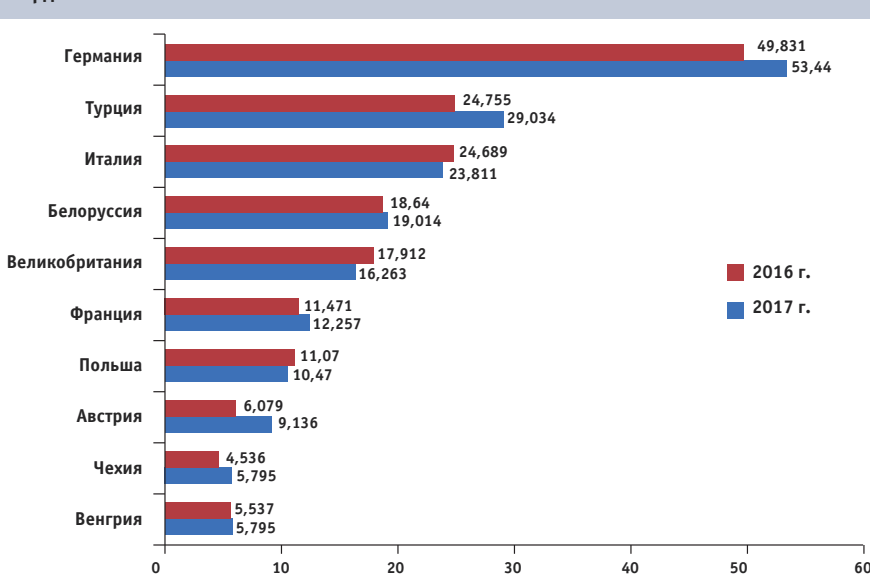
ет увеличение своей доли в обеспечении Европы газом до 34,2% (+1,1%).

Кстати, снижение импорта российского газа не помешало Италии, Великобритании и Польше сохранить свои позиции в десятке лидеров по его закупкам, а по совокупному его потреблению (50,5 млрд м³) почти догнать Германию (см. рис. 3).

В западных отраслевых медиа обращается особое внимание на поступательный рост российского газового экспорта в Германию и Турцию. Это считается весомым доказательством укрепления позиций «Газпрома» на флангах Европы в преддверии реализации проектов «Северный поток – 2» и «Турецкий поток». Обнадеживающим представляется и увеличение объёмов, закупаемых Францией (+800 млн м³ в течение года). Абсолютные цифры наглядно свидетельствуют о росте спроса на «голубое топливо» из России во всех европейских регионах, однако ещё более любопытную картину (и богатую почву для размышлений) даёт анализ темпов развития этого процесса (см. рис. 4).

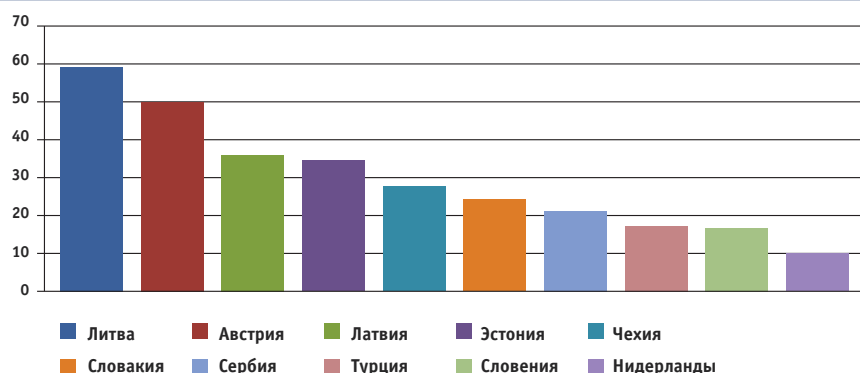
Абсолютным рекордсменом по данному показателю в прошлом году стала... Литва. И это – несмотря на все громкие заявления о достижении полной «энергетической независимости» благодаря плавучему СПГ-терминалу в Клайпеде, на котором в 2017 г. с большой торжественностью были приняты аж два танкера из США (около 192,6 млн м³). С учётом того, что одновременно более чем на треть свои закупки российского газа нарастили Эстония и

Рис. 3. Крупнейшие импортёры российского газа из числа европейских стран в 2016–2017 гг., млрд м³



Источники: «Газпром», Platts.

Рис. 4. ТОП-10 государств Европы по темпам прироста импорта российского газа в 2017 г., % к 2016 г.



Источники: «Газпром», Platts.

Латвия, проект «независимого» от России энергетического хаба в Прибалтике можно считать если не окончательно похороненным, то основательно замороженным.

Второе место в почётном рейтинге самых активных покупателей заняла Австрия, увеличившая объёмы импорта сразу в 1,5 раза. Неудивительно, что уже в январе 2018 г. австрийский канцлер С. Курц предложил «поэтапное» снятия санкций с РФ, а чуть позже президент республики А. Ван дер Белен заявил об экономической нецелесообразности экспорта американского СПГ. Подход вполне деловой: после ввода в эксплуатацию «Турецкого потока» именно Австрия имеет все шансы стать главным распределительным центром для российского газа в Центральной Европе.

В среднем на четверть нарастили закупки российского газа Чехия и Словакия. Как видим, двойственная позиция официальной Праги по отношению к антироссийским санкциям (президент Милош Земан последовательно выступает за их отмену, а правительство столь же последовательно голосует за их продление) не мешает значительному увеличению доли русского газа в национальном энергетическом балансе. Что же касается официальной Братиславы, то наращивание закупок «голубого топлива» позволяет ей не только поддерживать динамичный рост ВВП (почти в три раза выше, чем в среднем по Евроразоне), но и неплохо зарабатывать на реэкспорте его излишков – главным образом на Украину.

Нидерланды вынуждены были пойти на существенное увеличение газового импорта из-за снижения собственной добычи. В частности, объёмы производства на «домашнем» месторождении Гронинген с 2015-го по 2017 г. были сокращены почти

в четыре раза (с 45 до 12 млрд м³ в год), а к 2030 г. предполагается полностью прекратить его эксплуатацию. Учитывая снижение добычи (хотя и более умеренное) на других месторождениях Северного моря, повышаются риски возникновения дефицита как на энергорынке королевства, так и в целом в Северо-Западной Европе. Судя по активности поставок заокеанского СПГ (один танкер в прошлом году и ещё один за всё первое полугодие текущего), можно ожидать, что прагматичные голландцы будут и дальше расширять закупки российского трубопроводного газа. В среднесрочной же перспективе к нему может присоединиться и сжиженный – за счёт использования терминалов порта Зебрюгге в соседней Бельгии для перевалки СПГ с Ямала.

Особо стоит отметить востребованность российского газа на Юго-Востоке Европы. Наряду со значительным приростом поставок в Сербию, Боснию и Герцеговину, Словению, в 2017 г. его импорт возобновила и Хорватия. При этом объёмы закупок сразу же превысили 2 млрд м³, то есть почти полностью компенсировали снижение газового экспорта из России в Италию и Польшу. Очевидно, реальные перспективы СПГ-терминала в хорватском порту Омишаль оказались не столь радужными, как предполагало руководство страны.

Что же касается надежд сланцевых операторов США на создание Адриатического газового хаба, то сегодня его судьба остаётся столь же неопределённой, как и Балтийского. В сложившейся ситуации недавний (от 16 июля) призыв г-жи президента Хорватии Колинды Грабар-Китарович «не изолировать» Россию представляется не только естественным, но и просто неизбежным.

Исключение пока составляют лишь Румыния и Македония – европейские чемпионы 2017 г. по снижению импорта российского газа. Бухарест при этом надеется на увеличение собственной добычи «голубого топлива» (на 3–6 млрд м³ в год) за счёт разработки шельфовых месторождений в Чёрном море. А в Скопье, похоже, больше озабочены изменением названия страны и вступлением в НАТО, нежели ситуацией на национальном энергорынке.

Таким образом, в целом прошлый год оказался удачным для наращивания российского газового экспорта в Европу, а 2018-й обещает очередные рекорды.

ЗАВТРА БУДЕТ БОЛЬШЕ, ЧЕМ ВЧЕРА

Европейские аппетиты по отношению к российскому газу продолжают расти, несмотря на навязываемое ЕС противостояние с Россией. Порой проявление этой тенденции приводит к забавным совпадениям. Стоило Евросоюзу 18 июня объявить об очередном продлении санкций, как всего 10 дней спустя глава «Газпрома» Алексей Миллер спрогнозировал дальнейшее увеличение поставок «голубого топлива» в Европу. Согласно официальным данным «Газпрома», в I полугодии 2018 г. европейцы уже получили 101,2 млрд м³, что на 5,5 млрд м³ (+5,7%) больше, чем за первые шесть месяцев прошлого года. При сохранении подобных темпов, руководство концерна рассчитывает по итогам года на очередной исторический максимум – свыше 205,3 млрд м³.

Долгосрочные же прогнозы ещё более оптимистичны. По мнению главы Минэнерго Александра Новака, в ближайшие 5–10 лет экспорт российского газа в Европу может вырасти ещё на 10–15%.

Важным дополнительным стимулом к расширению закупок для европейских партнёров является майское (от 24.05) соглашение с «Газпромом», в соответствии с которым российский оператор снимает ограничения на реэкспорт «голубого топлива», а также принимает на себя обязательства по содействию оптимизации газовых потоков на так называемых изолированных рынках Центральной и Восточной Европы. Благодаря этому Германия и другие «старые» члены ЕС обретают возможность неплохо подзаработать на перепродаже российского газа «новобранцам» Евросоюза.

Заметим, что наращиванием только лишь трубопроводного экспорта дело не ограничивается – Россия активизирует поставки сжиженного газа на ранее «недо-

стижимые» рынки Юго-Западной Европы. Прежде всего, это касается Испании, которая до последнего времени являлась основным «окном в Европу» для американского СПГ (829 млн м³, или почти треть всех поставок из США в Старый Свет по итогам 2017 г.). Однако уже летом 2018 г. монопольным преимуществам США настал конец. 22 июня первая партия российского СПГ была отгружена в п. Мургадос. Причём, согласно долгосрочному контракту ОАО «Ямал СПГ» с Gas Natural Fenosa, Испания в течение 24 лет будет ежегодно приобретать по 2,5 млн т (около 3,2 млрд м³) российского сжиженного газа. Таким образом, «НОВАТЭК» на длительную перспективу закрепляет за собой 8–10% испанского рынка, удачно дополняя трубопроводные успехи «Газпрома» на континенте.

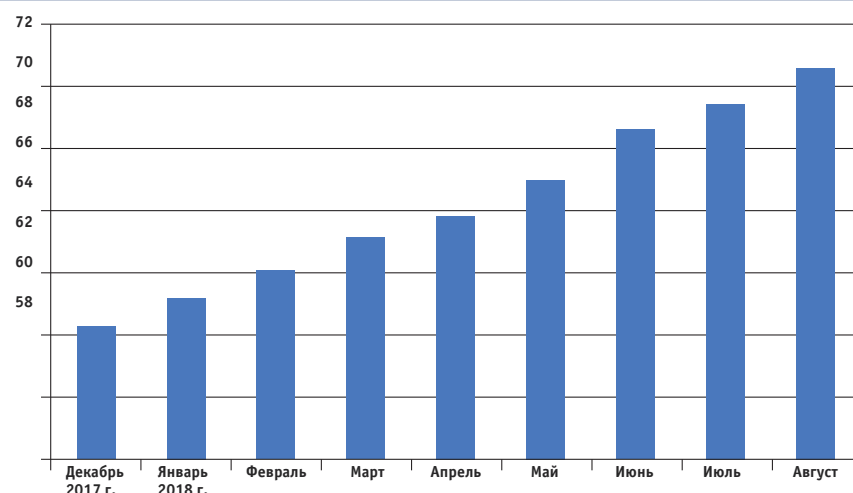
Похоже, подчёркнутую «газовую верность» своему заокеанскому союзнику продолжает сохранять одна лишь Польша. 27 июня государственная национальная компания PGNiG заявила о подписании долгосрочного контракта на импорт 2 млн т СПГ в год из США в течение 20 лет. Поставки должны начаться в 2023 г. Так официальная Варшава предполагает компенсировать последствия своего полного отказа от закупок российского газа после 2022 г. и при этом также надеется подзаработать на реэкспорте (главным образом – Украине). Однако это решение, возможно и оправданное с политической точки зрения нынешнего польского руководства, чревато немалыми экономическими рисками. Дело в том, что объективная статистика первой половины 2018 г. свидетельствует о явном снижении активности американского СПГ-экспорта в Европу. А сопутствующие этому проблемы заставляют сомневаться в способности операторов США расширить своё присутствие на европейском рынке – по крайней мере, в среднесрочной перспективе.

Хочется, но не получается?

После обнадеживающих достижений прошлого года, когда объёмы поставок СПГ из Соединённых Штатов в Европу выросли почти в пять раз (до 2,74 млрд м³), в США ожидали дальнейшего развития успеха в 2018 г. Помимо увеличения спроса на «голубое топливо» в Старом Свете, эти надежды основывались на динамичном росте собственной добычи, в первую очередь – за счёт активной разработки сланцевых месторождений (см. рис. 5).

С начала года существенный (10–16%) прирост производства продемонстрирова-

Рис. 5. Добыча сланцевого газа в США, декабрь 2017-го – август 2018 г., млрд ф³/сут



Источники: Агентство энергетической информации США (EIA).

ли абсолютно все основные добывающие регионы страны, и в настоящее время эта позитивная тенденция сохраняется (см. рис. 6, табл. 2).

Вполне ожидаемо вырос и экспорт СПГ. Согласно официальным данным Министерства энергетики США, по итогам I полугодия его объёмы составили порядка 490 млрд ф³ (13,875 млрд м³), что на 58% (!) больше, чем за первые шесть месяцев прошлого года. Однако не обошлось и без неприятной неожиданности: поставки в Европу за тот же период снизились на целых 34% (см. табл. 3).

Как видим, с начала 2018 г. список европейских получателей «голубого топлива» из США не пополнился ни одной страной. Зато некоторые из прежних адресатов

(Литва и Польша), столь обнадёженных в прошлом году, до сих пор остаются в состоянии ожидания. Резко упала активность отгрузок в Испанию и Португалию, а снижение объёмов поставок в Турцию довершает список потерь американского СПГ-экспорта на южном фланге Европы – вне зависимости от длины транспортной составляющей. Таким образом, на фоне устойчивого увеличения добычи газа в США и суммарных объёмов его вывоза за рубеж, поставки СПГ на европейском направлении существенно сократились. В чём же причины подобного парадокса?

Первый фактор – ценовой. С осени прошлого года спотовые цены на газ в Азии устойчиво демонстрируют более высокие темпы роста, чем в Европе (см. рис. 7).

Рис. 6. Основные районы добычи сланцевых углеводородов в США

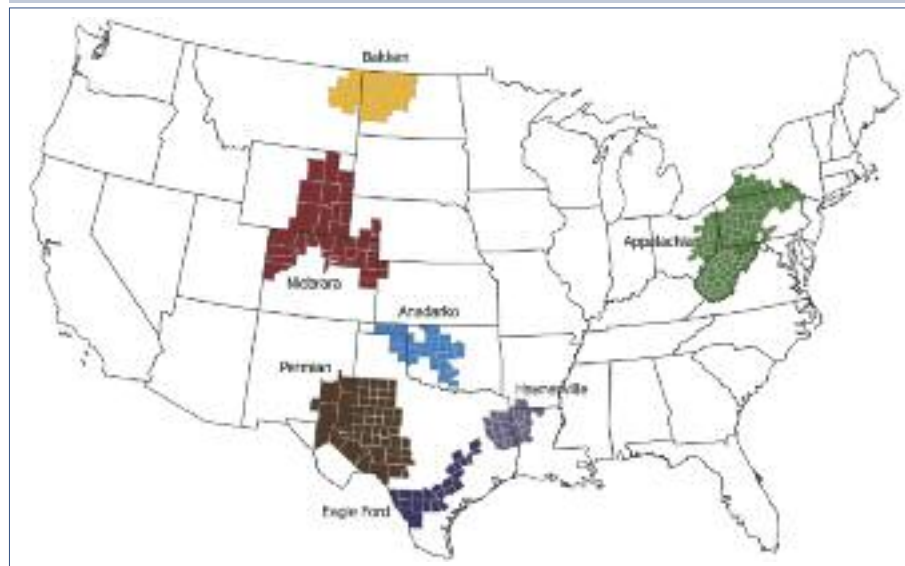


Табл. 2. Добыча природного газа в основных районах сланцевых разработок США, млн ф³/сут

	Декабрь 2017 г.	Январь 2018 г.	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август*
Anadarko	6067	6141	6131	6232	6495	6544	6799	7021	7119
Appalachia **	26027	26401	26829	27203	27319	27772	28535	28548	28876
Bakken	2101	2142	2220	2216	2190	2234	2313	2400	2425
Eagle Ford	6375	6396	6456	6518	6557	6723	6801	6794	6931
Haynesville	7530	7676	7906	8095	8333	8538	8737	8949	9138
Niobrara	4794	4840	4813	4867	4884	4943	4969	5098	5153
Permian	9372	9585	9754	10019	10051	10273	10470	10656	10890
Всего	62266	63181	64109	65150	65829	67027	68624	69466	70532

*Прогноз.

**По обновлённой классификации EIA объединяет районы Marcellus и Utica.

Источники: Агентство энергетической информации США (EIA).

Табл. 3. Сравнительная динамика поставок СПГ из США в европейском направлении

01.01–30.06 2017 г.				01.01–30.06 2018 г.			
Страна назначения	Количество судов за год*	Объём поставок, млн ф ³	Цена, долл./млн БТЕ	Страна назначения	Количество судов	Объём поставок, млн ф ³	Цена, долл./млн БТЕ
Испания	4 (10)	11767,7	6,16	Испания	0	0	–
Португалия	3 (6)	8759,2	6,67	Португалия	1	3 247,4	3,15
Италия	1 (2)	3120,2	4,21	Италия	0	0	–
Великобритания	1 (1)	3410,2	3,72	Великобритания	2	6266,7	5,66
Нидерланды	1 (1)	3041,6	6,10	Нидерланды	1	3252,6	6,09
Литва	0 (1)	–	–	Литва	0	0	–
Польша	1 (1)	3440	4,10	Польша	0	0	–
Турция	3 (7)	10923,3	5,9	Турция	1	3731,5	3,15
Всего	14 (27)	44462,2	Ср. цена – 5,27	Всего	5	29264,9	Ср. цена – 4,51

*Для сравнения – в скобках приведено общее количество СПГ-танкеров, принятое портами страны за весь 2017 г.

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

После кратковременной стабилизации вблизи уровня в 7 долл./млн БТЕ цены в Азии продолжили свой опережающий рост и в первые недели июня преодолели психологический рубеж в 10 долларов. Таким образом, влияние сезонного спада потребления оказалось минимальным и от рекордов зимнего спроса (для отопления), региональный рынок перешёл к новым максимумам летнего сезона (для обеспечения систем кондиционирования). Несмотря на небольшое (до 9,5–9,3 долл./млн БТЕ) проседание к началу августа, общая тенденция дальнейшего роста цен на азиатских рынках сохраняется. Западные эксперты (Wood Mackenzie, Platts) предполагают, что до конца года этот показатель может достичь 12 долл./млн БТЕ. Неудивительно, что американские газовые операторы предпочитают сполна использовать благоприятную ценовую ситуацию на перспективных рынках Южной Кореи, Японии и Китая. Особенно последнего, пока объявленная Вашингтоном торговая война не заставит Пекин предпринять ответные действия на энергетических фронтах. Но одно лишь желание получить максимально возможную прибыль в Азии не может в полной

мере объяснить отказа от уже завоёванных позиций в Европе. Разве что подобное решение на самом деле является вынужденным, сделанным под давлением объективных обстоятельств.

Второй фактор связан с терминалами. В то время как добыча сланцевого газа в США переживает бурный рост, ввод в строй мощностей по сжижению газа и его

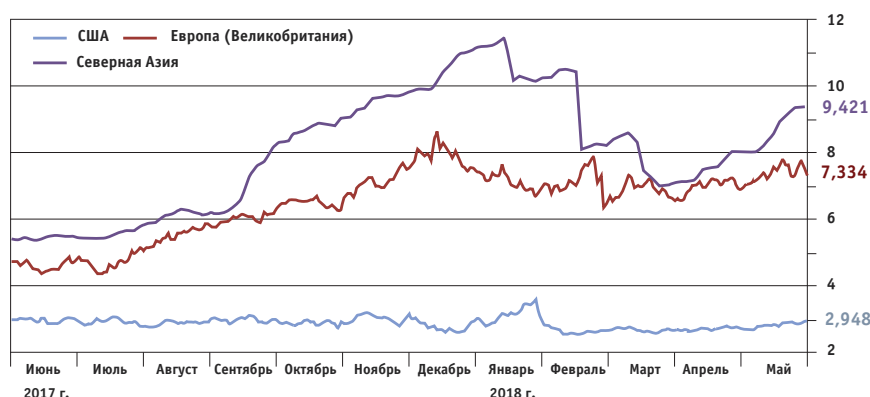
перевалке на танкеры явно отстает от ранее намеченного графика (см. рис. 8).

Прогнозы Федеральной комиссии по регулированию энергетики (FERC) и Агентства энергетической информации (EIA) США оказались чрезмерно оптимистичными. Заметим, что первый (и до весны 2018 г. единственный) экспортный СПГ-терминал Sabine Pass (оператор Cheniere Energy) был введен в строй более чем на год позже запланированного срока. Второй терминал Cove Point (компания Dominion Energy) вместо нояб-

ря – декабря 2017 г. произвел отгрузку первой партии СПГ лишь в начале марта текущего года. Причём он до сих пор не достиг и трети своей плановой производительности (в среднем около 0,8 вместо 3 млрд ф³/сут).

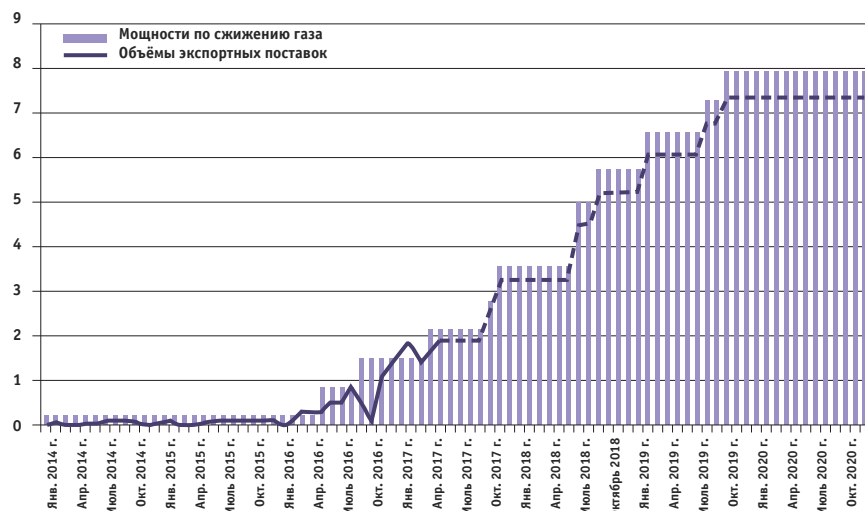
Таким образом, первый СПГ-терминал, заработавший на Восточном побережье США (и расположенный гораздо ближе к

Рис. 7. Сравнительная динамика цен на природный газ в США, Европе (Великобритания) и Северной Азии*, долл./млн БТЕ



*Главным образом Южная Корея, Китай, Япония.
Источники: Bloomberg.

Рис. 8. Прогноз экспортных объемов СПГ и прироста мощностей по сжижению газа в США до 2020 г., млрд ф³/сут



Источники: FERC, EIA, BPC Fund Advisors.

европейским рынкам, чем аналогичные площадки Луизианы и Техаса), пока далек от выхода на проектную мощность. Это неизбежно сдерживает экспортные планы операторов месторождений района Appalachia, лидирующего по добыче сланцевого газа в стране.

Что же касается большей части остальных проектов (12 из 20), то их реализация рискует оказаться еще более затяжной из-за продления сроков экологической экспертизы. Согласно последним (от 16 июля) заявлениям FERC, можно ожидать увеличения этого периода с 6–8 месяцев до 1,5–2 лет. А значит, реальные экспортные возможности американских операторов будут ограничены, даже несмотря на рекордно высокие объемы производства.

Третий фактор – трубопроводный. Набранные темпы роста добычи «голубого топлива» в США лишь обострили хронические проблемы, связанные с недостатком мощностей по его перекачке к побережью. Пропускная способность действующих газопроводов и ранее ограничивала экспортные возможности сланцевых месторождений, находящихся в глубине континента (особенно Bakken и Niobrara). Однако проект Keystone XL (см. рис. 9), который мог бы способствовать решению этого вопроса, был похоронен администрацией Б. Обамы еще в ноябре 2015 г. В марте 2017 г. новый хозяин Белого дома дал разрешение на реанимацию проекта, но для его реализации понадобится как минимум еще два – три года.

Не избежали подобных осложнений и операторы месторождений, примыкаю-

Рис. 9. Схема магистрального газопровода Keystone XL



Источники: TransCanada, правительство провинции Альберта (Канада).

щих к побережью Мексиканского залива. В особенности это касается района Permian, который демонстрирует рекордный прирост добычи (более 16% за восемь месяцев 2018 г.). По оценкам американских источников, дополнительные газопроводы войдут в строй не ранее 2020–2022 гг. Пока же добывающие компании региона, которые не обладают собственными трубопроводными мощностями, вынуждены идти на значительные (до 0,9–1,4 долл./млн БТЕ) скидки при реализации своей продукции. Это сдерживает дальнейшее увеличение темпов производства и ограничивает экспортные возможности региона в целом.

В сложившейся ситуации США оказались перед непростой альтернативой. Первый вариант привычен: по-прежнему прилагать все усилия для затягивания реализации проектов «Северный поток – 2» и «Турецкий поток» (по крайней мере до 2022–2025 гг.), используя выигранное время для устранения дисбаланса добывающей и транспортно-перерабатывающей отраслей. Одновременно – усиливать давление на европейских партнеров, вынуждая их к развитию приемной инфраструктуры (СПГ-терминалов, регазификационных мощностей и т. п.), а также к созданию комфортного лицензионного и налогового режима и предоставлению преференций для американских операторов.

Впрочем, есть и другой путь: отказаться от преимущественного использования нерыночных факторов и пойти на постепенное расширение сотрудничества с Россией в энергетической сфере. В

первую очередь – по вопросам продвижения и трубопроводного газа, и СПГ на мировых рынках, как это и предлагал глава российского Минэнерго А. Новак во время июньской встречи со своим американским коллегой Р. Перри.

Что же касается Европы, то она, похоже, свой выбор уже сделала. В ночь на 25 июля (как раз накануне судьбоносной встречи Ж.-К. Юнкера с Д. Трампом) компания Nord Stream 2 AG начала укладку первой партии труб по трассе газопровода «Северный поток – 2» в Грайфсвальдском заливе у побережья Германии. Продолжение следует? ■

ХII МЕЖДУНАРОДНАЯ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА



Нефтедобыча. Нефтепереработка. Химия.

ВСЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОТРАСЛИ

23–25 ОКТЯБРЯ 2018

• САМАРА •

Ключевые участники выставки:

АО «Самаранефтегаз»

АО «Куйбышевский НПЗ»

АО «Новокуйбышевский НПЗ»

АО «Сызранский НПЗ»

АО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания»

АО «Транснефть-Приволга»

ТПП «РИТЭК Самара-Нафта» (ПАО «Лукойл»)

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
СПОНСОР



РОСНЕФТЬ



РЕКЛАМА

 **ЭКСПО-ВОЛГА**
организатор выставок с 1986 г.

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



МИНИСТЕРСТВО
ПРОМЫШЛЕННОСТИ
И ТЕХНОЛОГИЙ
САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ



СОЮЗ
НЕФТЕГАЗПРОМЫШЛЕННИКОВ
РОССИИ

ул. Мичурина, 23а
тел.: (846) 207-11-45

www.expo-volga.ru

Зелёный свет для СПГ

Международный газовый конгресс объявил о начале второй газовой революции

Лев ЧЕРНЯК,
заместитель генерального директора
ООО «Суперстрой XXI»,
кандидат экономических наук,
заслуженный нефтегазостроитель РФ

Мировой газовый конгресс (WGC) с 1931 г. является одним из самых масштабных международных форумов по вопросам развития газовой промышленности и эффективного использования энергетического потенциала. Очередной XXVII конгресс состоялся 25–29 июня 2018 г. в Вашингтоне (США) и собрал свыше 12 тыс. участников более чем из 100 стран мира. Программа конгресса включала как обзорные доклады мировых лидеров газовой промышленности, так и сообщения ведущих специалистов со всех континентов. Девять секций по ключевым направлениям газовой промышленности позволили участникам форума получить детальное представление об итогах трёх лет функционирования одной из самых динамичных и быстро развивающихся отраслей индустрии.

«Цифровой» форум

Конгресс проходил под руководством Международного газового союза – неправительственной организации, главного центра сбора и обобщения мирового отраслевого опыта. Российские газовики состоят в этой организации с 1960 г. Президентом МГС является Жером Ферье.

Важной особенностью конгресса являлась цифровизация всех операций по участию делегатов и гостей в заседаниях, семинарах, секциях, «круглых столах», ознакомлении со стендами компаний-участников выставки. Каждый делегат получил пароль и кьюр код, дававшие возможность быстро и беспрепятственно находить нужную аудиторию, фамилию докладчика, время и название доклада, стенд компании, номер автобуса, доставлявшего делегатов к отелям проживания, и т. д.



Состоявшаяся одновременно с конгрессом выставка оборудования, приборов и материалов собрала 350 компаний из многих стран мира, продемонстрировав высокий уровень достижений всех сегментов газовой индустрии.

Накануне конгресса заинтересованные участники посетили завод СПГ компании BGE – старейшей газовой фирмы США, а также центр управления системой газораспределения штата Мэриленд и округа Колумбия, где смогли ознакомиться с процессами сжижения и хранения газа, а также с особенностями его использования различными категориями потребителей.

Вторая газовая революция

Важной частью программы конгресса явилось обсуждение доклада президента МГС Дэвида Кэрролла, посвящённого проблемам развития сектора СПГ, который сейчас рассматривается как вторая газовая революция (после сланцевой).

В 2017 г. объём мировой торговли СПГ составил 293,1 млн т, что соответствует 404 млрд м³ природного газа. При этом его прирост за год – более 12% (35,2 млн т, или 48,5 млрд м³). Крупнейшими потребителями СПГ являются Китай и Южная Корея. Существенно возросли поставки в

страны Европы – Испанию, Италию, Португалию и Францию. Ведущим экспортёром продолжает оставаться Катар, мощности заводов которого возросли до 81 млн т в год. За ним следовали Австралия, Малайзия, Нигерия, Индонезия и США. Экспорт из США составил 11,9 млн т, из Австралии – 10,2 млн т.

Соединённые Штаты начали экспортировать сжиженный газ только в 2016 г., когда отправили первый танкер в Бразилию. Экспортные мощности США выросли с запуском новых проектов в Луизиане и Мэриленде. По оценке экспертов, к 2020 г. Штаты станут третьим в мире экспортером СПГ вслед за Австралией и Катаром, их экспортный потенциал возрастет до 80 млн т в год.

В стадии строительства сейчас находятся заводы по производству СПГ мощностью 92 млн т (127 млрд м³), из которых одна треть войдёт в строй в текущем 2018 г., в том числе в Австралии, Камеруне, Индонезии, Малайзии, России и США.

Общая мощность новых проектов строительства заводов СПГ на март 2018 г. составляла 875,5 млн т/год (1,2 млрд м³/год). В основном речь идёт о заводах в США (336 млн т/год) и Канаде (255 млн т). Большинство американских заводов планируется построить в районе Мексиканского зали-

ва, канадских – в провинции Британская Колумбия на западном побережье страны.

В докладе президента МГС были отмечены амбициозные планы по перспективному наращиванию производства СПГ в арктических районах РФ. Потенциальные мощности российских заводов СПГ в 2020-х должны достигнуть 60,1 млн т в год за счёт ввода в действие трёх очередей комплекса «Ямал СПГ», а также «Арктик-СПГ – 2» (19,8 млн т/год), третьей очереди завода в рамках проекта «Сахалин-2», Балтийского СПГ, а также завода и терминала в Высоцке. В ближайшие 10 лет общий объём инвестиций в СПГ-проекты в РФ превысит 2,2 трлн рублей.

Средняя спотовая цена продажи СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе в январе 2018 г. составила 9,88 долл./млн БТЕ (357 долл./1000 м³), что явилось самым высоким показателем за три последних года. В мировой торговле СПГ различают три типа заключаемых импортных контрактов:

- краткосрочные (спотовые цены контрактов длительностью менее двух лет);
- среднесрочные (от двух до пяти лет);
- долгосрочные (более пяти лет).

На долю последних в 2017 г. приходилось порядка 200 млн т СПГ, краткосрочных – 90 млн т и среднесрочных спотовых – 3 млн т.

Процессы сжижения природного газа по технологии американской компании Air Products составили 73% всех процессов СПГ, в том числе доля процесса СЗМРтм достигла 43%. Эта технология выбрана и для заводов «Ямал СПГ» в России и Cameron LPG в США.

ПЛАВУЧИЕ ТЕРМИНАЛЫ

По состоянию на март 2018 г. общая мощность 24 проектов плавучих заводов СПГ составила 180 млн т/год (248 млрд м³/год), в том числе заводов в Канаде – 74,4 млн т/год, в США – 69 млн т/год. Из-за снижения расходов на инфраструктуру стоимость строительства таких заводов ниже, чем наземных.

Плавучие регазификационные установки (ПРГУ) являются сейчас наиболее распространённым вариантом выхода на новые рынки сбыта СПГ. Они позволяют быстрее переходить на использование газа, так как скорее вводятся в эксплуатацию, чем наземные варианты. Это оказывается выгоднее для новых рынков, ориентированных на требования краткосрочного спроса. Плавучие решения во многих случаях обеспечивают большую гибкость при наличии огра-



ниченного пространства на суше и в отсутствие подходящих портов. Вместе с тем, плавучие установки сталкиваются с потенциальными рисками, связанными с работоспособностью терминала (включая работу судна, сложные морские или метеорологические условия и более длительные задержки поставок СПГ).

Плавучие установки разделяются на два класса. Первые – это ПРГУ в виде переоборудованных старых судов, которые находятся на постоянной швартовке и действуют как регазификационные терминалы долговременного функционирования. Вторые – это плавучие терминалы – мобильные суда, которые могут быть законтрактованы на короткие сроки. Эти ПРГУ могут функционировать в качестве традиционных СПГ-танкеров, когда они не законтрактованы, а также имеют возможность заходить в порт с грузом СПГ и оставаться там на время, необходимое для регазификации своего груза. Большинство построенных ПРГУ уже законтрактованы, что приводит к дефициту свободных для заказа плавучих установок.

К концу 2017 г. мировой парк всех видов танкеров, транспортирующих СПГ, составил 478 судов. Из них на долю танкеров с резервуарами мембранного типа приходилось 74%, Moss-типа – 26%. Средняя ёмкость резервуаров СПГ-танкера в конце 2017 г. достигала 17300 м³. При этом 45 судов, принадлежащих Катару (примерно 10% общего флота), имели объём резервуарного парка 26170–266000 м³. Это самые крупные на сегодня морские танкеры для пере-

возки СПГ. Около 45% всего активного флота эксплуатируется менее 10 лет.

Средняя протяжённость транспортировки СПГ в 2017 г. составила 8415 морских миль (15147 км), а максимальная (из США в Китай) – 15605 морских миль (28089 км).

За 2017 г. общая мировая мощность регазификационных установок увеличилась на 45 млн т/год, достигнув 847 млн т/год. Наибольшими мощностями обладают Япония (198 млн т/год), США (129 млн), Южная Корея (127 млн) и Китай (57,7 млн).

Приведённые данные наглядно демонстрируют высокую динамику развития сектора СПГ и его важную роль в удовлетворении нужд населения и промышленности многих стран мира, лишённых собственных источников газа. В ближайшие пять лет можно прогнозировать дальнейшее стремительное развитие этого передового сегмента газовой промышленности, который даст мощный толчок всей мировой энергетике.

В начале апреля 2019 г. в Шанхае (КНР) состоится Мировой конгресс по проблемам СПГ, в котором, как ожидается, примут участие свыше 11 тыс. делегатов из 80 стран мира. Они детально обсудят все аспекты развития данного сектора. Российские специалисты не должны упустить такую возможность – принять активное участие в рассмотрении всего комплекса проблем СПГ. А следующий XXVIII Международный газовый конгресс состоится уже через три года, в 2021 г., в Южной Корее.

КАЛЕНДАРЬ

ежегодные
НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

iOilGas
conference



24-29 сентября
2018 / Сочи

9-я Международная научно-практическая конференция
Строительство и ремонт скважин - 2018

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПО «Нитро»

22-27 октября
2018 / Сочи

6-я Международная научно-практическая конференция
Интеллектуальное месторождение:
инновационные технологии от скважины до
магистральной трубы - 2018

ОРГАНИЗАТОРЫ



ООО «Индустриальный дом
«Нефть, Газ, Новизна»



ООО «НПО «Нитро»

25-30 марта
2019 / Россия

8-я Международная научно-практическая конференция
Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и
транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство,
эксплуатация и автоматизация производственных объектов - 2019

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПО «Нитро»

27 мая-1 июня
2019 / Россия

14-я Международная научно-практическая конференция
Современные технологии капитального ремонта скважин и
повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития - 2019

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПО «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



(861) 212-85-85



oilgasconference@mail.ru



www.oilgasconference.ru

Углеводородный потенциал России

Алла НЕМЧЕНКО-РОВЕНСКАЯ,
ведущий научный сотрудник,
доктор геолого-минералогических наук;
Татьяна НЕМЧЕНКО,
старший научный сотрудник,
кандидат геолого-минералогических наук
(Институт геохимии и аналитической химии
им. В. И. Вернадского РАН)

Несмотря на значительное истощение запасов на наиболее продуктивных месторождениях, Россия продолжает обладать огромными нефтяными ресурсами и значительным потенциалом. Основные регионы, которые вносят вклад в пополнение российских нефтяных ресурсов, – Западная и Восточная Сибирь, Волго-Уральская и Тимано-Печорская нефтегазоносные провинции. Крупнейшими и наиболее перспективными с точки зрения запасов и нефтегазоносности являются акватории арктических и дальневосточных морей, включая шельф острова Сахалин (см. рис. 1). Геохимия нефти крупнейших и уникальных месторождений России изучена благодаря комплексу современных фундаментальных аналитических исследований: изотопному составу углерода, газовой хроматографии, определению биомаркеров.



Depositphotos

Рис. 1. Карта топливно-энергетических ресурсов России

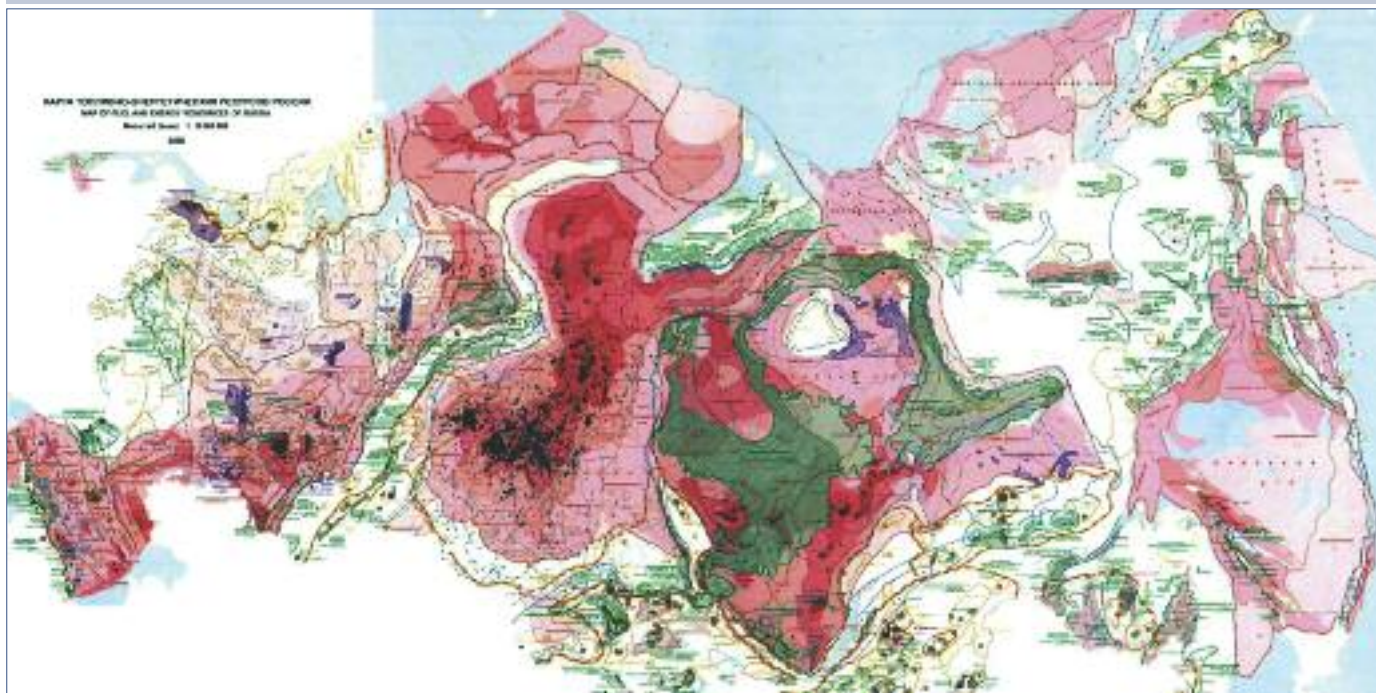


Рис. 2. Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция



Ведущее место в России – как по величине выявленных в её пределах запасов углеводородов, так и по уровню добычи нефти – занимает **Западно-Сибирская нефтегазоносная провинция**, включающая в себя Тюменскую, Томскую, Новосибирскую и Омскую области. Здесь открыты 49 гигантских и уникальных нефтяных месторождений. В том числе в Тюменской области расположены девять уникальных месторождений: Самотлорское, Красноленинское, Мамонтовское, Фёдоровское, Приобское, Лянторское, Ван-Ёганское, Тевлин-Русскинское и Русское. Первые четыре являются крупнейшими из когда-либо открытых, их запасы составляют 500 млн т. Большинство запасов Западной Сибири связано с нижнемеловыми и юрскими отложениями (см. рис. 2).

Волго-Уральская нефтегазоносная провинция по величине запасов и по количеству крупнейших и уникальных нефтяных месторождений является второй (после Западно-Сибирской) НГП России. Здесь были открыты и разработаны десять гигантских и супергигантских месторождений. Запасы нефти четырёх из них – Ромашкинского, Туймазинского, Ново-Елховского и Арланского – превышают 300 млн т. Основные запасы связаны с девонскими отложениями.

Региональное распределение крупнейших месторождений следующее: три в Татарстане (Ромашкинское, Новоялховское и

Бавлинское), три в Башкирии (Арланское, Туймазинское, Шкаповское), два в Самарском регионе (Мухановское, Кулюшовское), одно в Удмуртии (Чарыр-Киенгорское) и одно в Пермской области (Ярино-Каменноложское).

Большинство запасов залегают в девонских терригенных отложениях (Ромашкинское, Туймазинское, Новоялховское, Шкаповское и другие). Значительные нефтяные запасы находятся также в каменноугольных (Арланское) и пермских карбонатах. Глубина резервуаров – 2400–2700 м. Большинство нефтяных залежей расположены в антиклинальных ловушках (типичные месторождения платформенного типа). Однако стратиграфические ловушки широко распространены в каменноугольных и пермских отложениях (см. рис. 3).

Практически все крупные и гигантские месторождения находятся на финальной стадии разработки. Более чем 90% начальных извлекаемых запасов на Туймазинском, Шкаповском, Ярино-Каменноложском месторождениях уже извлечено. На Ромашкинском месторождении этот показатель составляет 85,5%.

Тимано-Печорская нефтеносная провинция расположена в северо-восточной части Европейской России: в Республике Коми и Ненецком автономном округе Архангельской области. В северном направлении, в акватории Печорского моря, она граничит с Баренцево-Карской нефтегазоносной провинцией, в южном направлении примыкает к нефтяным районам Урало-

Рис. 3. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция

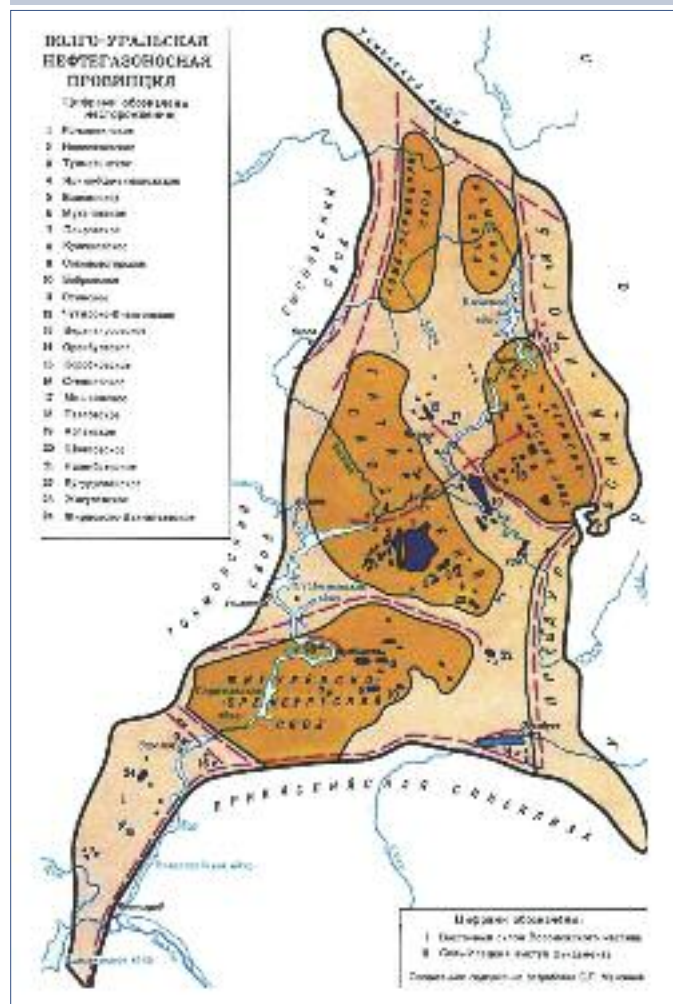
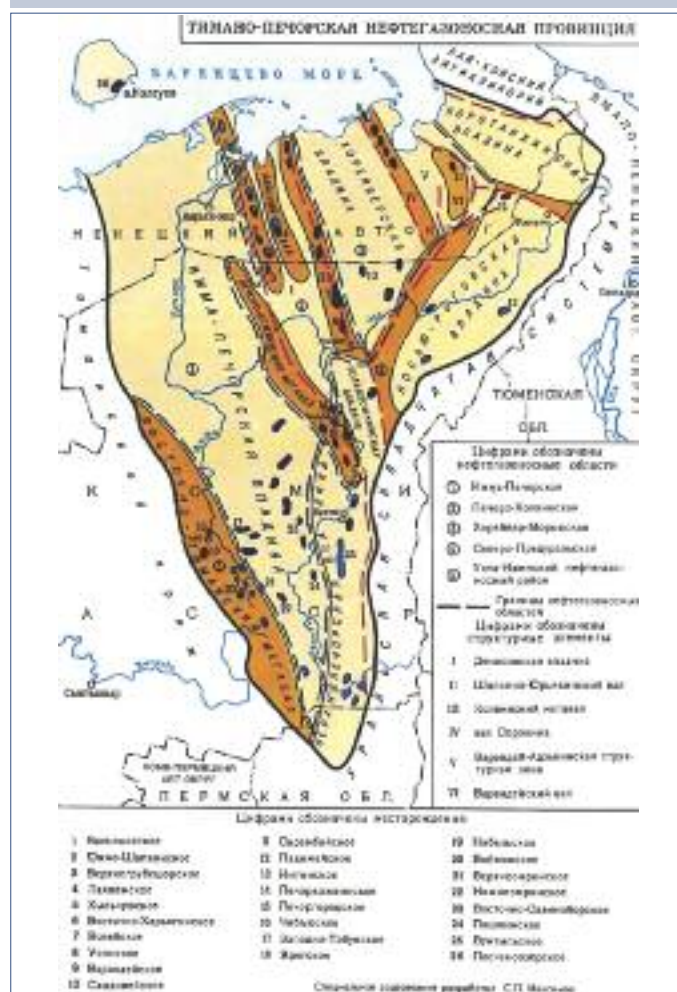


Рис. 1. Карта топливно-энергетических ресурсов России



Поволжья. В Тимано-Печоре были открыты и продолжают осваиваться четыре гигантских месторождения. Три из них – Ярегское, Усинское и Возейское – находятся в Республике Коми, одно – Харьягинское – в Архангельской области (см. рис. 4).

Нефтяные запасы Тимано-Печорской НГП сосредоточены в ордовик-триассовых отложениях. Основная часть открытых запасов содержится в девонских и пермских отложениях.

Большинство тимано-печорских месторождений имеют сложную структуру, трудноизвлекаемые запасы составляют 40% от начальных извлекаемых. Все гигантские месторождения находятся в эксплуатации, но они характеризуются высокой степенью истощения. Они обеспечивают 60% от общей добычи в регионе, однако более 60% их начальных запасов уже отобраны.

Харьягинское многопластовое месторождение является наиболее молодым из гигантских объектов Тимано-Печоры. Оно имеет сложную геологическую структуру, и только 4,4% начальных извлекаемых запасов месторождения были добыты.

Восточно-Сибирская нефтегазоносная провинция является главным объектом поисково-разведочных работ в целях дальнейшего наращивания запасов и ресурсов нефти и газа России в XXI веке. Здесь уже открыто 61 месторождение, в том числе 12 нефтегазовых и газонефтяных, 2 нефтяных.

Крупные месторождения открыты в Непско-Ботуобинской области Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции (Среднеботуобинское, Марковское, Верхнечонское и другие). Юруб-



Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



12 сентября 2018 | НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

Вопросы модернизации нефтеперерабатывающих и нефтехимических мощностей, проблемы взаимодействия с лицензиарами, практика импортозамещения, современные модели управления инвестиционными проектами, стандарты и требования безопасности

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База подрядчиков для модернизации НПЗ
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий



17 октября 2018 | НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

Традиционная площадка для встреч руководителей геофизических, буровых предприятий, а также компаний, занятых ремонтом скважин. Подрядчики в неформальной обстановке обсуждают актуальные вопросы со своими заказчиками — нефтегазовыми компаниями

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтесервисных компаний
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса



5 декабря 2018 | НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками оборудования выступают "Газпром нефть", "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", "Газфлот" и другие крупные компании. В условиях введения экономических санкций необходимо быстро освоить производство жизненно важного оборудования, в первую очередь запасных частей

- OIL-GAS.RU — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База оборудования для нефтегазового шельфа
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа



14 марта 2019 | НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, практика импортозамещения, оплата и приемка поставленной продукции, информационное обеспечение рынка

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших производителей нефтегазового оборудования по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазового комплекса
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования



31 мая 2019 | НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, создание российских ЕРС-фирм, увеличение доли российских компаний на нефтегазостроительном рынке, расценки и порядок оплаты проводимых работ

- OIL-GAS.RU — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- OIL-GAS.RU — Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU — Обсуждение проблем нефтегазового строительства

РЕКЛАМА

«Чёрные лебеди» каспийской энергетики

Миллиардные инвестиции и новейшее оборудование не стали гарантами энергетической безопасности стран Каспийского региона

Владимир МИШИН

Азербайджан, Казахстан и Туркменистан, вложив почти за 30 лет политической самостоятельности миллиарды долларов в строительство новых объектов электроэнергетики, достигли, как не раз утверждали в Баку, Астане и Ашхабаде, стратегической цели – энергетической безопасности. Но «чёрный лебедь» (так экономисты называют непредсказуемое событие), «залетевший» в июле 2018 г. в Азербайджан и погрузивший страну во тьму, де-факто продемонстрировал, что об энергетической безопасности республики говорить преждевременно. Её не смогли обеспечить ни масштабные инвестиции, ни современные технологии. Насколько велика вероятность того, что и другие страны региона – Казахстан и Туркменистан, – электроэнергетика которых развивалась в постсоветское время по аналогичным лекалам, также не находятся в зоне непредсказуемых событий?

АЗЕРБАЙДЖАН ВО ТЬМЕ

Хронология аварий, произошедших этим летом в электроэнергетической системе Азербайджана, укладывается в несколько строк. Третьего июля в ноль часов 20 минут загорелись трансформатор и шестой энергоблок самой мощной электростанции республики и, шире, Южного Кавказа – Азербайджанской ТЭС (восемь агрегатов по 300 МВт, суммарно – 2400 МВт, введены в эксплуатацию в 1981–1989 гг.). Пожар потушили быстро, к часу ночи, но каким-то невероятным образом на несколько часов без электроэнергии остались почти все регионы страны, в том числе города Баку, Сумгаит, Гянджа и десятки других. К вечеру 3 июля произошёл очередной blackout (отключение подачи электроэнергии), восстановить энергоснабжение на всей территории страны удалось лишь к рассвету 4 июля.

Экономические последствия этой аварии таковы. Во-первых, остановилась добыча нефти и газа на промыслах ГНКАР, расположенных на суше (морская инфраструктура обеспечена – на экстренный случай – резервными дизель-генераторами).

Во-вторых, на единственном НПЗ Азербайджана – Бакинском имени Гейдара Алиева – было прекращено функционирование всех технологических установок. К 4 июля работу завода удалось восстановить, за исключением установки каталитического крекинга. Как следствие, НПЗ прекратил выпуск автомобильного бензина и на АЗС республики пошло топливо из резерва ГНКАР (хорошо, что накопили около 80 тыс. т).

В-третьих, остановилось большинство ненефтяных предприятий, в том числе металлургических (выплавка стали и алюминия).

В-четвёртых, была прекращена подача питьевой воды в города и веси (замерли насосы, качающие воду из скважин и по водопроводам) и в стране наступила великая жажда.

Суммарные материальные потери республики (официальной и точной цифры пока нет) от серийного blackout оказались, оценочно, в интервале 0,5–1 млрд долларов.

Гуманитарные последствия заключались в том, что миллионы людей остались без света и воды, 30 тыс. оказались

в ловушках кабин остановившихся лифтов и в вагонах, замерших в туннелях поездов метро, и что неработающие светодоры дезорганизовали движение на автострадах.

Имиджевые потери таковы: за десятилетия политического суверенитета в ТЭК Азербайджана (добычу, транспортировку, переработку нефти и газа, производство и распределение электроэнергии) было вложено около 100 млрд долларов инвестиций, в том числе в электроэнергетику – свыше 6 млрд. В результате, по заявлениям официального Баку, энергетическая безопасность республики стала абсолютной. Но 3–4 июля 2018 г. показали, что, хотя нефти и газа добывается в стране со значительным избытком, уходящим на экспорт, а установленные мощности электростанций за годы независимости выросли на 2500 МВт, энергобезопасность оказалась декларативной.

КТО ВИНОВАТ?

А теперь самый интересный вопрос: как вообще в «энергетически безопасном» Азербайджане произошло то, что не должно было произойти, – серийный общереспубликанский blackout?

По версии главы ОАО «Азэнерджи» (главный производитель электроэнергии в республике, 100% акций принадлежат государству; распределением электроэнергии занимается ОАО «Азеришг», созданное в феврале 2015 г.) Этибара Пирвердиева, во всём виноваты жара и согораждане, на полную мощность включившие кондиционеры. В результате суточное потребление выросло с 55 до 75 млн кВт • ч и перегретое оборудование АзТЭС не выдержало.

Версия «Азэнерджи» снимает ответственность с руководства компании, но не даёт ответов на принципиальные вопросы: почему из трансформатора вытекло масло, почему возник пожар, почему полыхнул шестой агрегат АзТЭС? И, наконец, на самый существенный: почему локальная авария на одной АзТЭС обесточила весь Азербайджан, причём дважды?

Начнём с потёкшего трансформатора. Первая (официальная) причина этого казуса – нарушение правил эксплуатации, то есть человеческий фактор. Вторая (полуофициальная) – нерациональная экономия финансовых ресурсов «Азэнерджи». Дело в том, что для охлаждения теплового оборудования АзТЭС необходима холодная вода (не выше 12 °С), а 3 июля на станции использовалась тёплая, нагретая до 28 °С. Хотя ещё в 1994 г. пла-

нировалось проложить канал под Мингечаурским водохранилищем, чтобы на ТЭС поступала вода нужной температуры, но на реализацию проекта пожалели денег.

Вопрос с пожаром на подстанции ещё интереснее. Вытекшее из трансформатора масло, как следует из материалов Госкомиссии, расследующей причины blackout, залило выключатель тока и кабели, которые не были достаточно изолированы, а дальше «из искры возгорелось пламя». По заявлению главы МЧС Азербайджана Кямаледдина Гейдарова, его ведомство не раз предупреждало руководство АзТЭС и «Азэнерджи» о необходимости «плотного закрытия кабельных каналов, чтобы в случае какой-либо аварии в них не попало масло». Энергетики предупреждение МЧС проигнорировали, решив, вероятно, что и так сойдёт. А МЧС не стало «кошмарить бизнес», положившись не на «государственную десницу», способную употребить власть, а «на невидимую руку

За десятилетия политического суверенитета в ТЭК Азербайджана (добычу, транспортировку, переработку нефти и газа, производство и распределение электроэнергии) было вложено около 100 млрд долларов инвестиций, в том числе в электроэнергетику – свыше 6 млрд.

рынка». Одним словом, причиной пожара на трансформаторной подстанции стал всё тот же человеческий фактор, безответственно не просчитавший все риски.

Ну а шестой агрегат полыхнул потому, что, хотя турбина была аварийно остановлена, подача газа в камеру сгорания, осуществляющаяся в автоматическом режиме, прекращена не была. С современными технологиями, которыми так гордится «Азэнерджи», соотнести этот феномен трудно.

С технологиями не то что XXI, но даже XX века трудно соотнести и двойной blackout, спровоцированный локальной аварией на одной из многих ТЭС страны. «Как в результате одной аварии вышла из строя, можно сказать, вся энергетическая система Азербайджана?» – задал энергетикам принципиальный вопрос президент Ильхам Алиев. Официальный предварительный ответ на него звучит так: почти за 30 лет ОАО «Азэнерджи» не создало на энергетических объектах си-

стемы релейной защиты. Поэтому, когда АзТЭС была аварийно остановлена, а подача электротока по ЛЭП-500 «Апшерон» (основная ЛЭП республики, связывающая АзТЭС и Баку) полностью прекращена, другие ТЭС и ГЭС страны «не смогли синхронизировать частоты передаваемого в сети тока, в результате произошло каскадное автоматическое отключение электростанций».

ЧТО ДЕЛАТЬ?

АзТЭС – базовая электростанция Азербайджана. Остальные ТЭС, в том числе построенные за годы политической самостоятельности республики компаниями из Японии и Финляндии модульные электростанции суммарной мощностью 880 МВт, станции «Шимал-1» (400 МВт), «Джануб» (780 МВт) и станция в Сумгаите (525 МВт), равно как и ГЭС, выполняют, как это ни парадоксально, «вспомогательные функции». Несколько лет назад на АзТЭС был проведён капитальный ремонт, а в 2014–2015 гг. была осуществлена хронологически последняя реконструкция технологического оборудования. Тем не менее глава МЧС К. Гейдаров предложил провести технический аудит электростанции, после чего рассмотреть вопрос о её дальнейшей судьбе (крайний вариант – закрытие). Данное предложение поддержал президент И. Алиев. Более того, глава государства заявил: «Необходимо, чтобы ведущие международные структуры провели анализ энергетической системы Азербайджана и представили нам свои предложения».

«Взглянув со стороны» надо будет оценить состояние энергосистемы, установленные мощности электростанций всех типов (по официальным данным, к началу 2018 г. они превысили 7300 МВт). Международным структурам предстоит проанализировать 16 ТЭС (суммарные установленные мощности – свыше 6200 МВт, к концу 2018 г. планируется ввести в эксплуатацию ТЭС «Шимал-2» на 409 МВт), 12 ГЭС (1080 МВт) и нескольких альтернативных ВЭС и СЭС (75,5 МВт).

Учитывая, что суммарные мощности электростанций, необходимые для удовлетворения всех потребителей республики, в Минэнерго оценивают в 3750–3900 МВт, закрытие базовой АзТЭС (2400 МВт) уже не выглядит чем-то «экстремальным». Оставшихся 5300 МВт (с учётом ТЭС «Шимал-2») с 36-процентным запасом по мощностям должно хватить для удовлетворения всех энергетических потребностей республики (см. табл.).

Базовые показатели энергосистем (2017 г.)

	Азербайджан	Казахстан	Туркменистан
Установленные мощности, МВт	7300	22000	5430
Производство, млрд кВт • ч	21,9	102,4	22,8
Динамика производства, %	–3,1	+8,8	–3,8
Производство на 1 МВт установленных мощностей, млн кВт • ч	3,0	4,65	4,2
Потребление, млрд кВт • ч	20,7	97,8	19,3
Потребление на душу населения, кВт • ч	2090	5345	3500

Для сравнения, в 1990 г. в стране было выработано 23,4 млрд кВт • ч электроэнергии, потребление составило 21,7 млрд кВт • ч, на душу населения – 3300 кВт • ч, экспорт – 1,7 млрд кВт • ч.

Действительно, как следует из заявлений, сделанных ОАО «Азеришг», в июле для удовлетворения потребителей Азербайджана в электроэнергии использовалось 3150 МВт мощностей «Азэнерджи». Правда, после отключения АзТЭС и компенсационного ввода в действие других ТЭС мощность, передаваемая в распределительные сети, составила 2900 МВт, и появился дефицит в 250 МВт.

Как следствие, возникает резонный вопрос: смогут ли обеспечить энергетическую безопасность «вспомогательные ТЭС и ГЭС», оставшиеся без базовой АзТЭС? Ответа на него пока нет.

Зато есть распоряжение президента И. Алиева «рассмотреть вопрос установки резервных дизель-генераторов на всех стратегических объектах республики: в больницах, метро и т. п.». Другими словами, уверенности в том, что blackout не повторится, у официального Баку нет.

Есть, конечно, пример работы локальной ТЭС в Сангачалах (мощность – 300 МВт), построенной ВР для обеспечения электроэнергией нефтяного проекта Азери – Чираг – Гюнешли, газоконденсатного Шах-Дениза, насосной станции нефтепровода Баку – Джейхан и компрессорной станции Южно-Кавказского трубопровода (местонахождение насосов и компрессоров – Сангачальский терминал). Построенные «вспомогательные» ТЭС гипотетически могли бы работать по «локальным» схемам, аналогичным Сангачальской, обслуживая только потребителей конкретных регионов. В этом случае сбой в работе одной из них приведёт к локальному blackout, не погружающему во тьму весь Азербайджан. Отрицательный момент этой схемы заключается в том, что остальные ТЭС не смогут поддержать регион, оставшийся без «локальной» электроэнергии.

Как вариант решения проблемы энергетической безопасности ряд экспертов

предложил не пожалеть инвестиций и вложиться в синхронизацию работы генерирующих мощностей и распределительных сетей республики с аналогичными структурами России и Грузии. Кстати говоря, в критические дни 3–4 июля именно Россия обеспечила поставки в Азербайджан электроэнергии мощностью 200 МВт. То есть сориентироваться на аналог единой энергосистемы СССР, параллельно ликвидировав (как управляющую компанию, доказавшую свою неэффективность и непрозрачность) ОАО «Азэнерджи», и вернуться к единой энергетической системе страны.

Действительно, затеявая в начале 1990-х реформирование энергосистемы, в Баку планировали, что создание акционерных обществ, переход на «рыночные отношения» приведут к позитивам во всех сферах. То есть новоиспечённые ОАО станут работать эффективно, потребители получат дешёвый и качественный конечный продукт (электроэнергия без перебоев, частота тока и напряжение в сети как положено по техническому регламенту), а конкуренция между «партнёрами» приведёт к снижению цены киловатт-часа. И вот в 2018 г. выяснилось, что, по сути, ни одна из заявленных целей реформ достигнута не была. Во всяком случае, об экономической «эффективности» «Азэнерджи» свидетельствуют накопленные компанией убытки (1,2 млрд долларов по текущему валютному курсу) и долговые обязательства (1,15 млрд). Стоимость киловатт-часа в результате «рыночных отношений» не снизилась, а увеличилась (в зависимости от групп потребителей рост на 17–83%). Ну а июльский blackout наглядно показал, что такое абсолютная энергетическая безопасность Азербайджана.

Кроме того, отключение электроэнергии продемонстрировало, что увлечение новомодными направлениями (создание ВЭС, СЭС и т. п.), в развитие которых был вложен 1 млрд долларов, лишь отвлекло значительные финансовые ресурсы от действительно значимых для энергетики проектов. Во всяком случае, канал для холод-

ной воды, необходимой для охлаждения оборудования АзТЭС, замена трансформатора и изоляция кабельных каналов станции обошлись бы на два порядка дешевле, чем создание имиджево красивых, но энергетически беспомощных ВЭС и СЭС.

Blackout также показал, что внедрённая в Азербайджане в 1993 г. Болонская система обучения сформировала поколение «ЕГЭ-специалистов», лучшие из которых неплохо справляются с решением стандартных задач (тестовое мышление). Если же ситуация требует нетривиальных решений (системного мышления), то они теряются. Так, по словам главы МЧС К. Гейдарова, когда произошёл второй blackout, члены Госкомиссии находились на АзТЭС и «никто из энергетиков не смог объяснить, почему действующая установка вдруг отключилась». То есть бессмысленной суесть было много, а дела, наполненного пониманием проблемы, мало (вновь человеческий фактор).

У ТЭС Азербайджана есть ещё одна проблема, о которой не принято говорить, – дефицит газа для станций. Добыча товарного газа в республике снижается. За первые шесть месяцев 2018 г. в рамках всех добывающих проектов (месторождения ГНКАР, АЧГ, Шах-Дениз) по официальным данным было получено 8,88 млрд м³. В пересчёте на среднесуточную добычу это на 2,4% меньше, чем в 2017-м. С 30 июня началась добыча газа в рамках Фазы-2 Шах-Дениза, поэтому суммарный годовой результат должен превысить показатели 2017 г. (официально – 18,2 млрд м³, внутреннее потребление – 10,6 млрд м³, снижение на 2,9%, на душу населения – 1070 м³). Но весь газ Фазы-2 уходит на экспорт (пока в Турцию, на очереди – Южная Европа), то есть мимо ТЭС республики.

За фасадом благополучия

На первый взгляд, ситуация в электроэнергетике Казахстана выглядит лучше, чем в Азербайджане. В республике суммарная установленная мощность всех электростанций на начало 2018 г. достигла почти 22 ГВт, производство электроэнергии растёт год от года (см. табл.). В стране действует более 60 ТЭС (суммарно 16,2 ГВт, десять базовых – 12,3 ГВт, в том числе самая мощная в Экибастузе – 4 ГВт), 38 крупных ГЭС (3,3 ГВт), десятки малых (2,4 ГВт), несколько ВЭС и СЭС (120 МВт). Управляют всем этим гигантским энергохозяйством дочерние структуры АО «Фонд национального благосостояния “Самрук-Казына”» (100% акций – у правительства

страны) – АО «Самрук-Энерго» (холдинг электроэнергетических компаний) и АО «Казахстанская компания по управлению электрическими сетями» (ККУЭС).

Но проблем у «Самрук-Энерго» и ККУЭС немало. Во-первых, физический износ оборудования базовых ТЭС, на которых вырабатывается свыше 80% электроэнергии, превышает 65%. Де-факто это означает, что вероятность аварий и blackout растёт с каждым годом. И тревожные звоночки уже были: в 2003 г. на базовой ТЭС в Экибастузе в результате аварии был полностью выведен из строя энергоблок № 3, в 2012 г. blackout обесточил Алматы...

Во-вторых, реально используются только 80% установленных мощностей электростанций, или около 17,5 ГВт.

В-третьих, в Казахстане функционируют так называемые Северная, Южная и Западная энергосистемы, пока не объединённые в одно целое.

В-четвёртых, 80% электроэнергии производится на устаревших ТЭС (работают на каменном угле), серьёзно осложняющих экологическую ситуацию в республике. «Продвинутые» газотурбинные ТЭС обеспечивают лишь 8,3% производства, а ВЭС и СЭС – менее 1%.

В-пятых, Казахстан стал участником Болонской системы в 2010 г., так что процесс формирования специалистов с тестовым мышлением идёт полным ходом.

Сознавая хроническое нарастание энергопроблем и работая на опережение, Астана запустила Госпрограмму по модернизации электроэнергетики республики (срок исполнения – 2030 г., инвестиционный потенциал – до 13 млрд долларов). Программа предусматривает замену устаревшего оборудования ТЭС, строительство межсистемных ЛЭП (и создание, таким образом, единой энергосистемы) и даже сооружение АЭС мощностью 600 МВт (в Актау до 1999 г. работала АЭС мощностью 350 МВт).

Но заменить устаревшие угольные ТЭС с паровыми котлами на современные газотурбинные Астане будет непросто. Ведь страна обладает крупнейшими в мире запасами каменного и бурого углей (оценочно 162 млрд т), их добыча в 2017 г. составила 111 млн т, из которых на экспорт ушло около 24%. Другими словами, вытеснение угольных ТЭС газовыми оставит угольную отрасль без основного – внутреннего – рынка сбыта. Газовые ресурсы республики, по оценке ВР, – самые скромные среди стран Каспийского региона (1,1 трлн м³). И хотя в Казахстане

Закономерно, что важным фактором, обеспечивающим энергобезопасность Казахстана, в Астане считают формирование Общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза, который, как ожидается, может быть создан в 2019 г.

увеличивается и добыча газа (в 2017 г. – 27,1 млрд м³, рост на 18,6%), и его потребление (16,3 млрд м³, +3,4%), ключевой показатель – потребление на душу населения – по-прежнему самый низкий в регионе (890 м³, или в 1,2 раза меньше, чем в Азербайджане).

Поэтому закономерно, что важным фактором, обеспечивающим энергобезопасность Казахстана, в Астане считают формирование Общего электроэнергетического рынка Евразийского экономического союза, который, как ожидается, может быть создан в 2019 г.

ТУРКМЕНСКИЙ ЧЕЛОВЕЧЕСКИЙ ФАКТОР

У туркменской электроэнергетики, опирающейся на «советское наследие» (суммарно около 3700 МВт) и высокие доходы, полученные от экспорта нефти и газа, отличные, по заявлениям Ашхабада, «инновационные перспективы». В августе 2014 г. в стране был принят Закон «Об электроэнергетике», в соответствии с которым все электростанции, распределительные сети и т. п. являются госсобственностью. При этом данное хозяйство должно функционировать на основе «рыночных механизмов», «обеспечивая бесперебойные и надёжные поставки потребителям».

Следуя закону, Ашхабад к 2018 г. довёл установленные мощности 13 электростанций до 5430 МВт (см. табл.). К 2020 г. должны быть введены в эксплуатацию ещё шесть газотурбинных ТЭС (суммарно около 1500 МВт, оборудование – из США). Перед Государственной электроэнергетической корпорацией «Туркменэнерго» поставлена также задача создать к 2020 г. единую энергосистему, довести производство электроэнергии до 26 млрд кВт • ч, а экспорт (в Иран, Турцию и Афганистан) – до 6,1 млрд кВт • ч. На эти цели правительством выделены 5 млрд долларов.

Каких-либо проблем с топливом быть не должно. В стране, обладающей ресур-

сами в 19,5 трлн м³ газа (оценка ВР), добывшей в 2017 г. 62 млрд м³ (снижение на 7,1%) и потребившей 28,4 млрд м³ (снижение на 7,7%, но в итоге – 5160 м³ на душу населения, или в 2,3 раза выше, чем в США), очевидное перепроизводство газа. Оборудование на электростанциях современное, из промышленно развитых стран. Местные специалисты прошли тренинги под руководством зарубежных коллег, поэтому прилететь в туркменскую энергетику «чёрный лебедь» вроде бы не должен.

И всё же в этой, на первый взгляд безупречной технологической цепочке есть слабое звено – человеческий фактор. Да, формально у местных энергетиков – отличные сертификаты качества. Но, во-первых, это спецы, сформированные Болонской системой (Туркменистан стал участником Болонского процесса в 2010 г.), которые в ситуации, где требуется системное мышление, могут и ошибиться. Во-вторых, в 2014–2017 гг. были уволены два министра энергетики. Мотивы для их отставки, объявленные президентом Гурбангулы Бердымухамедовым, – «коренные недостатки в работе министерства». А именно – перебои поставок электроэнергии населению и предприятиям (локальные blackout), срывы инвестиционных планов (деньги выделены и потрачены, но не так, как планировалось), отсутствие контроля над потреблением электричества на местах и, следовательно, наличие большого количества неучтённых потребителей, которые пользуются энергией незаконно. И наконец, инновационная вишенка на торте: новейшие электростанции Туркменистана «по техническим причинам не могут работать на полную мощность».

Трудно что-либо предсказывать, но переход количества проблем в электроэнергетических системах Казахстана и Туркменистана в негативное качество вряд ли удастся предотвратить за счёт указов, законов, инвестиций или развития рыночных отношений. Другое дело, что «чёрный лебедь» о своём появлении заранее не предупреждает, и поэтому никто не знает, что будет через мгновение – обещанное светлое инновационное будущее или явившаяся без приглашения тьма. Одна надежда, что июльский пример Азербайджана станет серьёзной наукой и для Астаны, и для Ашхабада, энергосистемам которых пока удаётся не выходить за пределы локальных blackout. ■

0+

нефть и газ. ХИМИЯ

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

26–28
сентября
2018

в рамках выставки

IV Пермский нефтегазовый форум

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



ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

ПЕРМСКАЯ
ЯРМАРКА



Официальная
поддержка:
Правительство
Пермского края

Торгово-выставочный центр:
614094, г. Пермь,
шоссе Космонавтов, 59
+7 (342) 264-64-15
www.oil.exporperm.ru

Накачанные мускулы

Модернизация белорусской нефтеперерабатывающей промышленности позволяет расширить рынки сбыта в Европе и в других регионах мира

Алексей ЧУБАТ

В 2017 г. белорусские нефтеперерабатывающие предприятия отправили на экспорт чуть более 12 млн т нефтепродуктов. Для белорусской экономики наиболее маржинальными и привлекательными оказались рынки стран ближнего зарубежья. Благодаря модернизации предприятия нефтепереработки имеют возможность выпускать продукцию мирового качества, поэтому Белоруссия наращивает рынки сбыта в Европе. Прогнозируется, что в ближайшие годы процент белорусских нефтепродуктов увеличится в Польше, Чехии и Словакии.

Белорусская «нефтянка» закрепляется в странах Балтии. На данный момент почти 70% авиационного топлива, на котором летают самолёты из Литвы и Латвии, – белорусского производства. Известно, что рынок горючего для самолётов – наиболее быстрорастущий по сравнению с другими сегментами сбыта нефтепродуктов, и такое серьёзное присутствие белорусов в странах Балтии говорит о соответствующей оценке качества топлива и перспективах роста европейской рыночной доли. Увеличиваются поставки авиатоплива и на Украину. Белорусское дизтопливо занимает половину рынка этой страны, растут и поставки масел в украинском направлении: сейчас туда поставляется 30 тыс. т в год.

Модернизация белорусских НПЗ закончится через год-два, после этого процентное соотношение производимых продуктов будет выглядеть следующим образом: дизельное топливо – 42%, бензин – 22%, мазут – 9%, вакуумный газойль – 15%, сжиженные углеводородные газы – 2%, кокс – 2%, авиационное топливо – 2%, другие нефтепродукты – 6%. Что же на данный момент сделано в плане модернизации белорусских НПЗ, и чего ожидать в будущем?



МОДЕРНИЗАЦИЯ «НАФТАНА»

«Нафтан» – крупнейший в Европе нефтехимический комплекс, где трудятся более 10 тыс. человек. Первый бензин здесь получили в феврале 1963 г. Первоначально мощность завода была рассчитана на переработку 6 млн т сырой нефти в год. Основным критерием при выборе строительной площадки стало выгодное географическое положение, которое давало возможность оптимально экспортировать нефтепродукты в страны Европы.

Производственную основу в те годы составляли установка первичной переработки нефти мощностью 2 млн т в год (потом она была увеличена), установки термического крекинга мазута и производства битумов. В 1964 г. введена в эксплуатацию установка каталитического риформинга бензинов.

Сегодня ОАО «Нафтан» – нефтехимический комплекс европейского уровня. Он состоит из двух основных предприятий: нефтеперерабатывающего завода топлив-

но-масляно-ароматического профиля и нефтехимического завода «Полимир». Ассортимент продукции двух предприятий насчитывает более 100 наименований. Кроме различных видов топлива, это ароматические углеводороды, товарные и базовые масла, другая продукция нефтехимии. Сейчас «Нафтан» продолжает поэтапную модернизацию.

Программа, которая реализуется в настоящее время, предполагает комплексное развитие предприятия, включая создание новых производств и реконструкцию действующих. Она предусматривает осуществление ряда инвестиционных проектов, которые разбиты на четыре блока. Первый блок делает акцент на углублении переработки нефти. Намечается строительство нового комплекса глубокой переработки, в состав которого войдёт установка замедленного коксования. Также в первый блок включена реконструкция уже существующих объектов глубокой переработки нефти и гидрогенизационных процессов с це-

лю увеличения их производительности и повышения качества дизельных топлив.

Второй блок перспективной программы направлен на увеличение объёмов переработки нефти и повышение качества продукции. Программой предусмотрена реконструкция установки АТ-8 и ряда технологических процессов с наращиванием мощности по первичной переработке более чем на 10 млн т в год и расширением производства высокооктановых автомобильных бензинов согласно требованиям Евро-4.

Третий блок предусматривает развитие инфраструктурных объектов и общезаводского хозяйства. Это нужно, чтобы обеспечивать бесперебойную работу всего комплекса. Также в план третьего блока входит развитие собственной энергетики, бесперебойное обеспечение энергоресурсами.

Наконец, четвёртый блок программы охватывает мероприятия, которые направлены на увеличение выпуска продукции «Полимира», развитие энергетики этого предприятия и объектов общезаводского хозяйства.

Реконструкция установки первичной переработки нефти АТ-8 – один из семи основных объектов программы модернизации. Она была запущена в прошлом году, и теперь мощность производства по переработке «чёрного золота» составляет 12 млн т в год. А глубина достигает 90%. АТ-8 позволяет выпускать дополнительные объёмы премиального реактивного топлива. Благодаря возможности чётко разделять газы на блоке газофракционирования можно предлагать покупателю конкретный продукт.

АТ-8 также позволила улучшить качество углеводородного сырья для пиролиза. Так, получение бутановой фракции дало возможность увеличить выпуск продуктов для конкретных целей. В 2017 г. переработано 35 тыс. т бутановой фракции, вырос выпуск этилена и пропилена.

В 2018 г. упор в модернизации также сделан на проекты по углублению переработки нефти. Прежде всего, имеется в виду комплекс замедленного коксования, по которому сейчас ведутся монтажные работы. Лицензиаром процесса является компания FosterWheeler – всемирный лидер на рынке замедленного коксования. Благодаря данному комплексу из цехов «Нафтана» выйдут не только новые светлые нефтепродукты, но появятся и другие варианты использования нефтяного кокса.

Комплекс замедленного коксования – сложнейшее инженерное решение. Для

возведения основания, на котором размещаются монолитная этажерка, эстакады, основные аппараты, печь, на площади 40 тыс. м² вбито 700 свай диаметром от 600 до 1000 мм и длиной 18 м! Коксовая этажерка стала одним из самых высотных промышленных сооружений в Белоруссии, где эксплуатируется технологическое оборудование.

Установка замедленного коксования на «Нафтани» – одна из составляющих комплекса замедленного коксования (КЗК), ввод которого позволит получать серу методом Клауса и производить водород. Работы по этому этапу модернизации планируются завершить к концу

2019 г. Следующий 2020 г. станет годом выхода на проектную мощность. В итоге глубина переработки нефти превысит 90%, а выход светлых нефтепродуктов достигнет 65%.

Установка замедленного коксования увеличит выход светлых нефтепродуктов (дизельного топлива стандарта Евро-5), уменьшится экологическая нагрузка на «Нафтан» и, соответственно, на город. Экономика страны получит доход от продажи дополнительного объёма высококачественного моторного топлива.

В строительство КЗК было вложено более 1 млрд долларов. После запуска комплекса выпуск нефтяного кокса составит около 450 тыс. т в год. За счёт КЗК глубина переработки на «Нафтани» достигнет 90–92%. Предприятие выйдет на новые технологические рубежи и будет выпускать продукты с большей добавленной стоимостью.

«ПОЛИМИР» ЗАВОЁВЫВАЕТ МИР

Завод «Полимир» – это отдельное предприятие в системе «Нафтана». Оно производит полиэтилен высокого давления, акриловое волокно, продукты органического синтеза, углеводородные фракции, малотоннажную химию, потребительские товары. На территории в 800 га расположены 30 основных и вспомогательных цехов. Ежегодный внешнеторговый оборот предприятия – около 400 млн долларов. За прошлый год экспорт в денежном выражении составил 245 млн долларов.

«Полимир» специализируется на выпуске полиэтилена высокого давления. За 2017 г. на заводе было переработано около 263 тыс. т углеводородного сырья, которые он получил от головного предприятия – ОАО «Нафтан». Основой технологии «Полимира» является пиролиз бензина и лёгких углеводородных фракций. При этом применяются технологии крупнейших

компаний из Великобритании, Германии, Италии, Японии, а также разработки НИИ и проектных институтов стран СНГ.

Более 60% полиэтилена, акрилового волокна, продуктов органического синтеза и углеводородных фракций экспортируется в Россию, на Украину, в Германию, Финляндию, Польшу, Иран, страны Балтии, Венгрию, Болгарию, Китай и другие страны. Но всё же основной рынок сбыта полиэтилена – Россия, куда идёт 85% всего экспорта.

Что касается ПАН-волокна, то больше 50% этого продукта отгружается в страны Азии. В Россию идёт 20%, в Турцию – 13%. В то же время турки берут 40% нитрила акриловой кислоты. Ещё почти 40% нитрила поставляется в Нидерланды. В последнее время растут экспортные поставки «Полимира» в Иран и Венгрию. Персам такие волокна служат для ткачества ковров.

Акриловые волокна производства «Полимира» постепенно завоёвывают азиатский рынок. Они идут в Китай, Турцию, Пакистан, Бангладеш. Так, например, в Индию Белоруссия поставляет 2,5 тыс. т акрила, что составляет 3% индийского импорта этого материала. Данные поставки растут так форсировано, что два крупных производителя аналогичной продукции в Индии подали в Генеральный директорат по антидемпинговой политике и сопутствующим пошлинам жалобу на Белоруссию. Якобы белорусский производитель становится монополистом на этом рынке. Белорусская делегация направилась в Индию, чтобы принять участие в разбирательстве. В итоге удалось убедить индийскую сторону, что качество белорусского акрила выше, чему у местных производителей и поставщиков из других стран, и что вытеснение белорусов с рынка негативно скажется на конечной продукции из акрила под маркой Made in India. В итоге было вынесено решение о том, что поставка волокон из Белоруссии не вредит индийским производителям. Данное разбирательство длилось целый год, и факт победы в нём белорусов говорит о том, что страна успешно учится отстаивать свои интересы в международных судах. Завоёвывает рынки не только экономически, но и юридически.

Но Индия – это всего лишь одно из направлений вывоза акрилового волокна. В 2016 г. «Полимир» возобновил его экспорт в Аргентину, пошли поставки в Германию, Италию, Македонию, Францию, во Вьетнам. Сегодня более 80% волокна идёт на экспорт в страны Америки, Азии и Европы. Рынок ЕС особо интересен «Полимиру», так

как он предлагает высокий уровень цен при закупке сырья. Причём ведь Белоруссия граничит с ЕС и может оперативно доставлять туда продукцию. Интересно, что белорусскими волокнами и Африка. В последнее время «Полимир» выпускает около 38 тыс. т акриловых волокон в год.

МАСЛА БУДУЩЕГО

Говоря о конечных нефтепродуктах «Нафтана», нельзя не упомянуть производство моторных масел. Оно совершенствовалось на предприятии с самого начала 2000-х. «Нафтан» постоянно расширяет свою линейку масел. Так, недавно он начал выпуск инновационных внесезонных моторных масел класса вязкости SAE 5W-30 для бензиновых и дизельных двигателей. Основой нового продукта стали рецептура и пакет присадок британской компании Infineum и собственные нафтановские технологические схемы и синтетическая основа.

Мировая тенденция последних десятилетий – это снижение негативного воздействия автотранспорта на окружающую среду за счёт экономии топлива. Инженеры постоянно совершенствуют двигатели: теперь они рассчитаны на моторные масла с низкой вязкостью. Поэтому с 2012 г. «Нафтан» производит масла с использованием собственных гидротрекинг-компонентов 3-й группы. Ассортиментную линейку представляют масла SAE 5W-40, SAE 10W-40, SAE 15W-40 и другие. Обладая низкой вязкостью при сохранении высоких противоизносных свойств, данные масла снижают расход топлива и, соответственно, выбросы в атмосферу вредных веществ.

Качество моторных масел проверялось после 5, 10 и 15 тыс. км пробега. Согласно результатам, основные характеристики продукции остались в допустимых пределах. Очевидно, что в ближайшее время на рынке будут востребованы масла с вязкостью SAE 5W-30. При этом моторные масла «Нафтана» не уступают зарубежным аналогам по основным характеристикам, а стоят значительно дешевле.

К НЕФТЕХИМИЧЕСКОМУ КЛАСТЕРУ

«Нафтан» совместно с заводом «Полимир» ставит задачу: в ближайшие 10–15 лет увечить выпуск продуктов с высокой добавленной стоимостью. Этому способствует и строительство новой этиленпропиленовой установки, что позволит «Полимиру» увеличить выпуск полиэтилена высокого давления и нитрила акриловой кислоты. Её предполагаемая мощность – 300 тыс. т этилена и пропилена в

год. Инвестиции в данный проект составят почти 500 млн долларов.

Чтобы ещё больше укрепить свои позиции в регионе, в конце 2017 г. на базе «Нафтана» создан нефтехимический кластер. Эту идею продиктовала сама жизнь, ведь кроме «Нафтана» и «Полимира», которые представляют собой нефтехимический комплекс по производству масел, битумов, моторных топлив, ароматических углеводородов, продукции нефтехимии, в Новополоцке есть ещё ряд нефтехимических предприятий. А «Полоцк-Стекловолокно» находится в соседнем Полоцке (расстояние между городами – 13 км).

К тому же в Полоцке имеется свой государственный университет, одним из научных приоритетов которого уже в течение 50 лет является изучение и разработка новых технологий в области нефтепереработки и нефтехимии. Также существенную роль играет развитая сеть транспортных коммуникаций и выгодное географическое положение.

Разумеется, цель кластера – привлечение комплексных инвестиций в нефтехимию Витебского региона (Новополоцк и Полоцк находятся в Витебской области Белоруссии), выход на новый уровень выпуска композитных изделий. На данный момент почти вся композитная продукция Белоруссии идёт на экспорт, но говорить о реальном завоевании европейского рынка можно будет тогда, когда веское слово после модернизации скажут новые технологии.

Что ещё даёт кластер? Такое масштабное объединённое производство позволит снижать общие расходы и в итоге предлагать мировому рынку продукцию по хорошим ценам. Наличие кластера позволяет наиболее быстро осуществлять разработку новых видов продукции и внедрять их в производство. Также кластерная система аккумулирует серьёзные финансы, которые при первой необходимости можно направить на эффективный проект.

Новая жизнь Мозырского НПЗ

Пуск Мозырского нефтеперерабатывающего завода состоялся 30 января 1975 г. В тот день была получена первая товарная продукция – автомобильный бензин. Начальная технологическая схема завода предполагала глубину переработки до 50%. Реконструкция 1996–1998 гг. повысила качество продуктов и позволила организовать производство высокооктановых неэтилированных бензинов и экологически чистого дизельного топлива.

Увеличилась выработка водорода, снизились энергозатраты.

Мозырский НПЗ обеспечивает нефтепродуктами предприятия Белоруссии. Большую часть автомобильного топлива приобретает РУП «Производственное объединение Белоруснефть». Государственная сеть АЗС этой компании продаёт 57% топлива на рынке страны. Белорусская железная дорога закупает 7% дизельного топлива от общего объёма производства.

Завод находится в процессе постоянной модернизации, что из года в год улучшает его экономические показатели. За 10 лет он реализовал 16 крупных проектов и привлёк инвестиции в основной капитал в размере \$730 млн. Все проекты окупались достаточно быстро.

В марте 2016 г. была сооружена установка адсорбционной очистки бутановой фракции C₄. Она предназначена для обеспечения стабильной работы действующей комбинированной установки фтористоводородного алкилирования, продуктом которой является изобутан. Это сырьё для получения алкилата, экологически чистого высокооктанового компонента товарных автобензинов. Расчётная производительность установки составляет 136 тыс. т в год.

В мае 2016 г. введена в эксплуатацию установка производства серы (Сера-2). Она предназначена для получения серы из кислых газов, содержащих сероводород. Реализация проекта позволит не допустить сверхнормативных выбросов диоксида серы в атмосферу, гарантирует технологическую безопасность и бесперебойную работу производства. В июне того же года запущена комбинированная установка получения высокооктановых компонентов бензина, которая обеспечила техническую возможность для производства бензина в соответствии с требованиями стандарта EN 228:2008 (Евро-5).

Проект «Строительство установки вакуумной перегонки мазута» на Мозырском НПЗ был реализован в 2013 г. и обошёлся почти в 100 млн долларов. Установка позволила увеличить глубину переработки нефти, организовать производство прямогонного вакуумного газойля. Срок её окупаемости составил всего один год. С помощью данной установки стало возможно перерабатывать весь мазут, который образуется в процессе крекинга. Полученный в итоге вакуумный газойль можно применять в качестве сырья для установок гидроочистки дизельного топлива и установок по производству высокооктановых бензинов. Газойль хорош и для продажи. Установка вакуум-

ной перегонки мазута увеличила глубину переработки нефти до 80%.

В середине 2017 г. установлены два ректора депарафинизации, закупленные в Италии. Длина каждого из них – 20 м, вес – 170 т. Данная техника улучшит низкотемпературные свойства товарного дизельного топлива, позволит использовать гибкую технологическую схему переработки различных сортов нефти. Запуск этого блока дал возможность производить арктические классы топлива.

А летом 2018 г. в Мозырь было доставлено новейшее европейское оборудование: вакуумная колонна C-402 из Италии и сепаратор кислого факела D-138 из Австрии. Вакуумная колонна, длина которой достигает 42,5 м, вес – 301 т, а объём – 1422 м³, предназначена для переработки остатка главной фракционирующей (атмосферной) колонны C-401. Продуктами переработки под вакуумом станут металлизированная фракция, тяжёлый и лёгкий вакуумный газойль. Сепаратор кислого факела D-138 послужит для удаления капельной жидкости из факельного сброса кислого газа. Объём сепаратора составляет 268 м³.

Главный инвестиционный проект, который сейчас реализуется на Мозырском НПЗ, – строительство комплекса гидрокрекинга тяжёлых нефтяных остатков (H-Oil). В 2018 г. началась стадия поставки оборудования и строительно-монтажных работ. Запуск комплекса запланирован на 2019 г. Создание данного комплекса на порядок поднимет технологический уровень НЗП, сделает его ведущим предприятием в регионе.

СЫРЬЕВОЙ ФАКТОР

Нельзя сказать, что Мозырский НПЗ загружен нефтью под завязку. В 2017 г. поставки российской нефти по трубопроводу составили около 10 млн т. Этого недостаточно для максимальной загрузки производственных мощностей, поэтому предприятие озабочено поставками нефти железнодорожным транспортом. Что касается сырья для вторичных процессов, то по крайней мере в прошлом году на Мозырский НПЗ регулярно поставлялось прямоегонное дизельное топливо из России в объёме до 30 тыс. т в месяц.

Поставки сырья для дозагрузки вторичных процессов на НПЗ постоянно диверсифицируются в зависимости от рынков сбыта. Пока можно работать на премиальном рынке нефтепродуктов Украины, поставки такого сырья железной дорогой дают конечный экономический эффект. При

выходе на рынки других стран такие поставки вызывают сомнение. Тем не менее Мозырский НПЗ ищет новые возможности для торговли в Польше, странах Балтии, Казахстане и, конечно, в России. Около 80% продукции завода идёт на экспорт.

Согласно планам Минэкономразвития, к 2020 г. Россия намерена увеличить экспорт нефти в Белоруссию. По крайней мере, такие цели заложены в Прогноз социально-экономического развития РФ на 2018–2020 гг. Согласно данному документу, ожидается рост поставок нефти в страны ближнего зарубежья на 30,3%, а в государства дальнего зарубежья – сокращение на 2%. Очевидно, часть дополнительных объёмов будет направлена и в Белоруссию.

С ЗАБОТОЙ ОБ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЕ

Мозырский НПЗ активно модернизируется не только с целью увеличения глубины переработки и расширения ассортимента продукции, но и чтобы улучшить свои экологические показатели. Сегодня забота об окружающей среде – не просто новомодная прихоть или затратная статья расходов. Большинство европейских потребителей придают серьёзное значение экологичности производства, и если их устраивают цена и качество, но вызывает вопросы экологическая чистота процессов, то они, скорее, откажутся от такой продукции. Иными словами, забота предприятия об экологии – это часть работы о деловой репутации и, следовательно, вклад в устойчивое развитие.

Для снижения вредных выбросов в атмосферу на Мозырском НПЗ старые технологические печи заменены на энергоэффективные, построен блок утилизации факельных газов, сооружена автоматическая установка тактового налива светлых нефтепродуктов с устройством рекуперации углеводородных паров.

Кроме того, Мозырский НПЗ возводит комплекс гидрокрекинга тяжёлых нефтяных остатков. Эта установка даст возможность получать дизельное топливо с очень низким содержанием серы. А когда в технологических печах используется низкосернистое топливо, выбросы диоксида серы сокращаются на тонны в год. Все эти экологические инновации помогают предприятию выгодно смотреться со своей продукцией на мировом рынке.

Технологические установки, которые введены на предприятии за последние несколько лет, дали возможность Мозырскому НПЗ полностью перестроиться на вы-

пуск топлива в соответствии с экологическими требованиями Таможенного и Европейского союзов.

Слово экспорту

В 2016 г. белорусские НПЗ импортировали из России 18,157 млн т нефти, хотя было запланировано 24 млн т. В результате и экспорт нефтепродуктов упал по сравнению с 2015 г. на 23%, до 13 млн т. В начале 2017 г. белорусские нефтепереработчики недополучали сырьё из России, поэтому и экспорт нефтепродуктов за год сократился до 12,3 млн т (на 5,5%). Но в стоимостном выражении он вырос на 32%, до 5,3 млрд долларов. В прошлом году Белоруссия экспортировала 3,6 млн т нефтепродуктов на Украину, что в денежном выражении составило 1,8 млрд долларов.

Одним из основных экспортных направлений стала Великобритания. Через белорусского трейдера, зарегистрированного там, продано 5,8 млн т нефтепродуктов на сумму 2,2 млрд долларов. Крупными покупателями стали также Польша и Сербия. В Польшу экспортировали 580 тыс. т нефтепродуктов на 287 млн долларов, в Сербию – 380 тыс. т на 94 млн.

В целом 2017 г. для белорусской «нефтянки» был более успешным, чем 2016-й. Оба НПЗ получили прибыль. Средняя цена экспортируемых Белоруссией нефтепродуктов выросла на 41,6% и составила 426 долларов за тонну.

В январе – феврале 2018 г. Белоруссия увеличила экспорт нефтепродуктов по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года на 43%, до 2,3 млн т. За этот период общая выручка за счёт роста цен увеличилась на 67%, до 1,1 млрд долларов. Основными экспортными направлениями, как и в прошлом году, остались Великобритания и Нидерланды. Поставки же нефтепродуктов на Украину в начале года уменьшились на 26,7%, до 397 тыс. т. Но, несмотря на колебания, общая тенденция по завоеванию внешних рынков налицо.

Как видим, белорусская нефтеперерабатывающая отрасль целенаправленно использует прибыли, вкладывая свободные деньги в модернизацию. «Нефтянка» Белоруссии настолько сильно накачала мускулы, что уже уверенно и как первый среди равных смотрит на аналогичные предприятия в регионе. И это закономерно: белорусы, работая на обновлённом оборудовании европейского производства, уже задают тон по качеству и ценам в Восточной Европе. И через год-два их позиции, пожалуй, станут непоколебимы. ■



XXIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ

26-28 СЕНТЯБРЯ | 2018г.

ОРГАНИЗАТОР:
АО ОВЦ «ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:
АДМИНИСТРАЦИИ ГОРОДА СУРГУТА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:
ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

ТЕЛ.: +7 (3462) 94-34-54
E-MAIL: SALES@YUGCONT.RU
WWW.SNGEXPO.RU



Колыбель нефтяного образования



Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина отмечает 100-летний юбилей своей alma mater – Московской горной академии

Виктор МАРТЫНОВ,
д. э. н., профессор, ректор;
Азамат НУРАШОВ,
начальник отдела по связям с общественностью
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина)

История отечественного нефтегазового высшего образования своими корнями уходит в первые годы становления молодой Советской республики. Она неразрывно связана с созданием Московской горной академии, столетие которой отмечается в этом году.

Инициатива образования горного вуза принадлежала учёному с мировым именем, заведующему кафедрой минералогии Московского государственного университета, заведующему отделом высших учебных заведений Народного комиссариата просвещения (Наркомпроса) Д. Н. Артемьеву. В августе 1918 г. на одном из заседаний Совета Народных Комиссаров, которое проходило под председательством В. И. Ленина, он выступил с проектом создания в Москве горного вуза. Проект был поддержан, и 4 сентября 1918 г. председатель Высшего Совета Народного Хозяйства (ВСНХ) РСФСР А. И. Рыков подписал Декрет «Об учреждении Московской горной академии».

ПЕРВЫЕ ШАГИ

В Декрете ВСНХ отмечалось: «...ввиду настоящей потребности рабочих Московского горного района в горно-техническом образовании, а также в целях обеспечения Республики высококвалифицированными работниками и научными деятелями в области горно-заводского дела и горного хозяйства страны, учреждается в Москве Высшее горное учебное заведение под названием “Московская горная академия”».

Сформировать структуры МГА было поручено председателю Горного совета ВСНХ Н. М. Федоровскому, впоследствии ставшему её первым ректором, и автору проекта создания академии Д. Н. Артемьеву. Уже осенью 1918 г. было объявлено об открытии приёма на все три факультета академии, однако формирова-



ние факультетов и кафедр продолжалось фактически до 1920/1921 учебного года. Началась разработка учебных планов и программ, оснащение аудиторий и лабораторий. В феврале 1919 г. в МГА был переведён Горный факультет Нижегородского политехнического института.

В начале 20-х годов прошлого века в отечественной нефтяной промышленности сложилась чрезвычайная ситуация: мировая и гражданская войны оставили на месторождениях пожарища, взорванные нефтехранилища, повреждённые коммуникации. А между тем нефть была необходима стране, и инженеров-нефтяников, которые могли бы наладить её добычу и переработку, нужно было где-то учить. Ощущалась острая нехватка руководящих инженерно-технических и научных кадров. Поэтому на повестку дня встал вопрос об организации нефтяного образования как самостоятельного направления технического образования. Между тем, вузы России инженеров-нефтяников не готовили. Проблемами нефти занимались горняки, химики, механики, технологи, физики, математики.

Дальнейшее развитие и Московской горной академии, и высшего нефтегазового образования невозможно представить без Ивана Михайловича Губкина – выдающегося учёного и практика нефтяного дела, чьё имя вот уже 78 лет носит Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет).

Пятого августа 1920 г. члена Главного нефтяного комитета ВСНХ РСФСР И. М.

Губкина назначают профессором кафедры нефтяного дела МГА, где он практически сразу организует музей для обобщения опыта разведки, добычи и переработки нефти в России. На свою кафедру Иван Михайлович приглашает ведущих специалистов по разведке, глубокому бурению, эксплуатации месторождений, а также специалистов по газу, химиков-технологов, экономистов.

Иван Михайлович Губкин был убеждён, что специалист-нефтяник, будь то геолог, буровик или переработчик, должен хорошо знать нефтяное дело в целом. В 1921 г. он начал читать в МГА курс «Геология нефти», который впоследствии назвал «Учение о нефти». В следующем году он уже читал курс «Геология советских нефтяных месторождений», а затем – «Геология мировых нефтяных месторождений».

С ВЕРОЙ В БУДУЩЕЕ ОТРАСЛИ

В 1921 г. студентов-нефтяников было всего шестеро, но на лекциях Губкина о нефти аудитория была переполнена: приходили студенты других специальностей, преподаватели Горной академии. Иван Михайлович завораживал слушателей перспективами освоения богатейших месторождений европейской части СССР, Западной Сибири, предгорий Урала. Блестящие научные прогнозы И. М. Губкина, впоследствии подтвердившиеся, вселяли веру в будущее нефтяного дела, которому молодые люди решили посвятить свою жизнь.

За первые два года нефтяная кафедра настолько укрепилась и разрослась, что появилась возможность разделить её.

Так возникли кафедры разведки, бурения и эксплуатации, химии и технологии нефти. Сам Иван Михайлович возглавил кафедру геологии нефти.

На базе этих кафедр и музея в Московской горной академии возникли две нефтяные специальности: на геологоразведочном факультете – «Поиск нефти», а на горном – «Нефтяная», готовившая инженеров широкого профиля, специалистов по нефтепромысловому делу и переработке.

В настоящее время, когда ежегодно Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина выпускает почти 3 тыс. специалистов, трудно представить, что в первом выпуске МГА 1924 г. было всего четыре человека – М. М. Чарыгин, С. М. Ильинский, В. М. Барышев и И. Д. Коган. К 1928 г. на нефтяном отделении горного факультета насчитывалось уже 105 студентов.

И. М. Губкин, ставший в 1922 г. ректором МГА, в 1926 г. направляет в вышестоящие государственные органы «Объяснительную записку по поводу организации нефтяного факультета», в которой аргументированно излагает настоятельную необходимость расширения подготовки специалистов-нефтяников в связи с возросшими потребностями промышленности.

Усилия И. М. Губкина увенчались успехом лишь спустя четыре года. Первого января 1930 г. был учреждён нефтяной факультет МГА. На нём на тот момент числилось 153 студента. Но просуществовал он недолго – всего три с половиной месяца.



Для обеспечения планов индустриализации страны следовало резко увеличить количество инженеров. Было решено приступить к созданию высших учебных заведений нового типа, которые смогли бы в короткий срок (три-четыре года) подготовить кадры с резко выраженной специализацией, прошедшие разностороннюю производственную практику продолжительностью не менее десяти месяцев.

К вузу нового типа

В 1928–1929 гг. различные концепции подготовки «красных инженеров» широко обсуждались в печати. Одной из наиболее взвешенных и глубоких была концепция И. М. Губкина. Он был убежден: «Основной тип инженера, которого готовит ныне и должна готовить... высшая техническая школа для обслуживания нужд нашей промышленности, – это инженер-специалист в какой-либо определенной отрасли техники и промышленности, основательно изучивший как теорию, практику и экономику произ-

водства своей специальности, так и основные общинженерные и теоретические науки, на которые данная отрасль опирается, или, формулируя кратко, это должен быть полноценный инженер – специалист определенной отрасли промышленности с широкой научно-технической (теоретической) подготовкой...» Слова И. М. Губкина не потеряли своей актуальности и на сегодняшний день.

В январе 1930 г. специальная комиссия СНК СССР начала реформу вузов страны. Расширение сети учебных заведений проходило путём выделения отдельных факультетов и создания на их базе отраслевых вузов.

17 апреля 1930 г. был издан приказ по ВСНХ СССР, в котором говорилось: «На базе Московской горной академии им. т. Сталина создать шесть высших учебных заведений, а именно: институты – Горный, Чёрной металлургии, Цветных металлов и золота, Торфяной, Нефтяной и Геологоразведочный». Директором Нефтяного института назначался И. М. Губкин. В том же приказе в пункте 8 зна-

чилось: «Учитывая огромные заслуги академика И. М. Губкина в деле организации высшей школы по подготовке инженерно-технических кадров социалистической промышленности, в частности по созданию мощной Московской горной академии, на базе которой организуются вышеперечисленные институты, присвоить вновь организуемому Московскому нефтяному институту имя Ивана Михайловича Губкина».

А 18 апреля 1930 г. И. М. Губкин подписал приказ № 1 об открытии в Московском нефтяном институте факультетов геологии и разведки нефти, промышленно-механического факультета и факультета переработки нефти.

Так Московский нефтяной институт – ныне Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина – стал преемником Московской горной академии в столь важном и сегодня деле подготовки высококвалифицированных кадров для нефтегазового комплекса нашей страны. ■



Уважаемый Виктор Георгиевич! От всей души поздравляем Вас с юбилеем!

65 лет – это золотой период для учёного, руководителя, когда мудрость сглаживает самые острые углы и помогает решать самые трудные задачи. Это время сочетания жизненного опыта с полнотой жизненных сил, зрелости решений с прогрессивными устремлениями.

Во многом благодаря Вашей огромной работоспособности, энтузиазму Губкинский университет высоко держит планку авторитетного вуза страны и по праву считается лучшим нефтегазовым учебным заведением.

Вся Ваша жизнь и плодотворная профессиональная деятельность связаны с наукой и образованием!

При Вашем непосредственном участии проделана огромная работа по созданию и внедрению междисциплинарного подхода в образовании. Благодаря Вашим огромным усилиям, целеустремлённости, принципиальности, ответственности и неукротимой энергии идёт совершенствование нашего университета.

Поистине уникальное сочетание талантливого учёного, мудрого педагога и активного руководителя заслуженно получило отечественное и мировое признание.

От всей души желаем Вам здоровья, творческих успехов, благополучия! Пусть не иссякают Ваши творческие идеи и будет много сил и времени, чтобы воплотить их в жизнь!

С уважением,
коллектив РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина



ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
Казань



КАЗАНСКАЯ
ЯРМАРКА



ТАТАРСТАНСКИЙ
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

Деловая программа выставки - активная площадка
для дискуссий, презентаций, выставочных мероприятий

25-я юбилейная международная специализированная выставка

НЕФТЬ ⚡ ГАЗ ⚡ НЕФТЕХИМИЯ



Привлечение и стимулирование
интереса к нефтегазовому сектору
экономики и газовой промышленности

4-6

СЕНТЯБРЯ
Казань, 2018

16+

Нефтехимия и нефтепереработка: современная продукция,
технологии, оборудование и материалы. Свар, транспортиро-
вка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа



Добыча нефти и газа

При поддержке: Президента Республики Татарстан

www.oilexpo.ru



Россия, 420059, г. Казань,
Оренбургский тракт, 8
ОАО «КАЗАНСКАЯ ЯРМАРКА»
тел./факс: +7 (843) 202-29-93,
202-29-05, 202-29-92

XXV специализированная выставка



2018

НЕФТЬ И ГАЗ

Топливо энергетический комплекс

18-21

сентября



АО «Тюменская ярмарка»

Адрес: Россия, 625013,

г. Тюмень, ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал

телефакс: (3452) 48-55-56, 48-66-99, 48-53-33;

e-mail: tyumfair@gmail.com. www.expo72.ru



Рыночный механизм «под крылом государства»

Эволюция биржевой торговли в России

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

В 1992 г. был принят Закон РФ «О товарных биржах и биржевой торговле». К середине 2000-х в России зарегистрировали 92 товарные биржи, но относительно активно функционировали только две – Санкт-Петербургская товарная биржа и Центральная российская универсальная биржа (ЦРУБ) в Москве. Причём они действовали в основном в рамках внутреннего рынка. В 2006 г. было принято решение о создании Международной нефтяной биржи и организации торговли нефтью по ценам, устанавливаемым в российских рублях (эта биржа так и не была создана). В последние годы регулярная биржевая торговля в стране сосредоточена преимущественно на операциях с валютой и ценными бумагами крупных компаний (включая акции и корпоративные облигации), а также эмитируемых федеральными и местными органами. Подавляющая часть этих операций ведётся на Московской межбанковской валютной бирже (ММВБ), активно взаимодействующей с Банком России, а по ценным бумагам – на Фондовой бирже РТС, Фондовой бирже «Санкт-Петербург» и Московской фондовой бирже. На Российской бир-

же (бывшей РТСБ) валютные фьючерсные торги стали проводиться с 1993 г. Кроме того, функционируют валютные и валютно-фондовые биржи с меньшими оборотами в Санкт-Петербурге, Новосибирске, Екатеринбурге, Самаре, Ростове-на-Дону, а также Азиатско-Тихоокеанская биржа. ММВБ была образована в 1992 г. За первые 10 лет работы её совокупный биржевой оборот превысил 1 трлн долларов. В последние годы в биржевых торгах по валюте участвуют более 500 банков. Нынешняя электронная финансовая инфраструктура этой биржи включает более 2 тыс. рабочих мест, находящихся в удалённых районах. Она обслуживает 1500 организаций и десятки тысяч индивидуальных инвесторов. Её электронная торговая система, являющаяся одной из самых передовых в мире, способна обрабатывать до 10 млн сделок в сутки, что соответствует уровню ведущих электронных бирж мира. ММВБ считается крупнейшей из бирж, действующих в России, странах СНГ и Восточной Европы. Новым явлением в хозяйственной жизни современной России следует считать выход ряда отечественных компаний на крупнейшие мировые фондовые биржи – Нью-Йоркскую (NYSE) и в странах ЕС. Наибольшую активность в этом процессе проявляют экспортеры газа и нефти, телекоммуникационные компании, а также крупные производители некоторых продовольственных и потребительских товаров.

ОТ ЯРМАРКИ К БИРЖЕ

Ярмарочная торговля процветала в России на протяжении всей её истории, но не переросла сама собой в биржевую. В отличие от западноевропейских стран, где биржа родилась как результат свободной инициативы самоорганизовавшегося купечества, в нашей стране она была учреждена по высочайшему повелению великого царя-реформатора Петра I в 1703 г. Молодой самодержец, путешествовавший по Голландии под видом мастерового, побывал на Амстердамской бирже и решил ввести «западную диковину» в своём государстве. Созданная по образцу и подобию «Нидерландского стандарта» Санкт-Петербургская товарная биржа в 1705 г. разместилась в специально построенном для неё каменном здании на Васильевском острове и до сих пор украшает город на Неве, являясь одним из его символов. В настоящее время в этом здании размещается военно-морской музей.

Но объективные условия не способствовали развитию первой российской товарной биржи. Через двадцать лет, в 1723 г., своим указом государь предписал «приневолиť» купцов к посещению этих новых коммерческих учреждений.

Создание же Московской биржи связано с декретом Екатерины II «Об утверждении плана построения Гостиного двора с биржей при нём», подписанного императрицей в 1789 г. Однако практическая деятельность Московской биржи, расположенной на Ильинке, началась лишь после войны 1812 г.

«Импортное» происхождение и «огосударствлённый» характер первой русской биржи в Санкт-Петербурге во многом предопределили её судьбу. На ней получили хождение товарные векселя казённых мануфактур, специально основанных для обслуживания потребностей армии и флота. Реальных экономических предпосылок для развития биржевого дела в тот период практически не было. К тому же прямое заимствование иностранных форм оптовой торговли явно не учитывало самобытности хозяйственной среды тогдашней России. Мелкооптовые ярмарки в ту пору процветали. Биржа бездействовала почти 100 лет.

Иная ситуация сейчас. Западный опыт изучается и в возможных вариантах адаптируется к чрезвычайно специфическим условиям. Государственные предприятия отнюдь не являются монополиями участниками бирж, как это было с казёнными мануфактурами. Более того,



Появление бирж в России

1703 г. – первая биржа в России – Санкт-Петербургская биржа – возникла по инициативе Петра I. Она была общей – товарно-сырьевой с элементами торговли фондами.

1839 г. – Московская биржа.

1917 г. – в России работало 115 торговых и универсальных бирж.

1930 г. – советская власть закрыла все биржи.

Первая «новая» биржа – Московская товарная (МТБ) – зарегистрирована в 1990 г.

государственные структуры пока ещё с некоторым опасением и недоверием относятся к бирже. При этом забывают, что казённые предприятия и в послепетровский период, особенно в конце позапрошлого века, активно оперировали на биржах.

На наш взгляд, изучение всех периодов развития бирж в стране может пригодиться для анализа перспектив роста этой формы оптового рынка. Это тем более важно, что и в развитой рыночной экономике, которая когда-нибудь сформируется и у нас, государственный сектор, скорее всего, останется крупнейшим хозяйственным образованием. Однако необходимо избегать как огосударствления, так и полной приватизации биржевой деятельности.

Смешанный вариант развития действительно отвечает современным потребностям. В частности, сейчас, как и раньше, у нас товарные биржи преобладают

не только численно. Примечательно, что с них начался процесс бурного роста биржевой торговли вообще. И тому есть достаточно тривиальное объяснение. Товарный рынок в России развивался немного медленнее, чем в других странах. Российская деревня в период до промышленного переворота 1890 годов традиционно страдала от неразвитости товарно-денежных отношений. Биржевой бум 1880–1890-х существенно ускорил ликвидацию, как тогда говорили, товарного голода (а теперь сказали бы дефицита).

В царствование Николая I влачившая такое существование Санкт-Петербургская Петровская биржа всё же была реорганизована. Инъекции частного капитала и включение в состав пайщиков частных предпринимателей позволили оживить, а затем и ускорить процесс становления российских биржевых структур. В 1842 г. появились хлебная биржа в Рыбинске, в 1848 г. – Нижегородская биржи. В 1860–1870 годах такие заведения возникли в Риге, Киеве, Самаре и других городах. Но особенно «урожайным» был период с 1903-го по 1908 г., когда образовались 50 из 114 товарных бирж, имевшихся перед их закрытием после начала Первой мировой войны. Как правило, их появление было связано с развитием хлебной торговли.

Столь необычно большое по сравнению с Европой количество бирж нельзя объяснить только размерами территории страны, хотя и этот фактор тоже следует принять во внимание. Сказались также дробление рынка, отсутствие межрегиональных связей, низкая товаризация деревни. Реформы 1861 г. начали

приносить плоды лишь в конце столетия, когда крестьянские хозяйства стали регулярно давать товарный хлеб. В его распределении по стране и вывозе за рубеж немалую роль сыграли специализированные биржи. Они способствовали стабилизации хозяйственных связей между городом и деревней и тем самым формированию единого общенационального рынка. Для решения столь сложной задачи понадобился не один десяток региональных и общероссийских центров оптовой торговли.

БИРЖЕВЫЕ АРТЕЛИ

Нельзя не коснуться такого замечательного явления в биржевой жизни России, как биржевые артели. Эти организации были предназначены для ухода за доверяемыми артелям купеческими товарами, для их хранения, перевозки, укладки, упаковки, а также для производства конторских работ, исполнения различных поручений купеческих контор по получению и передаче денежных сумм, документов, ценных бумаг, писем и т. д. Законодательные определения об артелях излагались в широко известном Торговом уставе.

Первое упоминание о биржевых артелях в Москве восходит к 1837 г., когда при Гостином дворе было разрешено работать двум артелям – Ильинской и Варварской. Массовое появление биржевых артелей относится уже к 1863 г. Торгующее при Московской бирже купечество обратилось в Биржевой комитет с заявлением, в котором объясняло, что в Москве – Гостином дворе, рядах и на подворьях – существуют артели, *«которым купечество веряет приёмку и отпуск товаров, получение денег и другие поручения»*. Указывалось, что эти артели имеют весьма небольшие средства. При этом между хозяевами товара и артелями никаких условий не существовало, плата за услуги – произвольная. Поэтому купечество просило Биржевой комитет избрать несколько лиц для совместного составления правил об артелях, которые бы имели законодательную силу как для артельщиков, так и для хозяев. Кроме того, предлагалось сделать артели подведомственными Биржевому комитету и там же хранить их капитал.

Одна из самых широких сетей биржевых артелей образовалась к 1889 г. в Москве. Тогда, согласно документам, их было 33, а позже стало ещё больше. Все они находились в ведении Московского биржевого комитета.

КОРОТКИЙ РЕНЕССАНС

В 1911 г., по данным Министерства торговли и промышленности, в России насчитывалось 87 бирж. Большинство из них составляли товарные биржи, на которых доминировали сделки купли-продажи сельхозпродуктов, сырья и т. п. Русские биржи выполняли одновременно функции товарных и вексельно-фондовых бирж. Самостоятельная фондовая биржа возникла лишь в 1900 г.

После Октябрьской революции биржи были закрыты. Они на короткое время вновь появились только в период НЭПа, с 1922-го по 1930 г., но их эффективность была низкой. Большинство товарных бирж возникло в 1922 г., а к 1925 г.

Изучение всех периодов развития бирж в стране может пригодиться для анализа перспектив роста этой формы оптового рынка. Это тем более важно, что и в развитой рыночной экономике, которая когда-нибудь сформируется и у нас, государственный сектор, скорее всего, останется крупнейшим хозяйственным образованием. Однако необходимо избегать как огосударствления, так и полной приватизации биржевой деятельности.

была зарегистрирована 101 товарная биржа. В биржевом обороте находились в основном те же товары, что и до войны, – продовольствие и фураж. Текстиль, сырьё, металлические и кожевенные изделия, топливо были представлены на биржах незначительно.

Ещё в начале Первой мировой войны отечественные биржи начали активно участвовать в государственном регулировании экономики страны. Они становились придатком государственных органов. В советский период эта тенденция сохранилась. 23 августа 1922 г. вышло постановление Совета Труда и Оборона (СТО), восстановившее основные принципы деятельности товарных бирж. Это свидетельствовало о том, что в решении задачи упорядочения внутренней торговли государство ориентировалось на биржи.

Постановление СТО от 1 сентября 1922 г. требовало обязательной регистрации на бирже всех сделок, заключён-

ных государственными органами вне биржи. По существу, это была уже не биржа, а элемент организованного государственного рынка. Ценообразование на биржах уже не имело значения как самостоятельный акт и не отражало реального соотношения спроса и предложения, ибо было ограничено тарифами государства на продукцию предприятий государственного сектора. В результате предприятия и организации, производившие дефицитную продукцию, не могли воспользоваться благоприятной для них рыночной конъюнктурой. Надбавку к ценам на такую продукцию осуществляли лишь торговые организации.

В 1924 г. наметился спад доли товарооборота государственных предприятий (на 1,2%). Происходило взаимное отторжение биржи и монополизированной экономики. Сократилась доля товарооборота и частного сектора (на 1,7%). Этому способствовало негативное отношение общества к частнопредпринимательской деятельности. В феврале 1930 г. советские биржи были ликвидированы.

РОССИЙСКАЯ СПЕЦИФИКА

Российские биржи имели ряд отличий от западноевропейских и американских. Это, во-первых, низкий уровень биржевой техники, что было связано с неразвитостью инфраструктуры (железнодорожный транспорт, элеваторы, склады и т. д.). Поэтому на российских биржах не получили распространения сделки на срок и не было жёсткой регламентации правил заключения сделок.

Во-вторых, в силу того что русское купечество представляло собой размытую, аморфную массу, биржи брали на себя функцию представительства их интересов. В биржевых уставах прямо указывалось на это. Ни одна из западных бирж не выполняла этой функции, так как представительство интересов купечества в этих странах осуществлялось через торговые палаты, которые были созданы в результате длительной политической и экономической борьбы предпринимателей за свои цели.

В-третьих, отношение обывателей к биржам в России всегда было неоднозначным. Часто преобладало мнение, что биржа – это место, куда порядочному человеку ходить позорно. Что же так волновало сердца людей? Прежде всего спекуляция, а ведь биржевая игра – это душа биржи, душа торговли. Это та пружина, которая приводит в действие механизмы рыночного хозяйства.

Однако если биржевая торговля ведётся под контролем общества, то её деятельность не только не вредна, но даже полезна. Однако, как только спекуляция перемещается в невидимую и недосягаемую для общества сферу, как только начинается искусственное повышение или понижение цен, она становится вредной в полном смысле этого слова.

Без спекуляции биржа не может выполнять своего предназначения – быть сосредоточением спроса и предложения, мощным фактором образования цен. И в этом смысле правительственная и всякая иная политика, направленная на искоренение биржевой игры, только деформирует биржевой механизм, свидетельствует о некомпетентности политиков.

Следует выделить ещё одну особенность отечественных бирж – повышенное к ним внимание со стороны государства. Особенно ярко это проявилось в регламентации деятельности фондовых и товарных бирж.

Так, в 1893 г. Министерство финансов установило ряд ограничений для операций на бирже без посредничества маклеров. Ревизию книг маклеров производило Министерство финансов. В 1895 г. введено положение о необходимости получения разрешения Министерства финансов на допуск ценностей к котировке на бирже.

КАТАЛИЗАТОР РЫНОЧНЫХ РЕФОРМ

Первые современные биржевые площадки появились в 1990 г. Московская товарная биржа (МТБ), зарегистрированная Мосгорисполкомом 19 мая 1990 г., была первой биржей, открытой в России после более чем 60-летнего перерыва.

Формирование рыночной экономики потребовало коренной перестройки как сферы производства, так и сферы обращения товаров. Но сразу перейти к рыночным формам хозяйствования было невозможно. Поэтому, разумеется, должны были возникнуть такие экономические структуры, которые обеспечивали бы процесс перехода от административной к рыночной экономике, приспособившая имеющиеся организационные механизмы к новым условиям. Биржи, возникшие в начале 1990-х, в большей мере выполнили эту миссию.

Организационно возрождение биржевой торговли было частично подготовлено системой аукционной торговли производственными ресурсами, кото-

Организационно возрождение биржевой торговли было частично подготовлено системой аукционной торговли производственными ресурсами, которая получила развитие в 1988–1989 гг. В условиях экономического хаоса первые проекты биржевой торговли ориентировались на организацию биржевых обменов.

рая получила развитие в 1988–1989 гг. В условиях экономического хаоса первые проекты биржевой торговли ориентировались на организацию биржевых обменов.

К развитию биржевой торговли подталкивало и наличие сверхнормативных и неиспользуемых запасов, которые сформировались к тому времени на складах предприятий. Последние заин-

тересовались биржевой торговлей как возможностью реализовать их по рыночным ценам. Нельзя не учитывать и того, что советская экономика на протяжении многих десятилетий была экономикой дефицита, то есть денежный спрос постоянно превышал товарное предложение как средств производства, так и предметов потребления.

Наконец, появление биржевых структур стало одним из направлений вложения избыточных денежных ресурсов. Тем более что биржи в своём большинстве создавались как акционерные общества, и в периоды их развития их акции можно было выгодно продать другим лицам или организациям по более высокой цене, в то время как при учреждении биржи акция оплачивалась по номиналу. Спекулятивная торговля членством на биржах (акциями, местами) процветала.

В 1990–1991 гг. возникли Московская биржа, Международная универсальная биржа вторичных ресурсов, Всероссийская биржа недвижимости, Российская

Табл. 1. Технические требования к экспортной нефтяной смеси Urals, принятые СПБМТСБ

Наименование показателя	Значение
Пункт отгрузки	Приморск
Содержание серы, % (по весу)	1,55
Удельная масса, кг/м ³ (при температуре 20 °C)	870
Плотность, °API (при температуре 15,6 °C)	30,68

Табл. 2. Технические требования к дизельному топливу ЕВРО по ГОСТ Р 52368-2005 (ЕН 590:2004), класс 1, вид II, принятые СПБМТСБ

Наименование показателя	Значение
Цетановое число, не менее	51,0
Цетановый индекс, не менее	46,0
Плотность при 15 °C, кг/м	820–845
Полициклические ароматические углеводороды, % (по массе), не более	8,0
Содержание серы (топливо вида II), мг/кг, не более	50,0
Температура вспышки в закрытом тигле, °C, выше	55
Коксуемость 10%-ого остатка разгонки, % (по массе), не более	0,30
Зольность, % (по массе), не более	0,01
Содержание воды, мг/кг, не более	200
Общее загрязнение, мг/кг, не более	24
Коррозия медной пластинки	3 ч при 50 °C
Окислительная стабильность:	
Общее количество осадка, г/м, не более	25
Смазывающая способность:	
Скорректированный диаметр пятна износа при 60 °C, мкм, не более	460
Кинематическая вязкость при 40 °C, мм/с	2,00–4,50
Фракционный состав:	
При температуре 250 °C, % (по объёму), не менее	65
При температуре 350 °C, % (по объёму), не менее	85
95% (по объёму) перегоняется при температуре, °C, не выше	360
Содержание метиловых эфиров жирных кислот, % (по объёму), не более	7,0

Табл. 3. Важнейшие биржи мира и России по торговле жидким топливом (по состоянию на середину 2017 г.)

Русскоязычное название	Международное сокращённое обозначение	Год начала торговли энергоносителями	Виды торгуемых энергосырьевых товаров	Оборот в 2016 г. (млн контрактов)
Международная (Лондонская) нефтяная биржа ¹	IPE	1980	Нефть (смесь Brent), газойль, природный газ, электроэнергия и уголь	–
Группа бирж CME (включая NYMEX, CME и CBOT) ²	CME Group	1983	Нефть (WTI и Brent), природный газ, бензин (RBOB), малосернистый газойль, этанол	3942
Нью-Йоркская товарно-сырьевая биржа	NYMEX	1983	Нефть (WTI и Brent), природный газ, бензин (побереж. Мексик. з. и сорт RBOB), печное топливо, пропан и этанол	618,42
Межконтинентальная биржа «Ай-Си-И»	ICE	2001	Нефть (Brent и WTI), газойль, природный газ и уголь	≈ 2190
Токийская товарная биржа	TOCOM	1999	Нефть, газойль, бензин, авиакеросин	31 (2010)
Роттердамская энергетическая фьючерсная биржа ³	ROEFEX	1989	Нефть, газойль, мазут, природный газ, уголь	–
Центральная японская товарная биржа ⁴	C-COM	2004	Газойль, бензин, авиакеросин	–
Шанхайская фьючерсная биржа	SHFE	1999	Мазут и битум	1681
Шанхайская нефтегазовая биржа	SPEX, SHPGX	2006	Нефть, бензин, керосин, газойль, мазут, битум, СУГ, СНГ	н/д
Бразильская товарная и фьючерсная биржа	BM&FBovespa		Ангидрид топливного этанола	1358
Чикагская торговая палата ⁵	CBOT	2005	Этанол	1185
Дубайская товарная (электронная) биржа	DME	2007	Сернистая нефть (Oman), мазут	1,28 (2011)
Дубайская золотая и товарная биржа	DGCX	2006	Сернистый флотский мазут	19,7
Йоханнесбургская фондовая биржа	JSE	2010	Нефть (WTI, Brent), бензин (RBOB), газойль, этанол и природный газ	
Индийская многопродуктовая биржа	MCX	2003	Нефть (Brent и WTI), авиа-керосин, бензин, печное топливо, мазут, природный газ и уголь	349 (исключая фондовую биржу MCX-SX) (2012)
Нефтяная электронная биржа в Корал-Гейблс	PEPEX	1999	Нефть и нефтепродукты	н/д
Американская нефтяная биржа	APE	1990	Нефть, нефтепродукты, СНГ	
Иранская международная нефтяная биржа	IOB	2008	Нефть, мазут	
Иранская (Тегеранская) товарно-сырьевая биржа	IME	2007	Нефть и нефтепродукты	
Сингапурская международная валютная биржа	SIMEX	1984	Нефть (смесь Brent)	
Российская товарно-сырьевая биржа (РТСБ) ⁶	RCRME	1990	Различные энергоресурсы (включая нефть и бензин)	н/д
Московская нефтяная биржа	MOE	1991	Нефть, бензин, дизтопливо и мазут	н/д
Центральная российская универсальная биржа	CRUE	1991	Продукция энергетического комплекса (топливо, битум, природный газ)	
Межрегиональная биржа нефтегазового комплекса	MBNK	2002	Природный газ, нефть, дистилляты газового конденсата, бензин, авиакеросин, дизтопливо, мазут, битум	
Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа	SPIMEX	2008	Нефть (Urals), нефтепродукты (бензин, дизтопливо, авиакеросин, судовое и печное топливо, топочный мазут), битум, природный газ, СУГ и уголь	610,945 млрд руб.; 2017: 18,7 млн т нефтепродуктов и СУГ, 195 тыс. контрактов
Московская энергетическая биржа ⁷	MOSENEREX	2008	Электроэнергия, СУГ и ШФЛУ	1963
Московская биржа	MOEX	2010	Нефть (нефтяная смесь Brent)	115,3 трлн руб. (только срочный рынок); 129 млрд долл.
Товарно-фондовая биржа «Санкт-Петербург»	SPBEX	2008	Нефтепродукты (бензин, дизельное топливо, топливо для реактивных двигателей, судовое и печное топлива, топочный мазут, нефтяной битум), газовый конденсат и СУГ	117,2 млн руб.
Тегеранская энергетическая биржа	IRENEX	2017	Нефть, газовый конденсат, мазут и др. нефтепродукты, электроэнергия и уголь	н/д
Санкт-Петербургская биржа	SPB	2013	Нефтепродукты (дизельное топливо, бензин, авиационный керосин, мазут)	0,543; 12,97 млн руб.

¹ В июне 2001 г. поглощена электронной биржей Intercontinental (ICE) за 67,5 млн долларов.² В августе 2008 г. CME Group завершила поглощение NYMEX.³ Прекратила функционировать как самостоятельная биржа в конце сентября 1990 г., но продолжает оставаться интегральной частью Euronext Amsterdam.⁴ В январе 2011 г. была закрыта.⁵ В октябре 2006 г. ЧТП была поглощена Чикагской товарной биржей (CME).⁶ В 1994–1995 гг. переориентирована на торговлю ценными бумагами и теперь называется Российской фондовой биржей РТС.⁷ Закрыта в конце февраля 2017 г.



товарно-сырьевая биржа, биржа «Гермес», Нижегородская товарно-фондовая биржа, Саратовская товарная биржа, Самарская биржа, Биржа наукоёмких технологий, металлические, нефтяные, лесные, бумажные, продовольственные биржи. К началу 1992 г. Россия оказалась по количеству бирж, приходящихся на душу населения, на первом месте в мире. Общее количество зарегистрированных в стране товарных бирж превышало их общее число во всём мире. Только в Москве их было около двадцати.

Возрождение биржевой торговли в России произошло на базе государственной собственности, поскольку она была основной в те годы. Но, возникнув из государственной собственности, биржи послужили катализатором процесса её преобразования в частную. В связи с тем что уставный капитал биржи состоял из финансовых ресурсов бывших государственных структур, а также денежных средств частных юридических лиц, он уже не имел характера госсобственности. Биржи представляют собой рыночные структуры, действующие на свой страх и риск и не управляемые государственными органами.

Биржевая деятельность возрождалась в отсутствие соответствующей законодательной базы. То есть не существовало каких-либо ограничений или запросов на организацию бирж, их функционирование, использование капиталов и т. д. Другой особенностью возрождения биржевой деятельности в России следует считать отсутствие развитых форм товарного обращения, а также недостаточность инфраструктуры рынка и коммер-

Организационно возрождение биржевой торговли было частично подготовлено системой аукционной торговли производственными ресурсами, которая получила развитие в 1988–1989 гг. В условиях экономического хаоса первые проекты биржевой торговли ориентировались на организацию биржевых обменов.

ческой информации. Желаящие вложить свободные денежные средства в биржевую деятельность должны были действовать методом проб и ошибок, ориентироваться на рекламу или советы друзей.

В настоящее время многие из созданных в 1990–1992 гг. бирж уже ликвидировались. Правовые ограничения и конкуренция с более сильными организациями поставили мелкие биржи в невыгодное положение по отношению к крупным.

В середине 1990-х в России функционировали 1700 бирж, но после кризиса 1998 г. их число резко сократилось. Наконец, 2000-е стали периодом консолидации российского биржевого рынка.

БИРЖЕВАЯ ТОРГОВЛЯ НЕФТЬЮ

Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа (СПбМТСБ), на которую приходится 99% биржевой торговли жидким топливом в России,

была создана в конце апреля 2008 г. Тогда она называлась ЗАО «Санкт-Петербургская Международная Товарно-сырьевая Биржа». В состав её акционеров входят: «Газпром нефть», «Роснефть», «Транснефть», «Зарубежнефть», «Сургутнефтегаз», «Татнефть», Российские железные дороги, «Совкомфлот» и другие компании. На её торгах зарегистрировано порядка 2200 участников. Биржа рассчитывает и публикует ряд индексов, в их числе композитный индекс, который рассчитывается как сумма значений национальных индексов цен светлых нефтепродуктов, умноженных на специальные весовые коэффициенты. Данные коэффициенты позволяют учитывать в индексе доли поставок различных видов нефтепродуктов (бензины, керосин, дизельное топливо) с НПЗ на внутренний рынок РФ (11 января 2011 г. = 1000). Биржа имеет офисы в Москве, Санкт-Петербурге, Перми и Иркутске.

29 ноября 2016 г. СПбМТСБ начала торговать поставочным экспортным контрактом на российскую среднесернистую нефтяную смесь Urals (FOB Приморск). Это фьючерсный трехмесячный контракт объёмом 1000 баррелей, размер поставочной партии – 720000 баррелей, или примерно 100 тыс. т (что соответствует одной танкерной партии). Так было положено начало новому нефтяному «эталону» (маркеру) – смеси Urals (см. табл. 1).

Но ещё раньше – 23 сентября 2008 г. – состоялись первые торги расчётными (то есть без физической поставки товара) фьючерсными контрактами на летнее дизельное топливо и авиационный керосин в секции «Нефтепродукты» СПбМТСБ (см. табл. 2).

Вообще в настоящее время в мире насчитывается почти 30 бирж, на которых торгуются фьючерсные или производные контракты на жидкое топливо (см. табл. 3). И российские биржи занимают здесь своё почётное место.

Список использованных источников:

1. Хартуков Е. М., Катюха П. Б. Futures Trading Glossary & Handbook. Англо-русский глоссарий-справочник по биржевой торговле. – М.: СПбМТСБ, 2018.
2. <http://infofx.ru/trejdning/torgovlya-neftyu-na-birzhe-osobennosti-takogo-trejdninga-v-rossii>, 15 марта 2018 г.
3. https://studwood.ru/938601/bankovskoe_delo/stanovlenie_i_razvitiye_birzhevoy_torgovli_a_pri_mere_torgovli_neftyu_i_nefteproduktami, 9 февраля 2018 г.
4. [http://magazine.gasad.ru/ilya-moroz-o-perspektivax-birzhevoj-torgovli-nefteproduktami/](https://ru.investing.com/news/Общие-Новости/article-524707, 22 декабря 2017 г.
5. <a href=), 12 апреля 2018 г. ■

Поздравляем

с Днём работника нефтяной,
газовой и топливной промышленности!

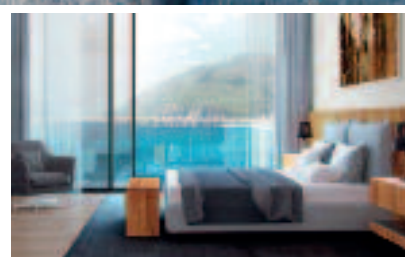
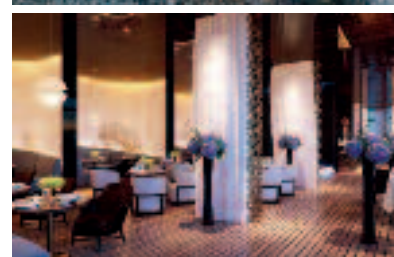
Желаем успеха и процветания!



Г
ГУРЗУФ РИВЬЕРА
ОТЕЛЬ И РЕЗИДЕНЦИИ



АЮ-ДАГ
— RESORT & SPA —



- ✓ шесть лет на рынке строительства;
- ✓ реализовано более 500 квартир;
- ✓ комплексы с инфраструктурой отеля премиум-класса (рестораны, бассейны, спа-центры);
- ✓ уникальные места расположения и видовые характеристики.

РЕКЛАМА

8 800 775-75-97

www.riviera-development.ru
Проектная декларация на сайте



2–5 ОКТЯБРЯ 2018

Санкт-Петербург

КВЦ «Экспофорум»

ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

OFFSHORE MARINTEC RUSSIA

**СУДОСТРОЕНИЕ
ОСВОЕНИЕ АРКТИКИ
ШЕЛЬФ**



Offshore Marintec Russia занимает уникальную нишу на стыке энергетики и судостроения, даёт полное представление о современных технических решениях на всех этапах освоения морских энергетических ресурсов

РЕКЛАМА

www.offshoremarintec-russia.ru

Организатор:



Государственный спонсор:



Официальный спонсор:



Спонсор Молодёжного форума:



Партнёр:

