



15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

18–21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • залы 13 и 14

www.mioge.ru

**ВЕДУЩАЯ
ВЫСТАВКА**

по результатам опроса
профессионалов отрасли

Лучший бренд в группе
Российские нефтегазовые выставки



14-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

в рамках выставки

18–19 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО

www.oilgascongress.ru

ФАКТЫ MIOGE 2017

607 компаний-участников
Выставки и Конгресса

35 стран-участников
Выставки и Конгресса

18 500 посетителей

25 873 кв.м выставочной площади

50 мероприятий Конгресса и
Технической программы Выставки

235 докладчиков

1 000 делегатов



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

ITE GROUP PLC
+44 (0) 207 598 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

НЕФТЬ РОССИИ № 3-4 2018

Нефть россии

Март-апрель 2018

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

<https://neftrossii.ru>

Мозговой центр
глобальной энергетики

Зачем Европе «малый» СПГ?

Оренбуржье:
«Есть ещё порохи»!

Блокчейн в нефтегазовом
комплексе

Путём
цифровизации
и квантовизации

**Новый срок президентства
Путина: шесть лет
проблем и свершений**

Нефтяная самооборона

Россия, которую долго упрекали в применении «энергетического оружия», сегодня сама должна искать защиту от него

Валерий АНДРИАНОВ

Давно известно, что нефть и газ – самые политизированные товары. При их помощи отдельные компании и целые государства не только пополняют собственные бюджеты, но и решают разнообразные политические задачи. Недаром в лексикон политологов вошло выражение «энергетическое оружие». Особенно ярко это тенденция проявляется тогда, когда крупная «углеводородная держава» оказывается втянутой в международные конфликты – как горячие, с применением оружия, так и холодные, с возведением реальных или виртуальных стен между противоборствующими сторонами. Именно в такой ситуации сегодня оказалась Россия.

Впрочем, в адрес Кремля уже не первое десятилетие звучат обвинения в применении «энергетического оружия». Прежде всего, подобные упреки были обращены к «Газпрому», который якобы использовал свою тарифную и транзитную политику с целью наказания или поощрения стран в зависимости от их лояльности (или нелояльности) Москве. Ныне положение дел круто изменилось. Отечественный газовый монополист проводит гибкую стратегию и готов поставлять газ в Европу практически в неограниченных объёмах по весьма привлекательным ценам. Зато «углеводородную дубинку» подхватили наши «западные партнёры». Они прекрасно понимают, что нефтегазовый комплекс – это одновременно и сильная сторона, и уязвимое место России и удары по нему могут оказаться наиболее болезненными для РФ.

Поэтому неудивительно, что одним из многочисленных объектов западных санкций стал именно российский НГК. «Антирыночные, граничащие с запретно-силовыми меры США, ЕС и их союзников, усиливающие наше сплочение, нарастают. И простирается эта кампания от кредитно-финансовых и оборонно-экспортных табу до секторально-энергетических ограничений, нацеленных на удушение нашего ТЭК. Положение серьёзное», – констатирует наш автор Павел Богомолов в статье «Впереди – шесть лет проблем и свершений».

Правда, пока все эти санкции не дали и доли ожидавшегося от них эффекта. Напротив, как напоминает П. Богомолов, углеводородов в РФ сегодня добывается больше, чем прежде производилось во всём Советском Союзе. Если в 2017 г. нефтедобыча слегка снизилась, то это вовсе не результат некоего отраслевого коллапса, а следствие добровольного ограничения производства «чёрного золота» в рамках соглашения «ОПЕК+». А вот газодобыча и экспорт «голубого топлива», причём в дальнейшем зарубежье, уверенно увеличились. Вопреки всяческим санкциям, Европа поставила рекорд по закупкам российского газа – свыше 193 млрд м³!

Примечательно, что, несмотря на санкции, в России удаётся поддерживать стабильную добычу даже в тех нефтегазовых провинциях, которые в силу высокого уровня истоще-

ния недр требуют усиленного финансирования и применения передовых технологий увеличения нефтеотдачи. Один из таких регионов – Оренбургская область. Как подчёркивает Виктор Прусаков в статье «Есть ещё порох!», этот субъект РФ – наглядный пример того, что старые добывающие провинции рано списывать со счетов. Оренбуржье, где нефть добывают более 80 лет, по-прежнему представляет интерес для ведущих ВИНК. С появлением современных технологий преимущества региона – высокая степень освоенности, качество запасов, близость к основным рынкам сбыта – заиграли новыми красками. Иными словами, никакого разрушительного действия санкций тут абсолютно не наблюдается.

Более того, санкции не смогли повлиять на добычные проекты отечественных компаний не только внутри России, но и за рубежом. Наоборот, их активность на международной арене даже возросла. Как отмечает наш автор Константин Сергеев в статье «Подарки из Африки», вслед за Южной Америкой и Ближним Востоком новым источником углеводородных резервов для добывающей отрасли РФ в ближнесрочной перспективе может стать ещё и Чёрный континент. При этом первые шаги к взаимовыгодному сотрудничеству в последнее время всё чаще делают сами африканские государства. «Африка гостеприимно распахивает перед Россией свои нефтегазовые кладовые, причём ко взаимной выгоде обеих сторон. Остаётся только своевременно и грамотно воспользоваться этим шансом», – подчёркивает К. Сергеев.

Однако многие эксперты предупреждают о так называемом отложенном эффекте санкций. Мол, в последние годы добыча растёт «на старых дрожжах», благодаря инвестициям, сделанным ещё в «тучные времена», до введения всяческих санкций. Но вскоре даст себя знать ограниченный доступ российского НГК к зарубежным капиталам и передовым технологиям, следовательно, производство сырья начнёт падать. Реальна ли такая угроза? Безусловно. Поэтому нашей стране, как никогда ранее, важно позаботиться об укреплении своего научно-технического потенциала, дабы решить сложные технологические задачи, стоящие перед НГК.

Наши авторы из Института проблем нефти и газа РАН в статье «Путём цифровизации и квантовизации» напоминают о том, что сегодня ведущие страны мира переходят к новому экономическому и технологическому укладу, основанному на цифровых технологиях. Для этого на государственном уровне принимаются соответствующие программы. И Россия также идёт по этому пути. Уже разработаны и проходят испытания передовые технологии, основанные на принципах цифровизации. И это позволяет надеяться на то, что РФ сможет обеспечить свой технологический суверенитет даже в условиях самых жёстких санкций.

А таковые, несомненно, последуют. Складывающаяся ситуация свидетельствует о том, что Запад будет вводить против России новые ограничения. И можно предположить, что часть из них затронет и нефтегазовый комплекс. А значит, надо готовиться к «нефтяной самообороне», искать защиту от «энергетического оружия».

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

и

**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 09.04.2018

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

Нефтяная самооборона

Россия, которую долго упрекали в применении
«энергетического оружия», сегодня сама должна искать
защиту от него

1

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

А. МАСТЕПАНОВ,

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

Основа партнёрства – доверие

Future Consensus Forum – новая площадка формирова-
ния внешней среды для перспективного развития миро-
вой энергетики

4

П. БОГОМОЛОВ,

кандидат политических наук

**Впереди – шесть лет проблем
и свершений**

Какой будет «нефтегазовая повестка» нового срока
президентства Владимира Путина?

13

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КПМГ

А. УСОВ, партнёр, руководитель
международной практики по работе с компаниями
нефтегазового сектора;

Т. ХОРОШЕВ, партнёр

Группа по оказанию услуг в области управления
информационными рисками
КПМГ в России и СНГ

**Цифровизация: люди и культура
важнее технологий**

18

ГАЗОВЫЕ РЫНКИ

К. СЕРГЕЕВ

**Американский СПГ:
в Европу с чёрного хода**

Проигрывая ценовую конкуренцию российскому трубо-
проводному газу, операторы из США всё больше делают
ставку на политические рычаги

23

А. СЕРГАЕВА,

аспирант,

А. ХАУГ,

аспирант

(РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина)

«Малый» СПГ для Европы

Благодаря созданию относительно небольших мощно-
стей по сжижению газа Россия может увеличить газо-
вый экспорт в Старый Свет

29

**РЕГИОН**

В. ПРУСАКОВ

Есть ещё порох!

Нефтегазовый потенциал Оренбуржья израсходован
далеко не полностью

37



Depositphotos



«Газпром нефть»



ЛУКОЙЛ

ДЕЛА КОМПАНИЙ**Масла ЛУКОЙЛ – золотой стандарт для «нефтянки»**

Современные разработки российского лидера расширяют возможности эффективной работы нефтегазовой техники и оборудования

42

РЕСУРСЫ

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

Младший брат в «газовой семье»

Мировой рынок сжиженных нефтяных газов: вчера, сегодня, завтра

47

СТРАХОВАНИЕ**Уверенность и спокойствие**

И заказчики, и подрядчики сегодня понимают необходимость страхования рисков при выполнении строительно-монтажных работ

52

ТРАНСПОРТ**Будут трубы – будет добыча**

Государство должно создать инфраструктурные условия для реализации новых нефтегазовых проектов. Интервью с вице-президентом по стратегическому развитию Экспертно-аналитического центра Союза нефтегазопромышленников РФ Владимиром СТАНЕВЫМ

54

**УПРАВЛЕНИЕ**

А. ПАЛЮРА, директор ООО «Мидстрим», ведущий инженер ГУП Республики Крым «Черноморнефтегаз»

Цепь для нефтегаза

Что даст мировой энергетике внедрение технологий блокчейн?

59

НАУКА И ТЕХНИКА

Н. ЕРЁМИН, главный научный сотрудник, заместитель директора;
С. КАМАЕВА, старший научный сотрудник;
А. ЧЕРНИКОВ, старший научный сотрудник;
А. ЕРЁМИН, научный сотрудник
(Институт проблем нефти и газа РАН)

Путём цифровизации и квантовизации

Создание цифрового нефтегазового сектора позволит решить важнейшие проблемы отрасли и создать задел для будущего развития

62

БЛИЖНЕЕ ЗАРУБЕЖЬЕ**В. МИШИН****Кавказский энергетический круг**

Топливо-энергетический рынок Закавказья вновь входит в режим турбулентности

66

МИРОВОЙ РЫНОК**К. СЕРГЕЕВ****Подарки из Африки**

Российские компании вопреки санкциям наращивают своё присутствие на Чёрном континенте

70

**ЛЮДИ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ**

А. МАТВЕЙЧУК, кандидат исторических наук, действительный член РАЕН

Азимуты геолога Калицкого

К 145-летию со дня рождения одного из основателей отечественной научной школы геологии нефти

75

Основа партнёрства – доверие

Future Consensus Forum – новая площадка формирования внешней среды для перспективного развития мировой энергетики¹



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

В эпоху бурного развития глобальных сетей и потоков, а также глобализации в целом, в условиях научно-технического и технологического прогресса, особенно информационных технологий, на мировую энергетику всё большее и большее влияние начинают оказывать процессы и явления, лежащие далеко за её пределами.

Одновременно происходит и осознание огромной взаимозависимости как внутри триады «экономика – энергетика – экология», так и самой этой триады от развития всех других составляющих общественного производства, мировых социально-политических процессов и любых других сфер деятельности человека.

Формируя внешнюю среду мировой, в том числе российской, энергетики, подобные процессы и явления требуют изучения и осмысливания с позиций будущего развития собственно энергетики и энергообеспечения.

Существенный вклад в такое изучение вносит Форум будущего согласия (Future Consensus Forum), проводимый одним из новых мозговых центров Республики Корея – институтом Future Consensus Institute (YEOSIJAE). Как считают в самой Корее, YEOSIJAE является, возможно, одним из самых амбициозных мозговых центров, стремящихся к созданию «цивилизации следующего поколения». Кстати, YEOSIJAE с корейского языка можно перевести как «размышлять о времени», «в ногу со временем».

Мозговой центр цивилизации

Future Consensus Institute (Институт будущего согласия) был создан в 2015 г. по инициативе и усилиями видных представителей политических, деловых, научных и общественных кругов Республики Корея. Они были убеждены в том, что мозговой центр необходим для прогнозирования и подготовки будущего страны, Северо-Восточной Азии и всего мира. Как считают в самом институте, он изначально задумывался для одновременного выполнения трёх функций:

- аналитического центра, ориентированного на решение проблем;
- школы для подготовки будущих лидеров;
- площадки для аккумуляции знаний, обмена ими и их распространения, где идеи о том, как будет выглядеть наша цивилизация в будущем, могли бы обрести законченную форму.

В институте так формулируют свою цель: «Наша миссия – продвигать развитие новой цивилизации. Мы считаем, что новая цивилизация, которая выйдет за пределы нынешней дихотомии между Востоком и Западом, должна появиться в ближайшем будущем. Мы осуществляем эту миссию по трём основным направлениям исследований – “Северо-Восточная Азия”, “Объединённый Корейский полуостров” и “Устойчивый город”. Благодаря тесному взаимодействию с политиками, деловыми кругами, учёными и гражданским обществом, YEOSIJAE стремится стать центром знаний, обеспечивать лучшую политику и школу для будущих лидеров».

Исследовательская работа института ведётся силами привлекаемых на контрактной основе ведущих специалистов как корейских, так и зарубежных университетов, экспертно-аналитических и консалтинговых структур, компаний и общественных организаций. Финансируется деятельность института из специально созданного для этого неправительственного фонда.

Совместными усилиями корейских и зарубежных учёных и специалистов разра-

¹ Статья подготовлена в соответствии с госзаданием № 0139-2015-0021 «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности».

бываются различные темы и проекты, среди которых – «Мир в переходный период», «Цифровое общество», «Устойчивое развитие», «Новая цивилизация», «Города будущего», «Инновационные экосистемы», «Новая промышленность» и другие.

Обсуждение результатов работы, в том числе и промежуточных, проводится в рамках ежегодных международных форумов (Future Consensus Forum). В них принимают участие бывшие и действующие политические лидеры, представители научных и деловых кругов Республики Корея, США, Китая, Японии и России. Отдельные специалисты приезжают и из других стран.

Первый форум – JOINT GLOBAL Chatham House Future Consensus Institute FORUM 2016 – был проведён совместно с британским аналитическим центром в области международных отношений – Королевским институтом международных исследований Chatham House – 8–11 октября 2016 г. в Сеуле. Он посвящён перспективам Евразийского сотрудничества и прошёл под девизом «На пути к будущему консенсусу».

Участники форума обсудили наработки Института, касающиеся четырёх основных тем:

- сотрудничества на междугороднем уровне – «Эпоха межгородской кооперации»;
- проекта «Бабочка» (Butterfly Project), соединяющего Северный морской путь, «Один пояс, один путь» и Североамериканский континент;
- формирования энергетического взаимодействия в Северо-Восточной Азии (СВА), основанного на газовом сотрудничестве;
- проекта по вопросам культурного сотрудничества – создания многоязычной платформы и единого железнодорожного «проездного».

Второй форум прошёл 25–27 ноября 2017-го в г. Инчхон (Республика Корея) под названием «Путь в будущее Северо-Восточной Азии: проект “Бабочка”». Его основная цель – содействовать диалогу между представителями России, Китая, Японии, США и Республики Корея с целью сотрудничества по двум направлениям:

- определение будущего СВА (включая разработку планов сотрудничества, поддержание мирной ситуации в регионе, объединение Корейского полуострова и т.д.);
- обеспечение мирного сотрудничества в СВА посредством создания новых экономических двигателей (таких как проект «Бабочка» и активизация секторов реальной экономики и логистики).

Проект «Бабочка» – это концепция экономического порядка, который объединит континенты Евразия и Америка. Но одновременно это и проект формирования глобальной логистической сети, которая связывает грядущие открытия арктических маршрутов с евразийскими стратегиями стран СВА, проект, который может быть реализован в сотрудничестве между Кореей, Китаем, Японией и Россией при участии США.

Выступая на открытии форума, бывший генеральный секретарь ООН Пан Ги Мун подчеркнул, что на пути соединения всего мира, и в частности Азии, единственным камнем преткновения является Корейский полуостров. И чтобы не допустить дальнейшего сохранения такого положения, необходимо обеспечить мир и стабильность в СВА. Пан Ги Мун также выразил надежду на то, что проект «Бабочка» положит начало процессу достижения мира на Корейском полуострове и в Северо-Восточной Азии в целом.

Полёт «Бабочки»

Оба вышеназванных пункта повестки сотрудничества имеют отношение к перспективам развития мировой энергетики и через формирование её внешней среды,

и через реализацию конкретных транспортно-логистических и производственных проектов. С этих позиций и рассмотрим проект «Бабочка».

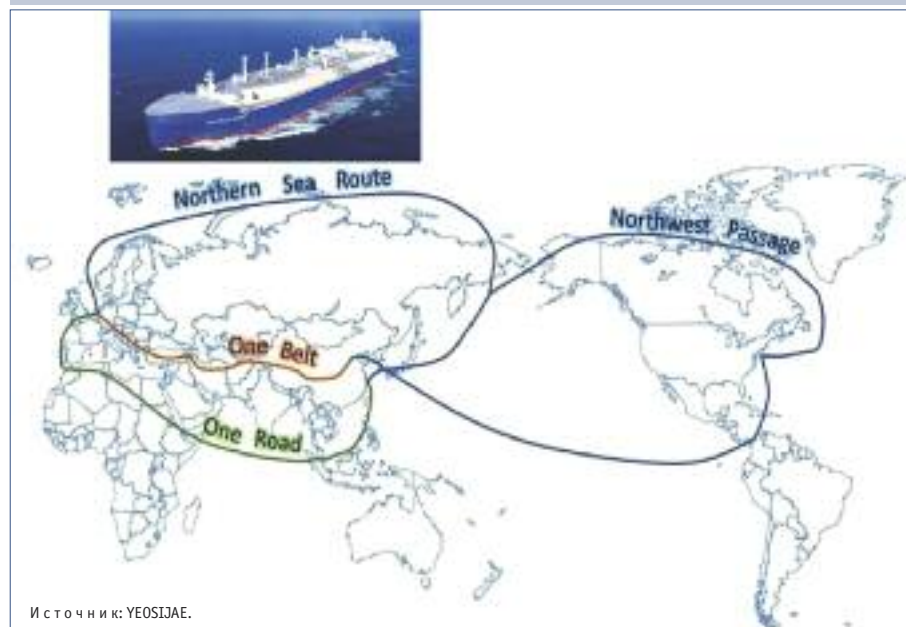
Прежде всего, почему «Бабочка»? Авторы проекта на этот вопрос отвечают так: название связано с тем, что очертания двух экваториальных и двух арктических маршрутов, нанесённых на карту мира, по форме напоминают бабочку. Вот эти транспортные артерии – Северный морской путь и Северо-Западный подход в Арктике, маршруты китайской инициативы «Один пояс, один путь» и проход через панамский канал в южных широтах (см. рис. 1).

Помимо внешнего сходства, ассоциация с бабочкой также восходит к притче о сне Чжуан-цзы, где она символизирует счастье. Кроме того, по звучанию название проекта похоже на китайское слово, означающее долговечность и непрерывность.

Таким образом, проект «Бабочка» – это концепция экономического порядка, который объединит континенты Евразия и Америка. Но одновременно это и проект формирования глобальной логистической сети, которая связывает грядущие открытия арктических маршрутов с евразийскими стратегиями стран СВА, проект, который может быть реализован в сотрудничестве между Кореей, Китаем, Японией и Россией при участии США.

Как считают его разработчики, проект «Бабочка» станет импульсом к созданию международного транспортного коридора, преодолению глобального экономиче-

Рис. 1. Концепция проекта «Бабочка»



Источник: YEOSIJAE.

ского кризиса, созданию здоровой рыночной экономики и появлению новых двигателей роста за счёт развития периферийных и отсталых регионов Евразии. Он также будет способствовать преодолению изоляционизма и оживлению реальной экономики путём организации глобальной логистической сети.

В этом смысле проект «Бабочка» в его евразийской части идеологически близок соответствующим предложениям, разработанным российскими специалистами. Они считают глобальные инфраструктурные проекты основой для:

- широкого экономического и энергетического сотрудничества различных субъектов Евразии – России, Китая, стран Центральной Азии, Восточной и Западной Европы;
- формирования единого пространства на базе ШОС и ЕАЭС;
- сопряжения Евразийского экономического союза и «Экономического пояса Шёлкового пути» и налаживания двустороннего диалога между странами так называемого «северного измерения», включая Россию, и государствами Восточной Азии.

Согласно концепции проекта «Бабочка», если в СВА и вдоль Северного морского пути будет сформирована новая логистическая сеть, то здесь появятся новые портовые города. Для того чтобы они достигли прогресса, требуется стратегия стабильного энергоснабжения и устойчивого развития. Это означает, что необходимы различные формы сотрудничества, на основе которого можно будет добиться процветания ранее относительно неразвитых регионов трёх северо-восточных провинций Китая, Приморского края России, Японии и Аляски. Вступление Северо-Восточной Азии в эпоху роста и процветания послужит началом для установления мирного и стабильного международного порядка и оживления мировой экономики.

Возможности и вызовы

Растущий интерес зарубежных стран к Арктическому региону несёт для России как новые возможности, так и новые вызовы. Их следует тщательно просчитывать при определении и реализации российской стратегии в Арктике.

Безусловно, РФ заинтересована как в дополнительных инвестициях в развитие Севморпути, так и в транзитном грузопотоке по этому маршруту. Президент России В. В. Путин, выступая 14 мая 2017 г. в Пекине, отметил: «Инфраструктурные

проекты, заявленные в рамках ЕАЭС, и инициативы “Один пояс, один путь” в связке с Северным морским путём способны создать принципиально новую транспортную конфигурацию Евразийского континента». И добавил: «Мы... значительные ресурсы вкладываем в обустройство Северного морского пути, чтобы он стал глобальной конкурентной транспортной артерией».

Однако финансирование госпрограммы «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации на период до 2020 г.» из госбюджета не предусмотрено. Более того, в системе документов, реализующих государственную политику, в том числе в федеральных целевых программах, провозглашаемая приоритетность Арктики чётко не сформулирована. Система мер, обеспечивающих приоритет-

Россия заинтересована в экономическом сотрудничестве со странами СВА, в использовании их финансовых и технологических (а при необходимости и трудовых) ресурсов для развития Севморпути и полномасштабного освоения минерально-сырьевых богатств прилегающих к нему акваторий и территорий.

ность развития Севморпути, не выстроена. А реализация тех из них, которые сформулированы в отдельных документах (таких как Морская доктрина РФ, где задачи государства в отношении СМП определены наиболее чётко), носит во многом несистемный, фрагментарный характер.

Поэтому повторим: Россия заинтересована в экономическом сотрудничестве со странами СВА, в использовании их финансовых и технологических (а при необходимости и трудовых) ресурсов для развития Севморпути и полномасштабного освоения минерально-сырьевых богатств прилегающих к нему акваторий и территорий.

Отметим и то, что успешность Севморпути как глобального проекта будет определяться не только действиями (или бездействием) самой России, но и целым рядом объективных, не зависящих от неё факторов:

- природно-климатических, под воздействием которых формируется ледовый покров Северного ледовитого океана и устанавливаются сроки навигации;

- мировой экологической и энергетической политикой, связанной с глобальными изменениями климата;

- острой конкуренцией за транзитные грузопотоки между Европой и Восточной Азией со стороны альтернативного Севморпути Северо-Западного прохода и сухопутных (автотранспортных и железнодорожных) маршрутов, особенно в рамках реализации китайской стратегической инициативы «Экономического пояса Великого шёлкового пути» (Один пояс, один путь) и др.

С учётом всей совокупности факторов, реализация проекта «Бабочка» объективно выгодна для России. Он создаёт прочную экономическую базу для обеспечения и защиты национальных, в том числе политических и военных, интересов России в Арктике, способствуя сохранению баланса сил в регионе.

В частности, крупнейшими направлениями сотрудничества в зоне Северного морского пути и на Востоке России с участием стран СВА могли бы стать:

- поиск, разведка и освоение перспективных месторождений углеводородов на шельфе Арктики и Охотского моря;
- геологическое изучение и промышленное освоение месторождений редкоземельных металлов, россыпного олова, золота, сурьмы, серебра, свинца и цинка Арктической зоны Республики Саха (Якутия) и Чукотского автономного округа;
- формирование судостроительного кластера на Дальнем Востоке;
- развитие и модернизация портов, газаней и других объектов Севморпути, включая портовую инфраструктуру, необходимую для обеспечения заправки и ремонта проходящих судов;
- реализация транспортных и инфраструктурных проектов, обеспечивающих подвоз грузов к портам Севморпути;
- участие в эксплуатации СМП;
- совместные научные исследования арктических морей, создание навигационных маршрутов и наземных станций мониторинга, проведение исследований климатических и экологических изменений в Арктике.

Что касается Южной Кореи, то для неё, как одного из крупнейших в мире импортеров сжиженного газа, освоение Севморпути открывает дополнительные возможности поставок СПГ с арктических проектов России.

В ходе обсуждения материалов по проекту «Бабочка» участники форума признали, что Севморпуть является его ключевой составляющей. В развитии СМП заинтере-

сованы все страны СВА. Более того, этот проект, решающий в том числе и геополитические проблемы, – в интересах всего человечества. Как сказал член Верховного совета партии «Свободная Корея»² Ли Чжэ Ёнг, «проект “Бабочка” может выйти за пределы региона и стать общемировой повесткой».

События последних месяцев подтверждают тезис о том, что растущий интерес стран СВА к Арктическому региону несёт для России как новые возможности, так и новые вызовы. Так, 26 января Госсовет КНР опубликовал Белую книгу по политике Китая в Арктике. В этом документе отмечается, что КНР намерена совместно с другими государствами создать морские торговые пути в арктическом регионе в рамках своей новой инициативы «Полярный Шёлковый путь». «Китайские предприятия поощряются за участие в развитии инфраструктуры для этих путей и совершение пробных коммерческих плаваний в соответствии с законодательством и соответствующим регулированием», – отмечается в документе.

В Белой книге говорится: «Китай намерен развивать добычу нефти, газа, минеральных ресурсов и неископаемых видов топлива, а также развивать рыболовство и туризм совместно с арктическими государствами, уважая традиции и культуру коренных жителей этого региона и принимая меры для защиты окружающей среды».

НАСТУПАЕТ ЭРА ТРАНСФОРМАЦИИ

Обсуждению перспектив энергетического сотрудничества в Северо-Восточной Азии была посвящена специальная сессия форума, в работе которой приняли участие специалисты Республики Корея, России и Японии. Модератором сессии выступил профессор Сеульского национального университета Шин Бом Сик, который был руководителем соответствующей экспертной группы, готовившей материалы к форуму.

Организаторы мероприятия предложили следующие темы для дискуссии:

- трансформации и трансформационные вызовы в сфере энергетики;
- пути активизации рынка природного газа в СВА (создание центра торговли данным энергоресурсом и развитие СПГ-бункеровки);
- совместное создание трубопроводных систем для поставки природного газа, а

также сетей электроснабжения «Супер-грид».

Что касается первого направления, то основными движущими силами наблюдающихся и предстоящих трансформаций являются, с одной стороны, необходимость реагирования на вызовы, с которыми сталкивается человечество в связи с изменениями климата. А с другой стороны, прогнозируемые подвижки в энергобалансе, вызванные последствиями четвёртой промышленной революции.

Эксперты YEOSIJAE признают, что в настоящее время две трети всех выбросов углекислого газа образуются от использования углеводородного топлива. Исходя из этого они пришли к выводу, что для достижения целей, установленных Парижским климатическим соглашением, национальным экономикам необходимо разрабаты-

В ходе обсуждения материалов по проекту «Бабочка» участники форума признали, что Севморпуть является его ключевой составляющей. В развитии СМП заинтересованы все страны СВА.

вать технологии по сокращению выбросов углерода либо находить новые источники энергии. В этом, собственно говоря, и заключается основная суть современных трансформаций в энергетической сфере.

Как отмечается в материалах, подготовленных институтом YEOSIJAE, осознав проблемы изменения климата, национальные экономики столкнулись с задачей кардинального изменения своих энергетических стратегий. Кроме того, это осознание привело к концентрации усилий для ускорения наступления эры высокоэффективной новой возобновляемой энергетики.

В этих условиях неизбежным становится процесс совершенствования мирового энергетического баланса, ускоряется кооперация между государствами и регионами. До конца XX века ключевой целью любой страны была энергетическая безопасность, которая предусматривала полноценные поставки нефти и обеспечение их сетями доставки. Но в XXI веке в связи с изменениями климата национальная энергетическая политика нацелена на достижение уже двух целей. Одна из них традиционная – она заключается в обеспечении энергетической безопасности, а другая – новая, направленная на сдерживание выбросов углерода.

Одновременно наблюдается и изменение отношения к атомной электрогенерации. Как отмечается в материалах, подготовленных институтом YEOSIJAE, заключение Парижского соглашения привело к тому, что сокращение выбросов парниковых газов стало актуальной проблемой для всех экономик. В связи с этим атомная энергетика начала восприниматься как наиболее привлекательная альтернатива. Если обеспечивается безопасная эксплуатация АЭС, то это позволяет вырабатывать дешёвую электроэнергию с низкими выбросами углерода. Но у атомной энергетики есть и другое лицо. Высокие утилизационные расходы и падение доверия к возможности безопасного использования формируют у людей сознание того, что атомная энергетика – это недешёвая и опасная электроэнергия. Аварии на АЭС «Три-Майл-Айленд» в США и на Чернобыльской АЭС давно нанесли огромный удар по имиджу этого привлекательного источника энергии. После аварии на АЭС «Фукусима-1» отношение к атомной энергии, как к источнику низкоуглеродной энергии, претерпевает новые изменения.

Сразу же после аварии на «Фукусиме» Япония направила свои усилия на ликвидацию атомных генерирующих мощностей. Однако в последнее время отмечается некоторое снижение интенсивности работ в этой сфере. Напротив, в Республике Корея после прихода администрации Мун Чже Ина предпринимаются попытки снижения зависимости от атомной генерации. Китай же стремится к расширению атомной энергетики для снижения зависимости от угля. Но при этом не отмечается каких-либо признаков возможных изменений в соответствующих государственных программах.

Особый интерес представляют взгляды специалистов Future Consensus Institute на вызовы и возможности, связанные с четвёртой промышленной революцией. Отмечается, что она является логическим продолжением третьей промреволюции, вызванной развитием информационных технологий. Но в то же время прогнозируется, что изменения, происходящие на этом этапе, будут качественно отличаться их от прежних. В эпоху четвёртой промышленной революции, которая отличается «гиперсвязанностью» (Hyper-Connected) и «гиперинтеллектуальностью» (Hyper-Intelligent), наша жизнь превращается в пространство, где «все вещи между собой связаны, а общество становится более интеллектуальным». Эти процессы приведут к изменениям в обществе, которые будут нарастать в геометрической прогрессии.

² Партия «Свободная Корея» – консервативная политическая партия правого толка в Республике Корея, находящаяся в оппозиции.

Как подчёркивают специалисты YEOSIJAE, для понимания сущности четвёртой промышленной революции важно осознание связи между самим процессом промреволюции и основами энергетики. Грядущие преобразования могут стать серьёзным вызовом для энергетической безопасности. Процесс внедрения инноваций и развития технологий сопровождается высоким потреблением энергии. Однако цифры, приводимые в подтверждение этих выводов, вызывают сомнения.

Так, корейские эксперты исходят из того, что распространение образа жизни, основанного на использовании технологий четвёртой промреволюции, приведёт к 2040 г. к росту объёма используемой информации более чем в 100 раз. А для обработки такого объёма информации потребуются в разы больше электроэнергии, чем можно будет производить к тому времени.

Конечно, нельзя не согласиться с выводом специалистов Future Consensus Institute о том, что все вышеперечисленные задачи не могут быть решены силами одного государства или правительства. Поиск новых источников энергии является не просто необходимостью сегодняшнего дня. Он ведёт к изменению парадигмы в сфере энергетической безопасности, стимулированию развития новых отраслей промышленности, а также закладывает основы для формирования новой системы электрогенерации и её потребления. Все эти процессы возможны только при условии развития международного сотрудничества. Причём в его рамках следует особое внимание уделить энергетической интеграции и созданию связности систем на региональном уровне.

Участвуя в работе форума в качестве приглашённого независимого эксперта по энергетике, я поддержал выводы, содержащиеся в подготовленных материалах и прогнозирующие наступление эры трансформации в ТЭК. Однако пришлось добавить, что энергетика (при всей её важности и значимости) является всего лишь частью глобальной экономики. Между энергетикой и остальной экономикой существуют и развиваются многочисленные прямые и обратные связи, наблюдается высокая степень взаимозависимости и взаимообусловленности. Поэтому картина будущего развития мировой энергетики окажется неполной без глубокого анализа всей глобальной экономики. Кроме того, следовало бы особое внимание уделить анализу факторов неопределённости.

Что же касается структуры мирового энергетического баланса, то она будет за-

Поиск новых источников энергии является не просто необходимостью сегодняшнего дня. Он ведёт к изменению парадигмы в сфере энергетической безопасности, стимулированию развития новых отраслей промышленности, а также закладывает основы для формирования новой системы электрогенерации и её потребления.

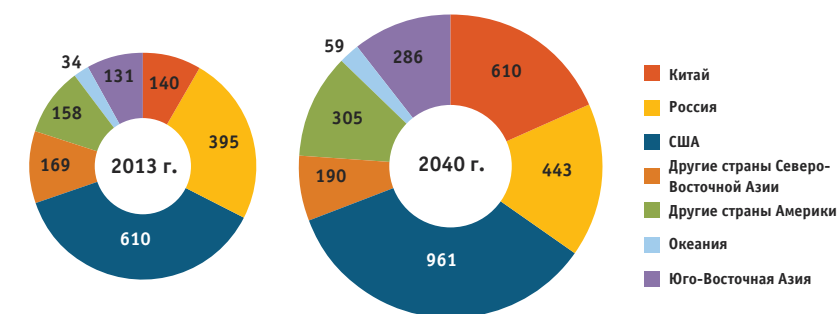
висеть от особенностей будущей экономики, сочетания в ней элементов неиндустриального, индустриального и постиндустриального развития. Именно от этого будет зависеть и выбор адекватных источников энергии. Причём определяющим фактором грядущих изменений энергобаланса, как и приоритетов развития всей мировой энергетики, прежде всего станут технологии.

ФАКТОР СЖИЖЕННОГО ГАЗА

Исследования, проведённые Аналитическим центром энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН совместно с Институтом энергетической стратегии, выявили следующие наиболее перспективные направления энергетического сотрудничества России со странами СВА, в том числе с Республикой Корея:

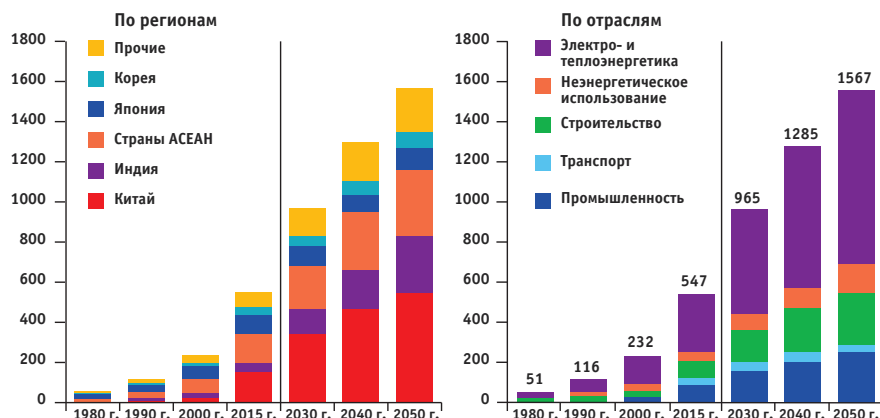
- развитие традиционной, в том числе углеводородной, энергетики;
- расширение энергетической инфраструктуры. Без этого не будет и развитого энергетического рынка, не появится возможность перехода на спотовые цены, на другие современные элементы энергоснабжения, характерные для ЕС или рынка Северной Америки;
- атомная энергетика;
- нетрадиционные источники нефти и газа. Среди них особый интерес представляют газогидраты, крупнейшие залежи которых открыты на шельфе Японии и российского побережья, в Южно-Китайском море и в других регионах. Представляется, что Китай, Япония, Россия и Республи-

Рис. 2. Спрос на природный газ по регионам в 2013-м и 2040 г., млн т н. э.



Источник: APERC, IEA.

Рис. 3. Прогноз потребления природного газа в Азии, млн т н. э.



Источник: IEA Outlook 2018.

ка Корея совместными усилиями могли бы сделать прорыв в области использования газогидратов;

- энергоэффективность и энергоэффективные технологии;

- возобновляемая энергетика, включая новые технологии и материалы для этой отрасли. ВИЭ смогут занять прочное место в структуре энергоснабжения лишь тогда, когда будет решена проблема масштабного хранения электроэнергии.

По мнению специалистов YEOSIJAE, в среднесрочной перспективе можно ожидать увеличения использования природного газа, поскольку он, несмотря на его углеводородную природу, является относительно чистым источником энергии (см. рис 2 и рис. 3).

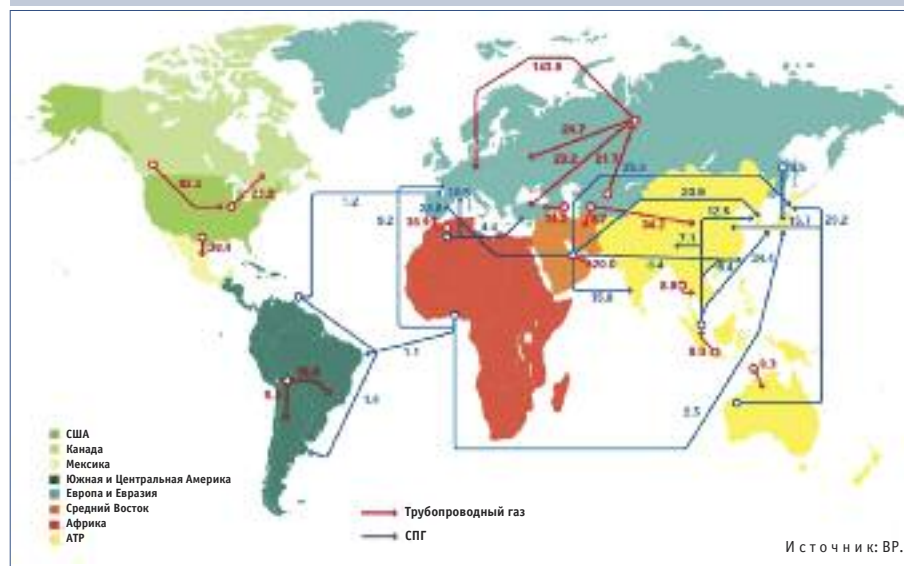
Кроме того, нельзя упускать возможности, которые открываются перед регионом вследствие начала экспорта сжиженного сланцевого газа из США. И хотя нестабильность мирового газового рынка, наблюдающаяся после «сланцевой революции», для стран СВА – это серьёзный вызов, в то же самое время она может стать и возможностью. Благодаря установлению низких цен на природный газ (вследствие падения нефтяных котировок и роста добычи сланцевого газа), государства СВА смогут выбирать между американским СПГ и традиционным природным газом из России.

Страны СВА являются крупнейшими в мире импортёрами СПГ (см. рис. 4). По итогам 2017 г. на них пришлось порядка 60% всех закупок. В частности, Япония ввезла 83,6 млн т СПГ, Китай – 38,1 млн, Республика Корея – 37,5 млн т. Ещё 16,3 млн т СПГ закупил Тайвань.

Поэтому особое место в рамках энергетического взаимодействия между странами СВА специалисты YEOSIJAE отводят вопросам конкурентного ценообразования на СПГ. Планируется создание для него регионального торгового узла, аналогичного тем хамам, которые существуют в Европе (NBP в Великобритании, BEB в Германии) и Америке (Генри Хаб в США). Это стремление сегодня особенно актуально, ведь с развитием экспорта сланцевого СПГ растёт уверенность американцев в том, что мировая цена на сжиженный газ должна формироваться исключительно в США.

На азиатском рынке в настоящее время уже функционирует несколько национальных газовых хабов – SGX в Сингапуре, JOE в Японии, SHPGX в Шанхае (КНР). Однако их торговая активность находится на низком уровне из-за различия в регуляторных механизмах стран, а также вследствие не-

Рис. 4. Межрегиональные поставки СПГ в 2016 г.



На азиатском рынке в настоящее время уже функционирует несколько национальных газовых хабов – SGX в Сингапуре, JOE в Японии, SHPGX в Шанхае (КНР). Однако их торговая активность находится на низком уровне из-за различия в регуляторных механизмах стран, а также вследствие недостаточно развитой физической инфраструктуры.

достаточно развитой физической инфраструктуры.

Согласно имеющимся прогнозам, глобальный рынок СПГ в ближайшие 10 лет столкнётся с переизбытком предложения. Его пик будет наблюдаться в 2020 г. (до 29% от предполагаемого спроса или 107 млн т в год). Эксперты YEOSIJAE рекомендуют ведущим экономикам СВА использовать это для пересмотра условий имеющихся договоров, чтобы сделать их более выгодными для покупателей.

Хотя, откровенно говоря, в последнее время цены на СПГ на основных рынках существенно выровнялись. И премиальность рынка СВА сейчас имеет чётко выраженный сезонный характер.

В целях увеличения гибкости рынка эксперты YEOSIJAE рекомендуют рассмотреть следующие меры:

- перезаключение договоров с учётом условий, выгодных для покупателя;

- кооперацию между странами-потребителями СПГ с целью выразить поставщику своё несогласие с несправедливыми условиями договора (таких как указание пунктов назначения, принцип «бери и плати») и потребовать их корректировки;

- расширение спотовых и краткосрочных сделок;

- установление базисной цены и разработку договора по привязке к хабу;

- принятие дерегуляторных мер и осуществление либерализации для становления и активизации работы регионального торгового хаба.

При этом для повышения эффективности рыночных механизмов ценообразования и максимизации общих выгод рекомендуется выстраивать систему кооперации в рамках объединения стран-потребителей СПГ в СВА.

С развитием регионального рынка сжиженного газа связано и сотрудничество в области СПГ-бункеровки. Интерес к нему повысился после того, как Международная морская организация (ИМО) в 2016 г. подтвердила ранее принятое решение о введении уже с 2020 г. глобальных ограничений по содержанию серы в судовом топливе. Переход на СПГ, как считают специалисты-экологи, является одним из наиболее эффективных способов выполнения этих новых требований.

Для бункеровки 80 тыс. судов, используемых в настоящее время в мире, требуется около 300 млн т нефтяного топлива. В денежном выражении это составляет приблизительно 120 млрд долларов. Если в будущем суда будут переведены на СПГ, то можно ожидать формирования аналогич-

ного по масштабам рынка газового топлива. По этой причине морские транспортные компании и администрации портов уделяют повышенное внимание СПГ-бункеровке. При этом во многих странах разработаны соответствующие программы её поддержки.

Эксперты YEOSIJAE отмечают, что сегодня в СВА началась конкурентная борьба между региональными игроками за лидерство в создании инфраструктуры СПГ-бункеровки. Причём эта борьба тесно связана с усилиями по созданию торговых хабов.

Не остаётся в стороне от этого процесса и Россия. В частности, уже действует Псковский завод СПГ, продукция которого идёт на бункеровку паромов в Балтийском море. Строятся и планируются к строительству ещё четыре завода, ориентированные именно на бункеровку – в Высоцке и Владивостоке, четвёртая очередь проекта «Ямал СПГ» и СПГ-Горская. На базе научно-исследовательского судна «Профессор Павловский» по заказу Минпромторга отрабатывается технология перевода судов на использование СПГ. Объединённая судостроительная корпорация, «Онежская верфь» и «Костромская верфь» разрабатывают проекты судов-бункеровщиков.

Российские специалисты считают необходимым и возможным использование СПГ как топлива для обеспечения морских перевозок не только по Севморпути, но и по всему Северному морскому транспортному коридору – от Баренцева до Берингова морей.

БЫТЬ ЛИ ТРУБЕ ИЗ РФ В КОРЕЮ?

В рамках третьего направления регионального энергетического взаимодействия (развитие энергетических сетей) в ходе форума были обсуждены два вопроса: создание трубопроводных систем поставки природного газа и сетей электроснабжения «Супергрид».

В материалах YEOSIJAE отмечается, что в обозримой перспективе сохранится тенденция роста спроса на природный газ в Азии, особенно в Китае, Республике Корея и Японии. Более того, с учётом возрастающей вероятности развития СМП наступает наиболее благоприятный момент для формирования газового рынка в СВА.

К тому же три упомянутых страны стремятся к налаживанию сотрудничества с Россией в целях увеличения доли газовой энергетики. Китай в переговорах с Москвой уже достиг определённого прогресса. Япония в ходе двустороннего саммита обсудила вопросы соединения сетей газо-

снабжения через Сахалин. В то же время Япония, проводя либерализацию национальных рынков природного газа и электроэнергии, работает над обеспечением связанности азиатского энергорынка с рынком Северной Америки. Республика Корея также не стоит в стороне. На протяжении последних 20 лет она ведёт переговоры с Россией о поставках трубопроводного газа. Сегодня эти переговоры идут параллельно с поставками СПГ. Это обусловлено как увеличением доли СПГ в общей структуре мировой торговли газом, так и тем, что он является альтернативным вариантом газоснабжения, независимым от решения северокорейского вопроса.

Россия – это единственное государство, которое может поставлять трубопроводный газ в СВА. А с учётом перспектив освоения Севморпути торговля природным газом может стать ключевым инструментом укрепления корейско-российского сотрудничества.

Как подчёркивается в материалах YEOSIJAE, Россия – это единственное государство, которое может поставлять трубопроводный газ в СВА. А с учётом перспектив освоения Севморпути торговля природным газом может стать ключевым инструментом укрепления корейско-российского сотрудничества.

Однако, по мнению корейской стороны, существует проблема – высокие экспортные цены на российский газ. Республика Корея и Япония уже готовы закупать его, но из-за высоких цен реальные объёмы поставок остаются на самом скромном уровне. Если не будет произведена разумная корректировка стоимости сырья, то сложно ожидать увеличения объёмов торговли СПГ и строительства сетей газопроводов.

Комментируя эти выводы института YEOSIJAE, пришлось напомнить, что Москва традиционно отдавала предпочтение проекту поставок природного газа из России в Республику Корея через территорию КНДР. Наличие такого маршрута позволило бы укрепить не только энергетическую, но и военно-политическую безопасность на Корейском полуострове. Соответствующие переговоры с представителями двух Корей шли почти десять лет.

Кроме того, проект по сооружению газопровода требовал существенно мень-

ших капитальных и операционных затрат, чем организация поставок того же количества СПГ. Главный его минус – высокие политические риски, связанные с ситуацией на полуострове. И именно эти риски в конечном счёте и определили судьбу проекта, не позволив реализовать достигнутые в сентябре 2011 г. договорённости.

Однако мы не исключаем возможности вновь вернуться при взаимном интересе обеих сторон к данному проекту. Об этом прямо заявил по итогам переговоров с Президентом Республики Корея Мун Чжэ Ином Президент России В. В. Путин: «Отмечу, что Россия по-прежнему готова к реализации трёхсторонних проектов с участием Корейской Народно-Демократической Республики. Речь могла бы идти о поставках в Корею российского трубного газа, интеграции электросетей, железнодорожных систем России, Республики Корея и Северной Кореи. Осуществление этих инициатив принесёт не только экономическую выгоду, но и будет способствовать укреплению доверия и стабильности на Корейском полуострове».

Конечно же, противников этого проекта за последнее время только прибавилось, да и позиция их ужесточилась. Но преимущества проекта от этого не уменьшились. Вместе с тем, российские эксперты не исключают возможности поставок трубопроводного газа в Республику Корея транзитом через Северо-Восточный Китай и Жёлтое море в объёме 12–15 млрд м³ в год.

Поддержав большинство тезисов обсуждавшихся на форуме материалов по газовой тематике, пришлось, тем не менее, выразить несогласие с выводом о том, что самая главная проблема – это высокие экспортные цены России. Пришлось сказать, что Россия, её нефтегазовые компании, продают газ по тем ценам, которые сложились на дату подписания соответствующих контрактов, по тем ценам, с которыми согласились покупатели. Конечно, время идёт, условия меняются, приходится (и необходимо) пересматривать цены. Но эти моменты также прописаны в контрактах.

По данным российских и зарубежных аналитических структур (Sberbank CIB, Moody's Analytics), порядка 90% российского СПГ продаётся по контрактам и всего 10% реализуется на спотовом рынке. Падение нефтяных котировок и одновременное ослабление курса рубля дали возможность России делать значительные скидки по контрактам, тем самым приближая контрактную цену к спотовой. Но ожидать, что российский газ будет для покупателей самым дешёвым, на мой взгляд, просто не-

реально. Посмотрите, сказал я, где расположены основные газовые месторождения РФ, какие расстояния нужно преодолеть, чтобы доставить этот газ в Корею или Японию! И добавил: «Наверное, не открою большой секрет, если скажу, что многие специалисты в России критикуют наши компании как раз за то, что рентабельность таких проектов низкая, что они грозят стать вообще неуклюжими».

АЗИАТСКОЕ ЭНЕРГОКОЛЬЦО

Большое внимание на форуме было уделено и созданию интегрированной системы электроснабжения – «Азиатского энергетического кольца» (проект «Супергрид», см. рис. 5). Соответствующую идею выдвинули президенты России В. В. Путиным и Республики Корея Мун Чжэ Ин. «Поддерживаем инициативу компаний России, Японии, Республики Корея и Китая по созданию энергетического суперкольца, которое свяжет наши страны. Для более быстрой, динамичной реализации этого проекта предлагаем сформировать межправительственную рабочую группу», – сказал В. В. Путин на II Восточном экономическом форуме.

А спустя год Мун Чжэ Ин заявил на III Восточном экономическом форуме: «Сотрудничество в электроэнергетике является задачей по созданию новой парадигмы энергетики. Желаю, чтобы Россия сыграла лидирующую роль в этом направлении. Если концепция России по энергокольцу соединится с огромной суперсетью ветроэнергетики пустыни Гоби и солнечной энергетики (+ гидроэнергетика России), то в Северо-Восточной Азии будет создаваться крупнейшее в мире энергетическое сообщество... Уверен, что за счёт сотрудничества в электроэнергетике возможно достичь одновременно промышленного развития и обеспечения мира в Северо-Восточной Азии. У меня есть амбициозное видение: с учётом формирования экономического союза в регионе и механизма многосторонней безопасности начать переговоры по созданию сети электропередачи в Северо-Восточной Азии. Предлагаю лидерам всех государств начать работу по данному направлению».

По мнению ряда участников форума, создание Азиатского энергетического кольца позволит не только успешно реализовать программы стран СВА по отказу от атомной и угольной генерации, направленные на борьбу с изменением климата и улучшением экологии, но и обеспечить стабильность работы газовых тепловых электростанций.

Рис. 5. Концептуальная схема Азиатского энергетического кольца (проект «Супергрид») в трактовке участников форума



Источник: Future Consensus Forum 2017.

В то же время необходимо отметить, что формирование Азиатского энергетического кольца в формате проекта «Гобитек» объективно снизит потребности в природном газе северо-восточных районов Китая.

В целом же участники дискуссий в рамках форума пришли к выводу о том, что необходимо найти способы для перевода проекта «Супергрид» в практическую плоскость. При этом требуется достичь чёткого консенсуса по вопросу обеспечения гарантированного дохода и его справедливого распределения между частными компаниями стран-участниц.

Согласились участники форума и с тем, что успешность реализации проекта «Супергрид» будет зависеть не столько от технологических и экономических аспектов, сколько от уровня доверия между странами, входящими в проект. Неслучайно один из выступающих, говоря об опасности того, что кто-то может «вырубить рубильник» в объединённой сети, вспомнил старую китайскую пословицу: «Не хвост должен влиять собакой, а собака хвостом».

В формировании такого доверия, как части всей внешней среды для перспективного развития мировой энергетики, и заключается смысл деятельности Future Consensus Forum.

Также участники форума были едины в том, что для обеспечения эффективного энергетического сотрудничества нужна политическая воля руководителей государств СВА. Необходимо продолжить консультации на межгосударственном уровне и совместные исследования в данных

областях силами лучших мозговых центров этих стран.

Подводя итоги работы форума, спикер Национальной Ассамблеи Республики Корея Чон Се Гюн подчеркнул значимость межгородского, энергетического и финансового сотрудничества в СВА. Он предложил вместе обсуждать эти проблемы.

Среди основных выводов, сделанных в ходе форума, хотелось бы отметить следующие:

- энергетическое сотрудничество в Северо-Восточной Азии может быть реализовано, только если будет поддержано со стороны политических кругов;
- система мира в СВА – это формирование многостороннего механизма безопасности, совместное продвижение ликвидации ядерного оружия на Корейском полуострове, совместные усилия по убеждению КНДР в том, что в развитии ядерного оружия нет необходимости;
- требуется механизм долгосрочного партнёрства между странами региона. Основными факторами здесь являются политическое решение и стратегический диалог между странами;
- необходима смена парадигмы капитализма во благо общества, которая позволит решить проблему социального неравенства.

В целом же работа форума стала пусть и небольшим, но важным шагом в направлении формирования благоприятной внешней среды как для глобального экономического роста, так и для перспективного развития мировой энергетики. ■



Caspian Oil&Gas
Azerbaijan

ufi
Азербайджан
Events

25-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ

www.caspianoilgas.ru

**29 МАЯ – 1 ИЮНЯ
2018**

БАКУ, АЗЕРБАЙДЖАН

**ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В АЗЕРБАЙДЖАНЕ**

ОРГАНИЗАТОР



**CONNECTING
YOUR BUSINESS
TO THE WORLD**

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

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

Впереди – шесть лет проблем и свершений

Какой будет «нефтегазовая повестка» нового срока президентства Владимира Путина?

Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

Выборы президента в России, как и в любой большой стране, имеют не только внутреннее, но и широкое международное измерение. Голосование 18 марта, помимо всего прочего, было призвано выявить, поддерживает ли большинство населения РФ тот отпор антикремлёвскому давлению, который последовательно давала Москва начиная с 2014 г. И что же подтвердилось?

Более трёх четвертей пришедших к урнам избирателей одобрили прежде всего твёрдость Владимира Путина и его команды. Поддержали его дипломатичную, но всё же решительную реакцию на все нацеленные против нас рестрикции, как и на глобальный прессинг в целом.

НЕФТЯНИКА ОБИДЕТЬ МОЖЕТ КАЖДЫЙ

А ведь антирыночные, граничащие с запретно-силовыми меры США, ЕС и их союзников, лишь усиливающие нашу потребность в сплочении, нарастают. И простирается эта кампания от кредитно-финансовых и оборонно-экспортных табу до секторально-энергетических ограничений, нацеленных на удушение нашего ТЭК. Положение серьёзное. Однако не только нефтяники и газовики, но и те граждане России, которые не имеют прямого отношения к НГК, высказались в большинстве своём однозначно: не сдаваться, но и, разумеется, не впадать в диалог с заграницей в сверхагрессивность.

Зададимся чисто теоретическим вопросом: что означала бы для российского нефтегаза победа каких-либо других (левых или правых) политических сил? К примеру, претендентка на пост президента РФ Ксения Собчак определила своё



отношение к вкладу углеводородного ТЭК в благополучие страны довольно странным образом: *«Прежде всего, нефтяные деньги... Мы не заработали эти деньги тяжёлым трудом, нужно научиться уважать достоинство труда»*. И ведь сказано это было в Колумбийском университете Нью-Йорка, да ещё под сводами Института имени Аверелла Гарримана! Именно он, создавая схему нефтепродуктового лендлиза для СССР в роковом 1941 г., исходил из необходимости тесного взаимодействия американских и советских нефтяников ради победы в «войне моторов». Да и мысль о том, что труд нефтяников и газовиков является нетяжёлым и неинтеллектуальным, мог допустить только человек, весьма далёкий от реалий отрасли.

Ну а издания КПРФ опровергали уважительный подход Кремля к нефтегазовому сектору по-своему. Не так, как Ксения Собчак, но тоже обидно. *«Наши глав-*

ные нефтегазовые компании работают крайне неэффективно», – писали в «Правде» в разгар предвыборной кампании Василий Симчера и Михаил Абрамов. При этом они противопоставили российский отраслевой опыт последней четверти века... американскому. Забыли лишь про то, что за океаном начиная с 1990-х во весь рост поднялись (параллельно с ТЭК) новые отрасли. А у нас тем временем упали на колени ранее авангардные советские промышленные секторы: текстильное производство, приборостроение и даже лесная промышленность. Поэтому именно на станом хребте российской «нефтянки» продолжал из последних сил держаться весь социально-экономический комплекс страны. И утверждать, что он при этом был неэффективным, мягко говоря, несправедливо.

Свои претензии к ТЭК существуют не только у прозападников и коммунистов, но и у националистов и политиков антирыночного (или, как говорят у нас, антиолигархического) толка. Вот и посудите сами: стоило ли работникам топливно-энергетической сферы голосовать за тех, кто не ценит их труд и не понимает (или делает вид, что не понимает) значения НГК для российской экономики? Если бы любой другой ответственный политик провёл последние шесть лет у штурвала страны, он наверняка отстаивал бы (другой вопрос, с каким успехом) те же позиции, что и Владимир Путин. Отстаивал бы не только понимание того, что у России своя судьба. В частности, он защищал бы внутренние и внешние интересы углеводородного ТЭК как первоосновы нашего национального дохода.

А покушение на эти интересы – налицо. Встав на путь нечестной конкуренции, США стремятся закрыть «рыночный горизонт» крупнейшим российским нефтегазовым проектам, в первую очередь по освоению шельфа и нетрадиционного углеводородного сырья (баженовской свиты).

В тисках санкций

Мы хорошо помним о тормозящих наше развитие мерах, принятых высокоразвитыми членами «международного нефтегазового клуба» в последние годы. Седьмого марта Минэнерго РФ представило проект доработанной Доктрины энергетической безопасности страны. В содержащихся в данном документе оценках и выводах нет ни малейшего приукрашивания действительности. Губительно-подрывная нацеленность секторальных санкций, набравших в течение последних четырёх лет воистину чудовищные обороты, раскрыта подробно и системно.

Российскую доктрину, принятую в первоначальном виде шесть лет назад, решили актуализировать после введения санкций, а заодно и продлить срок действия документа. Это вполне логично, учитывая, что санкции принимают долгосрочный характер, выглядят уже не единовременной реакцией на те или иные шаги Москвы, а исторически отработанным, привычным для США рычагом сдерживания России. Об этом Владимир Путин честно сказал в своём предвыборном интервью, беседуя с телеведущей американского канала NBC Мегин Келли.

Согласно обновлённой Энергодоктрине РФ, дискриминационный курс США и их союзников стал угрозой для нашей энергетической безопасности. Такая политика, что отмечено в тексте, проявилась «во вводе ограничений на доступ нефтегазовых игроков к современным технологиям и оборудованию». Кроме того, этот курс, метко названный одним моим знакомым экспертом «линией углеводородного разрыва и неприязни», грозит топливно-сырьевому суверенитету РФ ещё по одной причине. Это запрет на привлечение долгосрочного финансирования и на организацию совместных предприятий с иностранными компаниями.

Не только Соединённые Штаты, Евросоюз, но и Норвегия, Канада, Австралия, Япония и некоторые другие постиндустриальные государства намерены и впредь ставить нам неэтичные, подчас злокозненные подножки. Мешать осуществлению планируемых Москвой проектов по добыче и транспортировке энергоресурсов. Исключения же (к примеру, отдельные поблажки от Норвегии или Японии в Арктике) возможны, но в любом случае незначительны.

С другой стороны, какой эффект дали все эти ограничения? Углеводородов в РФ добывается больше, чем прежде производилось во всём Советском Союзе.

Если в 2017 г. нефтедобыча слегка снизилась, то это вовсе не результат некоего отраслевого коллапса, а следствие добровольного ограничения производства «чёрного золота» в рамках соглашения «ОПЕК+». А вот газодобыча и экспорт «голубого топлива», причём в дальнее зарубежье, уверенно увеличились. Вопреки всяческим санкциям, Европа поставила рекорд по закупкам российского газа – свыше 193 млрд м³!

Отнюдь не случайно директор Национальной разведки США Дэниел Коутс писал 6 марта в докладе о глобальных угрозах Соединённым Штатам, что Москва переносит санкции и даже противостоит им весьма успешно. *«Россия продолжает работу по подрыву единства Запа-*

Не только Соединённые Штаты, Евросоюз, но и Норвегия, Канада, Австралия, Япония и некоторые другие постиндустриальные государства намерены и впредь ставить нам неэтичные, подчас злокозненные подножки. Мешать осуществлению планируемых Москвой проектов по добыче и транспортировке энергоресурсов.

да в вопросах санкций и поддержки Киева, и в целом Кремль справляется с санкциями на нынешнем уровне», – отметил Коутс. Вследствие того что ни оборонку, ни «нефтянку» РФ так и не удалось, повторяя слова Обамы, «разорвать в клочья», тот же Коутс хочет перейти в дуэли с Кремлём к так называемому плану «Б». Но уверен ли сам разведчик номер один в том, что «Б» окажется удачнее, чем «А», и что он не приведёт к ещё более впечатляющему сплочению россиян?

В Арктику – без аврала

Первое поколение российских младореформаторов ельцинского призыва неустанно боролось с так называемым разорительным наследием советской гигантомании, прежде всего в Заполярье.

В конце 1980-х, когда автор этих строк, будучи заместителем редактора «Правды», работал в отделе международной информации, Егор Гайдар возглавлял у нас отдел экономики и был членом редколлегии. Хорошо помню, насколько убеждённо он критиковал дорогостоящее создание больших городов и ком-

фортабельных посёлков для нефтяников и газовиков в Арктике.

Прошло ещё несколько лет, и одна из ведущих негосударственных компаний России открыто взяла курс на переход к чисто вахтовому методу освоения крупнейших месторождений Сибири. Особенно активно очернялась идея полномасштабного, стоящего триллионы рублей освоения Северного морского пути. И вот тут, как назло для непримиримых критиков советского наследия, вековые ледовые торосы – благодаря глобальному потеплению – начали отступать от тундровой кромки!

Стало ясно: ещё пара десятилетий, и караваны не только нефтевозов, но и специальных танкеров с ямальским и в перспективе таймырским СПГ смогут ежегодно в течение трёх месяцев проходить вдоль берегов Евразии на Дальний Восток вообще без ледоколов! Перенасройка арктических топливно-сырьевых планов РФ, с учётом перспективной роли Севморпути, несказанно рассердила западных конкурентов. Ещё недавно они высмеивали полярный замах нашего ТЭК как «отрыжку коммунизма», а теперь нацелили против этого феномена львиную долю своих санкций.

Могущественной ExxonMobil, имевшей сравнительно недавно 10 инвестиционных программ в РФ, но оставшейся всего лишь с одним апстрим-проектом, пришлось демонтировать свои буровые платформы в Карском море и эвакуировать их оттуда, а ведь это недёшево! Так что же, спрашивается, предстоит нам делать на углеводородных месторождениях и на терминалах Арктики в течение очередного срока путинского президентства? Неужто следует бросить, причём безоглядно, все силы на реализацию арктических проектов, дабы свести на нет эффект санкций?

Похоже, оппоненты надеются как раз на это. Представитель зарубежной компании признался мне в кулуарах одного нефтегазового форума: «Мы хотим, чтобы с вашим 15-летним отставанием по ряду видов современного оборудования для труднодоступных недр вы с головой окунулись в эту захватывающую тему, сколько бы она ни стоила». Но вот увидите: стратегический конкурент этого от нас не дожждётся. Российское машиностроение для ТЭК, конечно, будет развиваться, но без ударного ажиотажа. Да и признаемся честно: солидных бюджетных заделов для этого нет ни у государства, ни у компаний. И Путин, и Медве-

дев уже не раз давали понять, что в новых условиях страна станет осваивать топливно-сырьевой потенциал Заполярья без разорительных авралов – поэтапно. Недаром освоение Штокмановского месторождения признано нерентабельным в нынешних рыночных условиях...

Так какого же компенсационного манёвра в отечественной «нефтянке» надо в таком случае ожидать в ближайшие шесть лет правления Путина? Перечитай-те то, что он сказал за последнее время о недооценённом значении малого и среднего бизнеса – о задачах его творческого раскрепощения, – и вы многое поймёте. Уже подсчитано: если дать нашим малым и средним нефтегазовым компаниям хотя бы половину налоговых льгот, предоставленных их аналогам в Соединённых Штатах, то они запросто компенсируют временное замедление освоения Арктики. И станут добывать уже не 5, а свыше 40 млн т нефти в год! Нет, никто не говорит, что Кремль откажется от стратегической ставки на крупные ВИНК, но всё-таки подспорье будет весомым.

Да и вообще следует внимательнее анализировать то, что происходит в российской экономике в целом, и безбоязненно проецировать всё передовое на углеводородный сектор. Превращать хотя бы часть обрушившихся на нас с Запада минусов в плюсы. Не всегда будет получаться? Ничего страшного!

ДВА ПРОСТРАНСТВА НЕФТИ

Специалисты справедливо называют курс почти двух путинских десятилетий в углеводородном ТЭК взвешенно-центристским и не подверженным ни «рыночному абсолютизму» с покорностью перед циклической рыночной стихией, ни популистскому радикализму. Но в ближайшие годы необходимо чётко ответить на вопрос о том, каким должно быть оптимальное «разделение труда» между государством и нефтегазовым бизнесом.

Свой вариант предложили со страниц «Международной жизни» два именитых автора – председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России Юрий Шафраник и директор ИЭОПП РАН Валерий Крюков. Для солидного научно-политического журнала, выходящего под эгидой МИД РФ, на первый взгляд скромный трёхстраничный объём публикации маловат. Зато глубока постановка коренного вопроса о предстоящем, как минимум до середины следующего десятилетия, соотношении в рамках нашего топливного комплекса. То есть о балансе между базо-

Проекты по разведке и добыче становятся по всему миру более сложными и наукоёмкими. Их реализуют всё чаще не гиганты, а малые и средние инновационные компании с творческими, прорывными методами. Они успешно конкурируют с тяжеловесными ВИНК.

выми прерогативами российской власти и рычагами отраслевого предпринимательства. Этот баланс задач и полномочий лучше всего выявлен на стыке двух важнейших смысловых пластов нашего ТЭК, которые обозначены в самом заголовке статьи – «Два пространства нефти».

Авторы дают нам понять, между какими сферами углеводородной экономики может пролегать почти невидимая, но важная разграничительная линия в годы очередного президентства Путина. Они используют два взаимно перекликающихся понятия – «пространство нефти» и «нефть в пространстве». И если в первом формате главная, почти сольная партия отдана бизнесу с его особым мышлением, рыночной мотивацией и конъюнктурным риском, то во втором случае дело обстоит наоборот. По мнению авторов, опрометчивым было бы «полагаться только на то, что бизнес всё знает и всё сделает сам». «Поэтому ключевыми становятся вопросы государственной научно-технологической политики», – резюмируют они.

Начнём с «пространства нефти». Это – совокупность внутриотраслевых проблем и связей, интриг и договорённостей, альянсов и конфликтов. В абсолютных объёмах это пространство продолжает расти, но в пропорциональном плане, на фоне истощения традиционных ресурсов и подъёма альтернативной энергетики, идёт его постоянное сжатие. А значит, как пишут Шафраник и Крюков, надо чётче понять, что и как будет «потом»! Проекты по разведке и добыче становятся по всему миру более сложными и наукоёмкими. Их реализуют всё чаще не гиганты, а малые и средние инновационные компании с творческими, прорывными методами. Они успешно конкурируют с тяжеловесными ВИНК. Да и для независимых сервисных подрядчиков такие объекты становятся главной сферой приложения усилий.

К сожалению, как отмечают авторы, в России «данный процесс затормозился, а

в последние годы имеет отрицательную динамику». Переломить тенденцию к отраслевой гигантомании, застолбить для малых инновационных предприятий выгодные ниши в геологоразведке и добыче – задача предстоящих лет. Понадеемся же на то, что неоднократно отложенные в 2017 г. заседания Энергетических комиссий при президенте и главе правительства РФ не только состоятся в ближайшее время, но и дадут бизнесу назревшие ориентиры. А уж он, в соответствии с концепцией «пространства нефти», оправдает ожидания и не станет заново превращать углеводородный ТЭК в зону монопольного доминирования вертикально интегрированных титанов.

Теперь коротко о «нефти в пространстве». Это, как говорилось выше, – категория в основном государственной политики, причём, скорее, не региональной, а федеральной. Было бы неверным полагать, что стратегическая география размещения активов российского углеводородного ТЭК в течение прежних президентских сроков Путина всегда была безупречной. Шафраник и Крюков пишут: «Нам нужно включение в систему глобальных экономических связей, но не любой ценой». «Так, при реализации нефтегазовых проектов на востоке страны приоритет пока имеют припортовые и приграничные территории – Амурский ГПЗ, Находкинский НПЗ, нефтехимический Восточный комбинат – всецело экспортно-ориентированные мощности. Но должна присутствовать и внутренняя пространственная составляющая подобных проектов (например, в виде производств, ориентированных на местные рынки и работающих в тесной пространственной кооперации)», – отмечают авторы.

К сожалению, в советское время директивно-плановые органы СССР мало заботились о необходимом и, казалось, естественном тяготении нефте- и газопереработки, нефтехимии и иных центров даунстрима к внутренним районам страны. Интернационально-братский подход к разделению труда между союзными республиками и автономиями в сфере ТЭК довёл до того, что практически все новые НПЗ были сооружены за пределами России и сегодня работают против её интересов, а то и непосредственно на инфраструктуру НАТО. Конечно, сегодня ситуация принципиально иная. Но определённую долю геополитической осторожности следовало бы, тем не менее, проявить и в нынешних условиях. Помимо обращённого к внешним рынкам пе-

риметра границ РФ существует и её опорное территориальное ядро. И необходимо задуматься о развитии энергетической инфраструктуры в этой глубинке.

Идём на юг!

Прогнозы аналитических агентств и новостные ленты СМИ полны ложно-сочувственных пророчеств. Дескать, поссорив российскую «нефтянку» с Западом, Президент РФ толкает её на Восток, где у нашего энергобизнеса почти нет коммерческих связей.

Но, во-первых, Запад (а это не только Америка) пока ещё не сказал последнего слова. Зампред правления «Газпрома» Александр Медведев предупредил европейцев в своём недавнем интервью для Reuters: даже если не чинить препятствий «Северному потоку – 2» и «Турецкому потоку», да и гостеприимно принять американский СПГ, то Старому Свету может всё равно не хватить к 2025 г. «глубокого топлива». Так что решать будущее энергодиалога с Россией надо прямо сейчас. На Западе задумались. И пусть думают, пока не поздно.

Во-вторых, путинская энергостратегия на Дальнем Востоке реалистична и не сулит сразу многомиллионных дивидендов. Она далека от самоуверенных намерений полностью заменить поставки энергоресурсов на Запад экспортом на Восток. Мы отчётливо видим, насколько не нравится Соединённым Штатам идея создания электроэнергетического кольца, которое связало бы потребителей и генерирующие мощности России, Южной Кореи, Японии, Китая и Монголии. Видим, как тормозятся планы прокладки подводных газопроводов к Корейскому полуострову и острову Хоккайдо. Читаем, как китайцы, имея на это полное право, делают свою газовую ставку не только на «Силу Сибири» и ближневосточный СПГ, но и на разработку кладовых Аляски и на закупку сжиженного газа у США. Поэтому напрасно вашингтонские и брюссельские политики высмеивают, а то и примитивизируют кремлёвский топливно-энергетический курс на Восток.

Очередные шесть лет путинского правления наверняка ознаменуются ещё и мощным энергетическим броском на юг Евразии, к берегам Индийского океана. Но не для того чтобы, как в своё время призывал Владимир Жириновский, омыть там сапоги российских солдат, а чтобы осуществить масштабные и взаимовыгодные инвестиционные и топливно-энергетические программы в этом регионе.

Очередным этапом тесного партнёрства в сфере ТЭК станет развитие диалога с соседями по Евразийскому экономическому союзу с населением 182 млн человек, созданному 29 мая 2014 г. ЕАЭС преодолел возникшую после запуска санкционной войны тенденцию спада товарооборота. Всего за половину 2017 г. взаимная торговля увеличилась на 27%. Заработал Таможенный кодекс. Белоруссия и Армения, больше всего нуждающиеся в импорте природного газа, получили скидку со 165 до 150 долларов за 1 тыс. м³. В 2019 г. ЕАЭС объявит о запуске единого рынка электроэнергии, а в 2025 г. – о создании единого финансового рынка и

Очередные шесть лет путинского правления наверняка ознаменуются ещё и мощным энергетическим броском на юг Евразии, к берегам Индийского океана. Но не для того чтобы, как в своё время призывал Владимир Жириновский, омыть там сапоги российских солдат, а чтобы осуществить масштабные и взаимовыгодные инвестиционные и топливно-энергетические программы в этом регионе.

рынка нефтепродуктов, что особенно важно для Казахстана и Киргизии.

Крепнет энергетическое партнёрство и с теми экс-советскими республиками, которые не входят в ЕАЭС. Увереннее осуществляются совместные проекты с Азербайджаном и Узбекистаном. Улучшились отраслевые связи с нейтральным Туркменистаном. Так, с Ашхабадом достигнуто взаимопонимание по вопросу о возможности повторного подключения этой газодобывающей державы к старой советской трубопроводной системе Средняя Азия – Центр.

Продвинувшись вперёд при Путине призван и энергодиалог со странами Персидского залива. Задел для этого создан во время его предыдущего президентского срока, в дни визита короля Саудовской Аравии в Москву. Переговоры на высшем уровне помогли не только продлить сделку «ОПЕК+», но и сформировать Российско-Саудовский инвестиционный фонд. Удалось оказать содействие нашим компаниям – «Новомет» и «Евразия», – привлечь «королевство пустыни» в проекты

«НОВАТЭКа» на Ямале и согласовать участие российских игроков в IPO 5-процентной доли Saudi Aramco (хотя этот биржевой дебют и был отложен до 2019 г.).

Да и деловая экспансия нашего ТЭК на Ближнем Востоке должна расширяться. Это касается не только Ирака, где «ЛУКОЙЛ» возместил свои исторические 6-миллиардные затраты на Западной Курне – 2 и где успешно работают «Роснефть» и «Газпром нефть». Речь и об инвестиционных сделках с участием Катара, хотя он и готовится уступить китайскому претенденту львиную долю своего пакета акций «Роснефти».

Нет сомнений и в том, что в предстоящие шесть лет российские игроки войдут с проектами в Иран, причём независимо от того, обрушатся ли на Исламскую Республику повторные санкции США (особенно теперь, после отставки госсекретаря Рекса Тиллерсона). Тегерану лишь необходимо принять такое инвестиционное законодательство, которое бы по-настоящему стимулировало иностранные вложения в ТЭК. И кто знает, быть может, не пресловутые «путинские происки», а сама жизнь вовлечёт наших иранских друзей в те региональные программы, из которых Америка упорно их выталкивала. Вот, к примеру, прославленный трубопроводный проект ТАПИ. Затяян он был по американской инициативе для поставок газа из Туркмении в Пакистан и Индию через расколотый кровавым конфликтом Афганистан. В общем, в обход любых иранских и российских поставщиков или посредников. И что в итоге? Тянуть артерию через взрывоопасный Афганистан оказалось всё же нежелательно. Похоже, Иран, как непосредственный сосед Пакистана, может взять на себя роль поставщика энергоресурсов в эту страну.

Но ключевым ориентиром для компаний российского углеводородного ТЭК на южном направлении станет, безусловно, Индия с её огромным населением и экономическим бумом. Американцы на южноазиатском субконтиненте влиятельны и сильны. И затяжной, даже зигзагообразный сюжет с покупкой «Роснефтью» 49-процентной доли тамошней Essar Oil, включая жемчужину нефтепереработки – НПЗ «Вадианар», наглядно это подтверждает. Но в конечном счёте игра стоит свеч: и капиталовложения индийских акционеров в восточносибирское месторождение Ванкор, и заинтересованность индийских инвесторов в освоении российской Арктики – убедительные тому свидетельства. ■

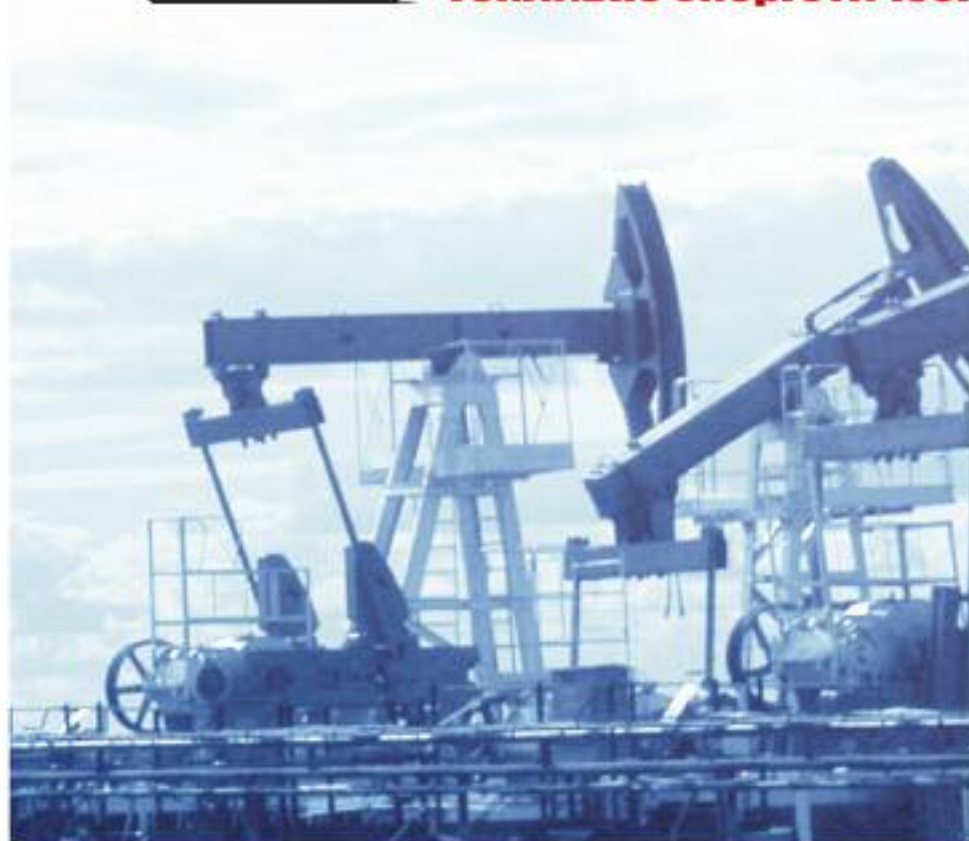
XXV специализированная выставка



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

Цифровизация: люди и культура важнее технологий



www.kpmg.ru

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

Цифровая трансформация, диджитализация, цифровизация – сегодня эти термины знакомы практически каждому. Правительство России в июле 2017 г. утвердило курс на цифровизацию, и теперь перед экономикой страны стоит задача превратиться в инновационную индустрию, в полной мере использующую возможности новой промышленной революции 4.0.

Нет практически ни одной индустрии, которая бы сейчас не принимала во внимание новые цифровые тренды и технологии. Российский нефтегазовый сектор – не исключение, и он уже активно включился в процесс цифровизации. Лидеры нефтегазовой отрасли не первый год в пилотном режиме внедряют цифровые технологии в ключевые сегменты разведки и добычи, переработки, логистики и сбыта. Среди нефтегазовых компаний активно идёт процесс подготовки и реализации стратегий цифровой трансформации. Компании начинают системно внедрять цифровые решения в рамках сформированных дорожных карт.

В ЧЕМ ОПАСНОСТЬ?

Итак, казалось бы, вызов принят и подготовлен подобающий ответ: проанализирован опыт международных лидеров нефтегазовой отрасли, составлены реестры цифровых инициатив, из них выбраны наиболее приоритетные и применимые к отечественной отрасли, и вот, наконец, приступаем к внедрению. Но нет ли тут какой-то опасности и рисков?

Многие эксперты сходятся во мнении, что существует риск того, что, просто скопировав продукты, идеи и инициативы, проросшие на чужой почве (в корпоративной культуре компании наилучшим образом отвечающей требованиям цифровой трансформации), мы не сможем полноценно привить их у себя и в дальнейшем самостоятельно и эффективно использовать и развивать. Не изменив корпоративной культуры, компании автоматически программируют себя на постоянное технологическое отставание. Многие инициативы будут внедряться с большим трудом или вовсе не внедряться, а вместо предложения своих идей будут постоянно копироваться чужие, причём с отставанием в несколько лет (начинаем применять технологию в тот момент, когда лидер её уже внедрил и переходит к следующему технологическому уровню).

Несмотря на то что термин «цифровизация» появился относительно недавно, само явление уже несколько лет представляется объектом внимательного изучения со стороны мирового и отечественного бизнес-сообщества. Этот интерес объясняется прежде всего тем, что в высококонкурентной среде цифровизация воспринимается не только как возможность для дальнейшего технологического развития, но и как определённая угроза для существующей бизнес-модели компании.

Неужели нереализованная цифровая трансформация может быть угрозой для устоявшегося бизнеса? Ответ – да, может. Представьте себе конкурента, который, используя искусственный интеллект, выполняет все операции значительно быстрее, эффективнее, существенно снижая при этом себестоимость своей продукции и повышая объёмы продаж. При этом роботы оптимально производят бурение на основании анализа огромных массивов данных, аналитические системы помогают контролировать прибыльность каждой скважины, а предиктивная аналитика позволяет оптимально проводить обслуживание оборудования. Сегодня эти и многие другие цифровые технологии уже внедрены и совершенствуются далее мировыми лидерами нефтегазовой отрасли, приводя к повышению прибыльности в целом.

Сейчас всё чаще ставится вопрос буквально так: цифровизируйся или умирай. Если вопрос готовности и желания компании к успешной цифровой трансформации является чуть ли не вопросом жизни и смерти, то крайне необходимо научиться выделять и управлять составляющими успешной цифровой трансформации. Это приводит к появлению понятия «цифровой зрелости» компании, то есть степени её готовности к цифровым преобразованиям и способности успешно внедрять цифровые инициативы.

ЦИФРОВАЯ ЗРЕЛОСТЬ: СЛАГАЕМЫЕ УСПЕХА

О цифровой зрелости написано немало, в то же время взгляды большинства экспертов схожи в отношении ключевых составляющих условий данной зрелости. Итак, с точки зрения цифровизации, зрелая компания должна обладать следующими качествами:

¹ См.: <http://static.government.ru/media/files/9gFM4FHj4PsB79I5v7yLVuPgu4b7R7M0.pdf>

1. Уметь эффективно реализовывать кросс-функциональные задачи и проекты (Collaborative).

Цифровая трансформация – это не просто внедрение новых цифровых технологий, это внедрение, которое зачастую требует пересмотра самой бизнес-модели. Компания не просто получает инструмент, позволяющий ей работать эффективнее, но также и технологию, максимальную отдачу от которой возможно получить, только изменив сам образ действий, изменив бизнес-модель. В связи с этим зачастую внедрение цифровых инициатив – это кросс-функциональные проекты, требующие значительного вклада и открытого обсуждения со стороны представителей многих департаментов компании. Как спортивный тренер не может изменить атлета без его собственных усилий, так и команда технических специалистов никогда не сделает бизнес по настоящему цифровым без активного участия самого бизнеса в цифровой трансформации.

2. Итеративный, гибкий подход (Agile).

Цифровизация означает инновации, а инновации – это зачастую исследования, эксперименты: попробовал, проанализировал результаты, изменил условия, попробовал снова. Если мы оказались в темноте, то движемся небольшими шагами, на ощупь, постоянно контролируя пространство перед собой, мы не делаем больших шагов и не пытаемся совершить прыжок в таких непривычных и сложных для себя условиях. Точно так же и руководству компании необходимо использовать эджайл² подходы к внедрению инновационных цифровых технологий, двигаться итеративно, оперативно внося коррективы в свои действия, шаг за шагом приближаясь к зрелому решению, максимально соответствующему потребностям компании и бизнеса. В то же время, чтобы эджайл подход действительно начал приносить плодотворные результаты в проектном управлении, важно сделать гибкими процессы бюджетирования и согласования финансирования проектов.

3. Толерантность к риску (Risk-tolerant).

Термин «эджайл» родился более 15 лет назад в области разработки программного обеспечения. Его суть в том, чтобы реализовывать проект методом итераций, постепенно наращивая и корректируя функционал системы на каждом новом этапе процесса, постоянно получая обратную связь от бизнес-пользователей. Методология «эджайл» зачастую противопоставляется классическому для таких отраслей, как, например, строительство, методу «водопада». В случае водопада требуется описать 100% будущего функционала системы на начальном этапе проекта и только после этого приступить к дизайну системы. Эджайл можно представить как серию коротких проектов, каждый из которых представляет собой мини-водопад. Почему методология «эджайл» эффективнее и в конечном итоге дешевле? Дело в том, что на начальном этапе проекта практически невозможно предвидеть и сформулировать требования к системе, пытаюсь предусмотреть всё, часто «на всякий случай» в требования включается не критичный и в большинстве своём невостребованный на этапе эксплуатации будущей системы функционал. Таким образом, водопад – это когда долго собираются требования и в результате получается дорогая система, с одной стороны, с избыточным, а с другой – одновременно недостаточным функционалом, причём данный факт обнаруживается очень поздно, когда уже потрачены значительные средства и упущено драгоценное время.

Экспериментирование – неотъемлемый элемент цифровизации, это некий риск, возможность неудачи (в противном случае он не был бы экспериментом). Если двигаться гибко (на базе эджайла), небольшими шагами, небольшими пилотными проектами и инвестициями, аккуратно прорабатывая различные инициативы и сценарии их применения, быстро внося коррективы в дорожную карту, то эти риски становятся управляемыми и ограниченными. Но если компания не толерантна к риску, а отрицательный результат, пусть даже небольшого и недорогого проекта, недопустим, то сотрудники никогда не выступят инициаторами инновационного проекта и будут стараться избегать участия в таких неблагодарных и рискованных для себя инициативах.

4. Привлечение талантов и постоянное обучение.

Внедрение цифровых инноваций и цифровая трансформация – это непрерывный процесс, в котором активное участие должны принимать представители всех подразделений компании. При этом очень важно, чтобы сотрудники на постоянной основе обучались и обновляли свои профессиональные знания и навыки и были готовы к инновациям и генерированию новых идей.

Одновременно с этим компании нужно стараться быть привлекательной и интересной для молодых талантов. Цифровизация использует новейшие, прорывные технологии, которые постоянно появляются и развиваются. Сейчас средний возраст специалистов, глубоко занимающихся аналитикой больших данных, искусственным интеллектом, роботизацией – двадцать пять лет. Для таких молодых сотрудников важным фактором мотивации к работе является наличие и постоянный поток интересных задач и проектов.

Цифровая трансформация в нефтегазовых компаниях, несомненно, несёт в себе огромный потенциал для повышения эффективности и развития отрасли. При внедрении сложных, требующих глубокой экспертизы и анализа большого количества факторов процессов, характерных для нефтегазовой отрасли, цифровизация может дать значительный экономический эффект. В то же время ключ к успешной цифровизации отрасли лежит не столько в технологической, сколько в гуманитарной плоскости, и прежде всего – в людях.

Очень важно создать и развить корпоративную культуру и экосистему, словно плодородную почву, обеспечивающую максимально благоприятные условия для реализации цифровых инициатив в компании. И хотя эти изменения уже происходят (концепции «эджайл», «пилот», «спринт» звучат всё чаще на совещаниях и в отдельных случаях применяются на практике), необходимо, чтобы руководители нефтегазовых компаний выступали в роли лидеров и проводников на пути к цифровой зрелости, активно поддерживая и мотивируя не только внедрение цифровых инициатив, но и необходимые для цифровой трансформации изменения в корпоративной культуре. ■

² Agile – перевод с англ. языка: гибкий и адаптивный, быстро реагирующий на изменения.



Управляем будущим сегодня

Уже более 27 лет КПМГ тесно взаимодействует с компаниями нефтегазовой отрасли, оказывая им консультационные, аудиторские и налоговые услуги.

Многие наши продукты сегодня основаны на современных технологиях в области искусственного интеллекта и машинного обучения. Они позволяют решать широкий круг бизнес-задач и помогают нашим клиентам быть эффективными.

Практика КПМГ по работе с компаниями нефтегазовой отрасли в России и СНГ

Т: +7 (495) 937 4477

Ф: +7 (495) 937 4499

Е: moscow@kpmg.ru

kpmg.ru

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

КРМГ и логотип КРМГ являются зарегистрированными товарными знаками или товарными знаками ассоциации КРМГ International. РЕКЛАМА 0+



Услуги КПМГ в области данных и аналитики

- Создание центров компетенций по искусственному интеллекту и предиктивной аналитике.
- Формирование стратегии управления данными.
- Создание озер индустриальных данных как единого источника правды.
- Разработка и внедрение аналитических комплексов по предиктивному техническому обслуживанию.
- Анализ коренных причин отклонений от производственного цикла, цифровое детектирование аномального поведения оборудования.
- Оптимизация производства на основе накопленных данных, комбинирования физических моделей, предиктивной и прескриптивной аналитики в реальном времени.

Наши стратегические партнеры: Microsoft и IBM.

Контакты



Тимофей Хорошев

**Партнер,
КПМГ в России и СНГ**

T: +7 (495) 937 4477
E: tkhoroshev@kpmg.ru



Александр Мотузов

**Данные и аналитика,
КПМГ в России и СНГ**

T: +7 (495) 937 4477
E: amotuzov@kpmg.ru



Михаил Толмачев

**Данные и аналитика,
КПМГ в России и СНГ**

T: +7 (495) 937 4477
E: mtolmachjov@kpmg.ru

СПГ 2018 конгресс РОССИЯ

6 – 8 июня, Москва

www.lngrussiacongress.com

Организатор:

VOSTOCK CAPITAL

10-й Юбилейный Конгресс и Выставка

Специальный
партнер:

SIEMENS

Спонсоры 2018:

TechnipFMC

SIAD

GTT
Expert in LNG

TGE

RED BOX
ENERGY



Среди докладчиков и участников 2018:



Сергей Густов,
генеральный
директор,
Газпром СПГ
Санкт-Петербург



**Николас
Вукелья Дюк,**
Вице-президент,
Палата по судоходству
Панамы



Алексей Крюков,
генеральный директор,
Газпром трансгаз
Екатеринбург



Филип Адкинс,
Директор,
Red Box Energy Services



Олег Андреев,
генеральный директор,
Газпром
проектирование



**Ричард
Рудницки,**
генеральный директор,
Криогаз

- **Представление всех крупнотоннажных СПГ проектов России:** возможности расширения проекта «Сахалин 2» и строительство 3-й технологической линии, реализация Дальневосточных, Арктических и Балтийских СПГ проектов
- **Малотоннажные СПГ проекты России:** Газификация Томской области; Строительство СПГ завода в Челябинской области; Инвестиционный проект по строительству завода в Республике Карелия; СПГ-газификация Забайкальского края
- **Технологический фокус дня:** представление лучших мировых технологий для крупнотоннажного и малотоннажного СПГ, технологий СПГ для транспорта, технологических решений и опыта производства от пионеров СПГ индустрии
- **Дебаты лидеров индустрии:** сотрудничество и конкуренция СПГ и трубопроводного газа в сфере оптимизации экспортных поставок российского газа, конкуренция за европейские и азиатские рынки сбыта
- **Дискуссии операторов и поставщиков технологий!** Факторы влияния на развитие крупнотоннажного, средне- и малотоннажного СПГ

Наши контакты:

www.lngrussiacongress.com

events@vostockcapital.com

+44 207 394 30 90

+7 (499) 505 1 505

Участники 2018:





Американский СПГ: в Европу с чёрного хода

Проигрывая ценовую конкуренцию российскому трубопроводному газу, операторы из США всё больше делают ставку на политические рычаги

Константин СЕРГЕЕВ

Непривычные весенние морозы стимулировали европейский рынок на новые рекорды по закупкам российского «голубого топлива». Тем временем свои пути в Европу настойчиво ищет заокеанский сжиженный газ. Причём пути эти довольно извилисты и зачастую не слишком выгодны для покупателей.

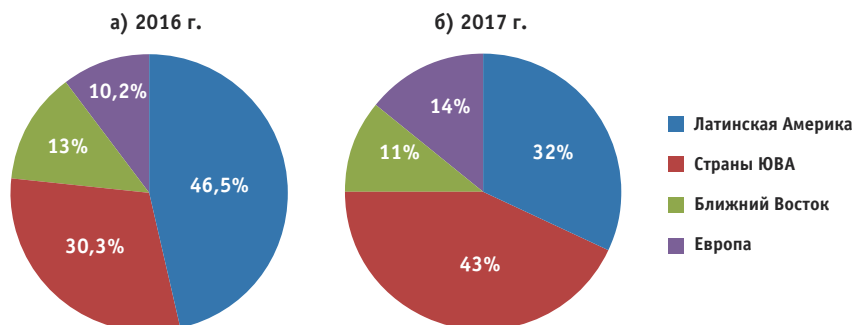
Наращивая поставки СПГ в Южную Европу, преимущественно в Испанию и Португалию, американские операторы одновременно тестируют рынки Северо-Восточной Европы, в частности Великобритании. Но основная ставка сделана на так называемых младоевропейцев, то есть на государства Восточной Европы. Уже начались поставки американского СПГ в Польшу и Литву. Но, поскольку рынки этих стран весьма скромны, в перспективе они могут стать плацдармами для реэкспорта американского газа на Украину.

АМЕРИКАНСКОЕ НАСТУПЛЕНИЕ

Согласно официальным данным Министерства энергетики США, по итогам 2017 г. экспорт СПГ специализированными танкерами (без учёта вывоза в ISO-контейнерах) составил около 706,3 млрд ф³, то есть порядка 20 млрд м³. Это почти в четыре раза больше прошлогодних показателей (183,77 млрд ф³). Причём спектр основных направлений вывоза также претерпел заметные изменения (см. рис. 1).

Как видим, за истекший период безусловное региональное первенство перешло от Латинской Америки к странам Юго-Восточной Азии. Европейское направление не менее решительно потеснило в планах американских операторов Ближний Восток. Примечательно, что существенное наращивание объёмов экспорта наблюдалось на фоне 3-процентного проседания средних рыночных цен. При распределении региональных прио-

Рис. 1. Долевое распределение экспорта СПГ из США по основным регионам мира



Источники: Cheniere Energy, Министерство энергетики США.

Табл. 1. Экспорт СПГ из США по регионам мира в 2017 г.

Регион	Всего государств-импортёров	Кол-во отгрузок	Объём поставок, млн ф³	Изменение к 2016 г., млн ф³	Средняя цена по региону, долл./млн БТЕ	Изменение к 2016 г., %
Страны ЮВА	7	94	318712,4	+282480,46	4,58	-3,78
Латинская Америка	5	59*	213599,4	+127202	4,56	+2,5
Европа	9	30*	96890,6	+78095,6	4,56	+0,7
Ближний Восток	4	25	77100,8	+53165,8	4,28	-10,8
Всего	25	208*	706303,2	+540943,86	Средняя цена: 4,50	-3,02

Источники: Cheniere Energy, Министерство энергетики США.

*Один танкер = две страны назначения.

ритетов влияние ценового фактора осталось бесспорным (см. табл. 1).

За исключением Чили и Аргентины, куда отгрузки снизились на 3,7 и 0,385 млрд ф³ соответственно, эти изменения сопровождались поступательным наращиванием объёмов экспорта. На Ближнем Востоке список импортёров остался без изменений, причём как по составу, так и по очерёдности в нём: Иордания, Кувейт, ОАЭ и Египет. Что же касается Латинской Америки, то здесь в группе из пяти стран лишь сменился лидер. Так, Мексика не только оставила далеко позади страну-фаворита 2016 г. – Чили, –

за которой следуют Бразилия, Аргентина и Доминиканская Республика, но и вышла на второе место в мире по ввозу СПГ из США (после Южной Кореи). Кстати, в азиатском секторе к традиционной четвёрке (Южная Корея, Китай, Япония и Индия) прибавились ещё Тайвань, Пакистан и Таиланд.

Бесспорным чемпионом по расширению списка адресатов заокеанского «голубого топлива» стала Европа. Ряды импортёров пополнили сразу пять государств: Великобритания, Нидерланды, Литва, Польша и Мальта. Правда, последнюю можно отнести к европейско-

му направлению лишь номинально, а партия СПГ была минимальна. На остров доставлено всего около 867,3 млн ф³, да и то «попутным» танкером, основная часть груза которого предназначалась для Египта.

Но даже с учётом подобного расширения по объёмам поставок (почти 97 млрд ф³, или около 2,75 млрд м³) вся Европа находится между Китаем и Японией, далеко отставая от Южной Кореи и Мексики (см. рис. 2).

Для сравнения, по итогам 2017 г. «Газпром» установил новый рекорда по поставкам газа в Европу (к которой была причислена и Турция). Они составили 193,9 млрд м³ (см. рис. 3).

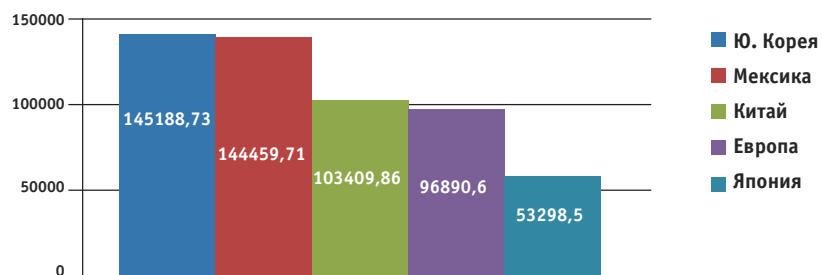
Тем не менее наблюдаемые особенности освоения европейского газового рынка американским СПГ представляются достаточно интересными, чтобы рассмотреть их подробнее.

СТАРИКИ УЖЕ НЕ В МОДЕ?

По сравнению с 2016 г., когда только начался вывоз СПГ из Соединённых Штатов, в прошлом году его экспорт в европейском направлении вырос почти в пять раз. Что касается распределения поставок по странам Европы, то в целом сохранился курс на закрепление американских позиций в энергодефицитном «южном подбрюшье» континента (см. табл. 2). Однако приоритеты обозначились более отчётливо. Так, на роль основного «приёмного пункта» была выбрана Испания, объёмы поставок в которую увеличились почти в девять раз. Впрочем, ненамного отстала от неё Португалия, с которой американские операторы как раз и начали продвижение СПГ на европейский рынок в апреле 2016 г.

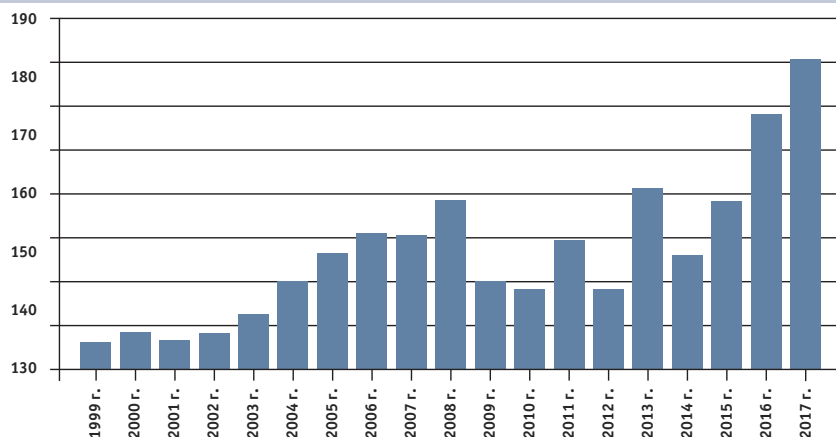
Судя по официальной статистике компании Cheniere Energy (оператора терминала Sabine Pass), постепенно формируется тенденция комбинированных поставок «голубого топлива» на Иберийский полуостров по схеме «один СПГ-танкер = две страны назначения». Дальнейшему повышению интереса способствует умеренно позитивная ценовая динамика в обеих странах, чего (к сожалению для экспортеров) нельзя сказать об Италии. С учётом более протяжённого транспортного плеча почти 40-процентное падение цен стало достаточно веской причиной для того, чтобы по итальянскому направлению было осуществлено всего две отгрузки в рамках краткосрочных соглашений.

Рис. 2. Ведущие страны-импортёры американского СПГ в 2017 г., млн ф³



Источники: Министерство энергетики США.

Рис. 3. Динамика экспорта природного газа из России в Европу (включая Турцию), млрд м³



Источники: Bloomberg.

Табл. 2. Поставки СПГ из США в европейском направлении в 2017 г.

Страна назначения	Кол-во судов	Объём поставок: (млн ф³)	Изменение к 2016 г., млн ф³	Средняя цена в пункте назначения, долл./млн БТЕ	Изменение к 2016 г., %
Испания	10*	29 328,67	+26 324,4	4,94	+9,5
Португалия	6*	19 522,7	+15 822,6	5,57	+63,3
Италия	2	6 492,6	+3 164,4	3,81	-37,2
Великобритания	1	3 410,2	+3 410,2	3,72	-
Литва	2	6 800,0	+ 6 800,0	3,69	-
Нидерланды	1	3 041,6	+3 041,6	6,10	-
Польша	1	3 440,0	+3 440,0	4,10	-
Итого	23*	72 035,77	+62 003,2	-	-
Турция	7	24 854,83	+16 092,4	4,58	+4,33
Всего	30* (около 2,74 млрд м³)	96 890,6	+78 095,6	Средняя цена по направлению: 4,56	+0,7

Источники: Cheniere Energy, Министерство энергетики США.

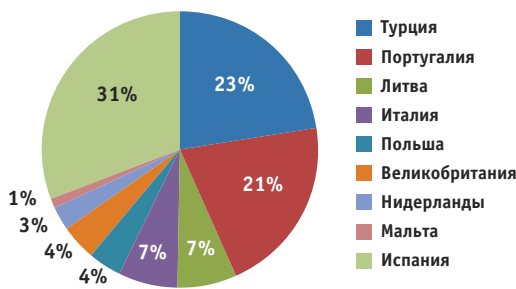
* Один танкер = две страны назначения.

Что же касается Турции, то при удвоении числа судозаходов поставки американского СПГ почти утроились. То есть использовалось большее количество танкеров большей вместимости. Помимо оперативной реакции на пусть небольшую (в пределах 4–5%), но всё же восходящую коррекцию цен это может свидетельствовать о том, что США намерены как можно эффективнее использовать время, оставшееся до запуска первой очереди «Турецкого потока». Турция же, обеспечив реальную многовекторность своего газового импорта, по-прежнему настойчиво наращивает собственный потенциал по реэкспорту его излишков.

Кстати, турецкие возможности в этой области свидетельствуют об истинном значении страны для системы энергообеспечения континента гораздо нагляднее, нежели особенности её географического положения. Похоже, важность турецкого плацдарма для дальнейшего проникновения на рынки Южной и Центральной Европы учитывают и по ту сторону Атлантики – недаром же поставки СПГ в Турцию по итогам 2017 г. достигли почти четверти всех объёмов его вывоза в европейском направлении (см. рис. 4).

На этом фоне пробная отгрузка в самое сердце «старой Европы» – Нидерланды – выглядит не более чем попыткой заодно временно «показать флаг». Особенно актуальным подобный ход становится в преддверии ожидаемого увеличения перевалки российского СПГ с Ямала на терминалах порта Зебрюгге в соседней Бельгии. Такая возможность обсужда-

Рис. 4. Долевое распределение экспорта СПГ из США в европейском направлении по странам-получателям в 2017 г.



Источники: Cheniere Energy, Министерство энергетики США.

лась в конце января 2018 г. во время визита в Москву бельгийского премьер-министра Шарля Мишеля.

Столь же «пристрелочной» представляется и единичная поставка в Великобританию. Кстати, осуществлена она была в разгар лета (конец июня) и по минимальной для европейского направления цене (почти на доллар за 1 млн БТЕ ниже средней). Но чего не сделаешь ради прощупывания рынка пока ещё Соединённого Королевства накануне Brexit, да ещё на фоне заметного проседания его собственной добычи газа на шельфе Северного моря. Впрочем, острое положение Великобритании делает маловероятным её использование для дальнейшего проникновения американского СПГ в Европу.

Попыток штурма «парадного входа» к основным потребителям континента через порты Франции и Германии США пока не предпринимают. Зато явно повышенный интерес у них вызывает освоение «чёрного хода», через территории свежееиспеченных членов Евросоюза, а

именно Литвы и Польши, на долю которых по итогам 2017 г. пришлось 12% всех поставок газа из США, то есть почти столько же, сколько в Италию, Великобританию и Нидерланды вместе взятые.

НОВОБРАНЦЫ ГАЗОВОЙ ДЕМОКРАТИИ

Впрочем, подобные приоритеты могут показаться неожиданными только на первый взгляд. Ведь эти и другие «младоевропейцы» с самого начала «сланцевой революции» рассматриваются официальным Вашингтоном в качестве добровольцев-камикадзе «газовой войны». Причём войны не столько за интересы Европы, сколько против России.

В частности, Литва потратила порядка трёх лет своей независимой жизни и около 150 млн долларов на сооружение наземной газотранспортной инфраструктуры, в том числе 18-километрового соединительного газопровода и подземных хранилищ. И всё ради того, чтобы стать первым бойцом за «газовую независимость Европы» на берегах Балтики.

Рецепт независимости по-литовски крайне прост: плавучая установка для регазификации и хранения газа на базе 290-метрового танкера Independence. Его владельцем является норвежская компания Leigh Høegh LNG, а в роли оператора выступает Klaipėdos Nafta AB, контрольный пакет которой принадлежит литовскому государству. Таким образом, официальный Вильнюс лишь формально является хозяином дорогостоящей игрушки, посредством которой страна подключена к альтернативному источнику газа, причём более дорогого, чем тот, который можно было бы получить от «Газпрома», но зато «политически корректного».

Впрочем, дороговизна «голубого топлива» мало волнует литовское руководство, поскольку за него расплачивается население страны. Гораздо большее беспокойство рискует вызвать снижение внутреннего потребления газа при невозможности продать излишки соседям (желательно – с операторской наценкой). Заметим, что сам СПГ-терминал даже спустя три года после ввода в строй остаётся недозагруженным. Согласно расчётам экспертов Евростата, к моменту запуска проекта (декабрь 2014 г.) собственные потребности всех трёх республик Балтии оценивались в 4,7 млрд м³ в год. Причём Литва лидировала (2,7 млрд м³), за ней следовали Латвия (1,5 млрд м³) и Эстония (около 0,5 млрд м³). Таким образом, плавучая регазификационная установка, ба-

зирующаяся в незамерзающем порту Клайпеда, должна была обеспечить запросы всех трёх «молодых демократий», практически вытеснив российский газ из этого уголка европейского рынка.

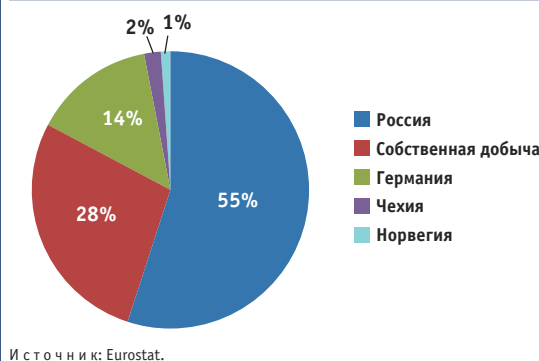
Планировался постепенный вывод терминала со стартовой мощности (1,5 млрд м³ в год) на полную проектную (4 млрд м³). Однако уже к началу 2016 г. Литва вынуждена была сократить её до минимально необходимого технологического уровня (0,8–1 млрд м³). Причиной явились как падение потребления подорожавшего «голубого топлива» в самой стране (до 2–2,2 млрд м³), так и невозможность договориться со своими соседками о создании единого энергетического рынка.

В частности, Эстония, официальные газовые запросы которой снизились уже до 450–470 млн м³, надеется и в дальнейшем обойтись без дорогой СПГ-составляющей. Рассматриваются варианты вплоть до перевода части мощностей ТЭС на «особо экологичное» дровяное топливо. А Латвия откровенно намекает на возможность сооружения собственного СПГ-терминала в рижском порту (в качестве альтернатив называются Вентспилс и Лиепая). Частичная замена дорогого норвежского на не менее дорогой американский СПГ, похоже, не смогла повлиять на мнение Таллина и Риги по этому вопросу.

Очередная попытка добиться соглашения на уровне глав правительств всех трёх балтийских государств в сентябре 2017 г. закончилась неудачей, после чего действующий литовский премьер Саулюс Сквернялис откровенно призвал искать новые возможности для «снижения ноши терминала для налогоплательщиков». А ноша эта довольно существенна: арендная плата компании Leigh Ньегх LNG даже после недавнего снижения достигает 160 тыс. долларов в сутки, причём досрочный выкуп плаватерминала договором не предусмотрен. Срок же аренды истекает лишь в 2024 г., после чего объект придётся выкупать по фиксированной цене. Затраты за 10 лет аренды, согласно подсчётам депутата литовского Сейма Артура Скарджюса, достигнут 720 млн долларов.

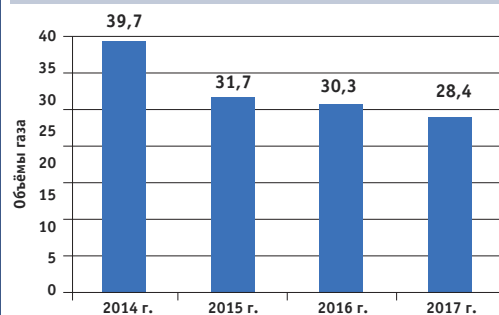
Вместе с инфраструктурными и организационными затратами эта сумма вплотную приближается к 1 млрд долларов. Причём «Газпром» по-прежнему обеспечивает не менее 60% трубопроводных поставок газа на литовский рынок по весьма умеренным ценам. Из-

Рис. 5. Структура поставок на внутренний газовый рынок Польши к моменту запуска СПГ-терминала в п. Свиноуйсце (2015 г.)



Источник: Eurostat.

Рис. 6. Динамика потребления газа на Украине (поставки потребителям без учёта расходов на производственно-технологические цели), млрд м³



Источник: ПАО «Укртрансгаз».

лишки же более дорогого СПГ нужно куда-то продавать. Куда же? Ответ напрашивается сам собой – на Украину.

Действительно, ещё в начале 2015 г. официальный Вильнюс пытался организовать реэкспорт до 1,5 млрд м³ газа в год на Украину через действующую систему трубопроводов, которые проходят по территории Белоруссии. Однако он натолкнулся на решительный отказ компании-оператора, после чего литовское руководство переключилось на проект сооружения соединительной газопроводной ветки, по которой «голубое топливо» с берегов Балтийского моря могло бы пойти на Украину через Польшу. Однако с недавних пор Варшава и сама претендует на роль основного реэкспортёра СПГ (особенно американского) в регионе. И похоже, Вашингтон вполне разделяет эти чаяния. Неслучайно первая партия сжиженного «голубого топлива» с терминала Sabine Pass была отправлена именно в Польшу ещё 22 мая 2017 г. (на три месяца раньше, чем в Литву). А её прибытие в порт Свиноуйсце было отмечено особым заявлением Государственного де-

партамента США (чего официальный Вильнюс так и не удостоился).

Стоит напомнить, что строительство СПГ-терминала в порту Свиноуйсце, согласно официальным данным, обошлось Польше в 2,1 млрд злотых (около 645 млн долларов). Проектная мощность его первой очереди достигает 5 млрд м³ в год и при необходимости может быть увеличена до 7,5 млрд м³. По оценкам Евростата, к моменту запуска (октябрь 2015 г.) этого было вполне достаточно для получения 67% всех импортных объёмов, необходимых стране для обеспечения газового баланса или почти 90-процентной компенсации текущих поставок российского «голубого топлива» (см. рис. 5).

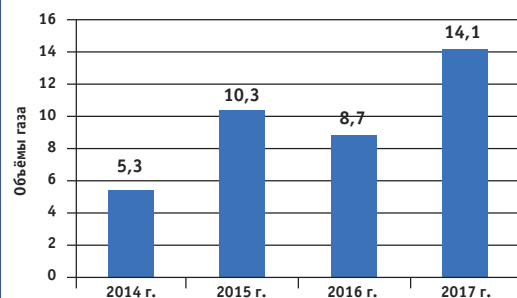
Польские источники (в частности, Институт международных отношений) в своих выводах оказались гораздо объективнее общеевропейских. Они признали наличие реэкспортных поставок газа из Германии и Чехии и оценили долю России в 10,2

млрд м³ из 16,5 млрд м³ всего необходимого Польше «голубого топлива». Однако за два последующих года, несмотря на ввод в действие СПГ-терминала и некоторое (до 4,6 млрд м³) увеличение собственной добычи, официальной Варшаве не удалось добиться сколь бы то ни было существенного продвижения к реальной энергетической независимости. Впрочем, это и неудивительно: долгосрочный контракт на поставки СПГ из Катара (до 1,5 млрд м³ в год в течение 20 лет) по схеме «бери или плати» не обеспечил полноценной загрузки даже стартовых мощностей нового терминала. Зато эксперты Reuters подсчитали, что его закупки обошлись Польше почти на 30% дороже эквивалентного (в БТЕ) количества трубопроводного газа. В результате по итогам 2016 г. спрос именно на российский газ заметно вырос – до 11,07 млрд м³ (почти 68% потребностей польского рынка).

Подобная тенденция сохранилась и в 2017 г. Даже после того, как к дорогому катарскому присоединился долгожданный американский СПГ, Варшава сохра-



Рис. 7. Динамика реэкспорта природного газа на Украину из стран ЕС (Словакия, Венгрия, Польша), млрд м³



Источник: ПАО «Укртрансгаз».

нила курс на увеличение закупок российского газа. Заодно в очередной раз (в ноябре 2017 г.) в Стокгольмском арбитражном суде был поднят вопрос о снижении цен на него. А первая (и пока единственная) партия СПГ из США стала лишь каплей в рыночном море – 3,44 млрд ф³, или около 97,4 млн м³. Причём капля эта оказалась слишком дорогой, чтобы сохранить её для себя, а не перепродать соседу, которым и стала Украина. Согласно официальному заявлению поставщика (компания «ЭРУ Трейдинг»), первая партия американского газа была приобретена у польских партнёров и к 14 декабря 2017 г. закачана в украинские подземные хранилища.

В течение же последующих семи месяцев суммарные объёмы поставок по той же схеме должны достичь 130 млн м³. Последние цифры наталкивают на любопытные размышления, поскольку лишь ненамного превышают объёмы газа, уже поставленные из США в Польшу. Остаётся запастись терпением и понаблюдать, придут ли ещё заокеанские СПГ-танкеры в Свиноуйсце к июлю 2018 г. А если да, то сколько «голубого топлива» из них будет перепродано Польшей Украине?

Впрочем, даже без СПГ-подарков от Дяди Сэма, польская компания PGNiG по итогам прошлого года удвоила экспорт (!) природного газа на Украину, доведя его до 700 млн м³. При этом руководство польского оператора откровенно констатирует, что подобный успех стал возможным благодаря «продуманной и гибкой ценовой политике».

Безусловно, Украина представляет собой гораздо более ёмкий газовый рынок, чем Польша и все три прибалтийские республики вместе взятые. Несмотря на резкое падение потребления «голубого топлива» в стране, к которому за последние четыре года её привели планомер-

ная деиндустриализация и методическое тарифное ограбление населения, его объём до сих пор остаётся достаточно значительным (см. рис. 6).

Однако и здесь ниша для газового импорта постоянно сужается. Согласно официальным подсчётам украинского Минэнерго, по итогам 2017 г. собственная добыча «голубого топлива» в стране составила 20,791 млрд м³ (+4% к 2016 г.), что сводит минимальные экспортные потребности к неполным 8 млрд м³ в год. Конечно, и эта цифра представляется достаточно привлекательной для американских СПГ-операторов. Есть соблазн, обеспечив полную загрузку терминала в Свиноуйсце, потеснить Словакию, Венгрию и саму Польшу в благородном деле реэкспорта российского газа на Украину. Тем более что последняя с каждым годом наращивает «импорт газа из Евросоюза», приобретая его даже больше, чем необходимо для обеспечения текущего газового баланса (см. рис. 7).

Но вот незадача: согласно решению Стокгольмского арбитража, с 1 марта 2018 г. Украина обязана была возобновить закупки природного газа напрямую у ПАО «Газпром» (не менее 4 млрд м³ в год) на условиях «бери или плати». Это не слишком-то устраивало как украинского оператора – компанию «Нафтогаз», – так и официальный Киев, который в декабре 2017 г. поспешил торжественно заявить о своём полном избавлении от российской «газовой иглы». Дальнейшее обострение отношений с «Газпромом» поставило под удар уже не только поставки «голубого топлива» собственноручно на Украину, но и его транзит в Европу посредством украинской ГТС.

Что же касается «энергетической независимости» Украины, то её в сложившихся условиях хватило не более чем на сутки. Уже 2 марта «Нафтогаз» вынуж-

ден был заключить с коллегами из PGNiG контракт на срочные поставки газа (через соединительный узел Германовице). Согласно предварительным данным, их объёмы до конца марта составят 60 млн м³. В дальнейшем польский оператор готов нарастить их или продлить срок действия договора в зависимости от спроса на украинском рынке. При этом руководство PGNiG не скрывает, что снабжение Украины будет осуществляться из «диверсифицированного» портфеля, включая регулярные поставки СПГ из Катара и США.

Заметим, что для официального Киева цена в данном случае не имеет значения. Все расходы будут нести украинские налогоплательщики, беспрекословно обеспечивая рентабельность экспорта американского газа в Европу, подобно своим товарищам по несчастью – литовцам, латышам, эстонцам, да и самим полякам.

А пока борьба за балтийский, польский и украинский рынки продолжается, американский сланцевый газ ищет всё новые варианты «чёрного хода» в Европу, например через Хорватию, где в бывшем рыбацком порту Омишаль, что на острове Крк, к концу 2019 г. предполагается построить СПГ-терминал производительностью 4–6 млрд м³ в год. По самым скромным оценкам хорватского правительства, стоимость его сооружения составит порядка 600 млн евро, а вот вопрос о его реальной востребованности остаётся открытым. Дело в том, что к тому времени предполагается ввести в строй две нитки «Турецкого потока» (по 15,75 млрд м³ в год каждая). И одна из них специально предназначена для удовлетворения нужд стран Южной и Юго-Восточной Европы. Но что поделаешь, если в рыночные расчёты всё настойчивее вмешивается политическая составляющая...

КАЛЕНДАРЬ

ежегодные НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

iOilGas
conference



21-26 мая
2018 / Анапа

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

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

24-29 сентября
2018 / Сочи

Международная научно-практическая конференция
Строительство и ремонт скважин.

ОТРАСЛЕВОЙ
ИНФОРМАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕР



Отраслевой журнал
«Нефтегазовая вертикаль»

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

22-27 октября
2018 / Сочи

Международная научно-практическая конференция
Интеллектуальное месторождение:
инновационные технологии от скважины
до магистральной трубы.

ОРГАНИЗАТОРЫ



ООО «Издательский дом
«Нефть. Газ. Новизны»



ООО «НПФ «Нитро»

Март 2019

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

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



РЕКЛАМА

(861) 212-85-85

oilgasconference@mail.ru

www.oilgasconference.ru

«Малый» СПГ для Европы



Depositphotos

Благодаря созданию относительно небольших мощностей по сжижению газа Россия может увеличить газовый экспорт в Старый Свет

Алиса СЕРГАЕВА,
аспирант,
Андрей ХАУГ,
аспирант
(РГУ нефти и газа (НИУ) им. И. М. Губкина)

Успешная реализация проекта «Ямал СПГ» вновь поставила вопрос о том, насколько конкурентоспособным будет российский сжиженный природный газ на зарубежных рынках, и в первую очередь на европейском. И есть ли в этом плане перспективы у других отечественных СПГ-проектов, включая малотоннажные? Чтобы ответить на этот вопрос, необходимо провести анализ энергетического рынка Европы в целом и его газового сегмента в частности. Требуется также выявить те основные секторы, в которых возможно наращивание спроса на сжиженный газ со стороны европейских потребителей. И именно учитывая эти «точки роста», следует развивать производство и экспортные поставки российского малотоннажного СПГ.

ГАЗОВЫЙ РЫНОК ЕВРОПЫ

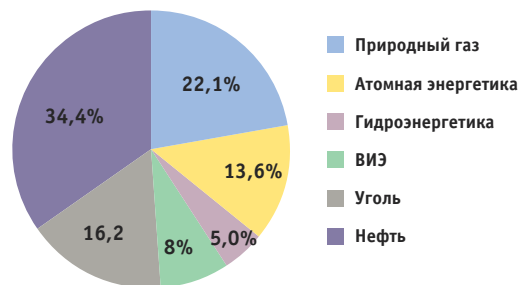
Природный газ играл существенную роль в экономике европейских стран как в периоды экономического роста, так и в периоды стагнации. С 1994-го по 2005 г. наблюдался стремительный рост потребления природного газа, который в 2005 г. сменился периодом стабильно высоких значений, продлившимся несколько лет. В 2008 г. вследствие мирового экономического кризиса, повлёкшего снижение производств хозяйствующих субъектов Европы, спрос на газ значительно сократился. С 2013 г. по преодолению кризиса и выхода экономики Европы на прежние темпы развития объёмы потребления газа стабильно растут, однако ещё не достигли докризисного уровня. Прогнозы дальнейшего спроса на газ в качестве энергоносителя остаются неоднозначными по ряду причин.

Структура первичного потребления газа в Европе делится на электрогенерацию и теплогенерацию. В сегменте электрогенерации имеются как позитивные, так и негативные факторы, влияющие на объё-

мы использования газа. Негативно сказывается возрастающая доля потребления возобновляемых источников энергии, инфраструктура и применение которых активно поддерживается правительствами европейских стран, и применение угля, который за счёт низких цен (по сравнению с другими видами энергоносителей) до сих пор занимает значительную долю в энергобалансе. Однако в рамках политики по борьбе с глобальным потеплением и вредными выбросами во многих европейских странах рассматривается возможность закрытия ряда угольных электростанций, что позитивно скажется на увеличении спроса на газ со стороны электрогенерации ввиду его экологических и эксплуатационных преимуществ.

В настоящее время рост потребления газа обеспечивается возвращением положительного спарк-спреда для газовых электростанций из-за падения цен на нефть и, следовательно, на «голубое топливо». Именно за счёт этого, главным образом, обеспечивается рост потребления газа в регионе.

Рис. 1. Потребление первичной энергии в Европе в 2016 г.



Источники: составлено авторами на основе статистических данных Европейского энергетического рынка и отчёта BP-2016.



Стоит отметить, что и погодные условия влияют на объёмы потребления газа. Весной 2018 г. скачок спроса и достижение пиковой цены на газ были обусловлены продолжительным периодом низких температурных значений в Европе.

В сегменте теплогенерации позиции природного газа наиболее прочные. Но следует учитывать политику государств ЕС по энергоэффективности и энергосбережению. В период 2005–2015 гг. удельное энергопотребление практически всех членов ЕС сократилось более чем на 10%. Тенденция к снижению энергопотребления может негативно сказаться на европейском спросе на газ.

С учётом всех позитивных и негативных факторов суммарный объём потребления газа в 2016 г., по данным различных европейских статистических агентств, находится в пределах 430–450 млрд м³ и занимает примерно пятую долю в энергобалансе Европы (см. рис. 1).

Доля российского газа в Европе в 2016 г. достигла исторического максимума – 34%. Вторым главным поставщиком газа в Европу стала Норвегия, доля которой превысила 25%.

В отношении собственной добычи газа в европейских странах стоит отметить, что она достигла пика и в настоящее время неуклонно падает. В 2017 году Голландия впервые стала нетто-импортёром газа, объёмы извлечения газа на крупнейшем европейском месторождении в Гронингене сократились за последние пять лет на 60%, что вынуждает государства ЕС замещать недостающие объёмы импортом из других регионов. По прогнозам европейских экспертов, добыча на месторождении будет стремительно падать в последующие годы, что делает актуальным вопрос о выборе поставщиков газа.

ЗАЧЕМ ЕВРОПЕ СПГ?

Четырёхкратный рост объёмов реализации сжиженного природного газа за последние два десятилетия, появление эффективных технологий в совокупности с новыми торговыми площадками свидетельствуют о повышенном интересе к отрасли СПГ во всем мире.

С 2009 г. страны Европы всерьёз заинтересовались импортными поставками СПГ в целях удовлетворения внутреннего спроса на природный газ. Причиной ажиотажного интереса послужило появление на рынке катарского газа, что привело к избытку этого энергоресурса, падению цен на европейском газовом рынке и резкому росту доли спотовых сделок.

В том же году Советом ЕС и Европарламентом был принят Третий энергетический пакет с целью либерализации рынков газа и электроэнергетики. Ключевым

аспектом данного пакета является ограничение монополии поставщиков газа и электричества, которые блокируют поставку конкурирующих энергетических компаний за счёт владения сетями. Заинтересованность в развитии инфраструктуры приёмочных терминалов СПГ в Европе была вызвана возможностью выбора поставщиков газа из стран Ближнего Востока, что, по мнению европейских экспертов, способствовало бы уменьшению зависимости от трубопроводных поставок и формированию ценовой конкуренции между трубопроводным и сжиженным газом.

Однако после 2009 г. активного развития рынка СПГ в Европе не произошло в связи с возникновением большого спроса со стороны Азиатско-Тихоокеанского региона (главным образом, это связано со взрывом на атомной станции «Фукусима» в Японии в 2011 г.). Имен-

Рис. 2. Мировой рынок СПГ

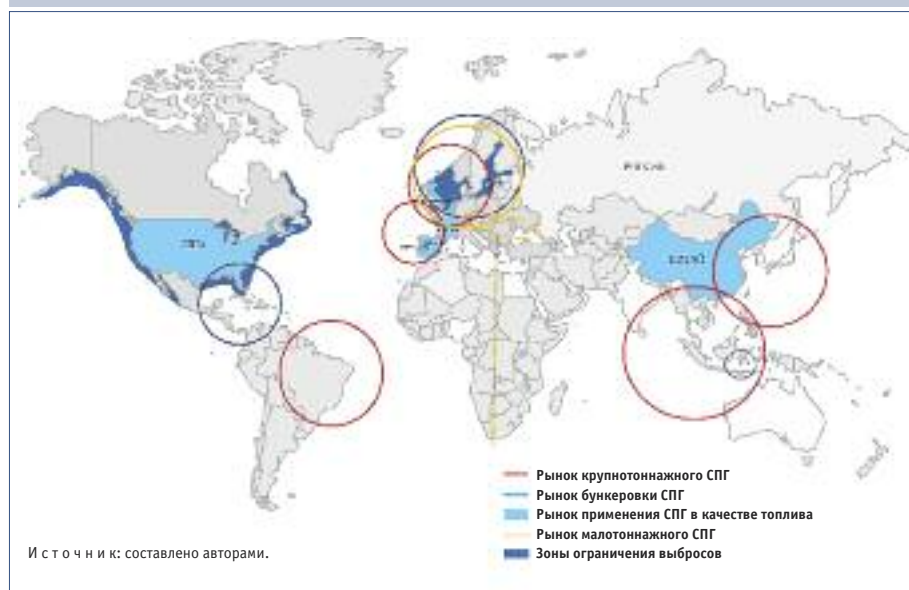
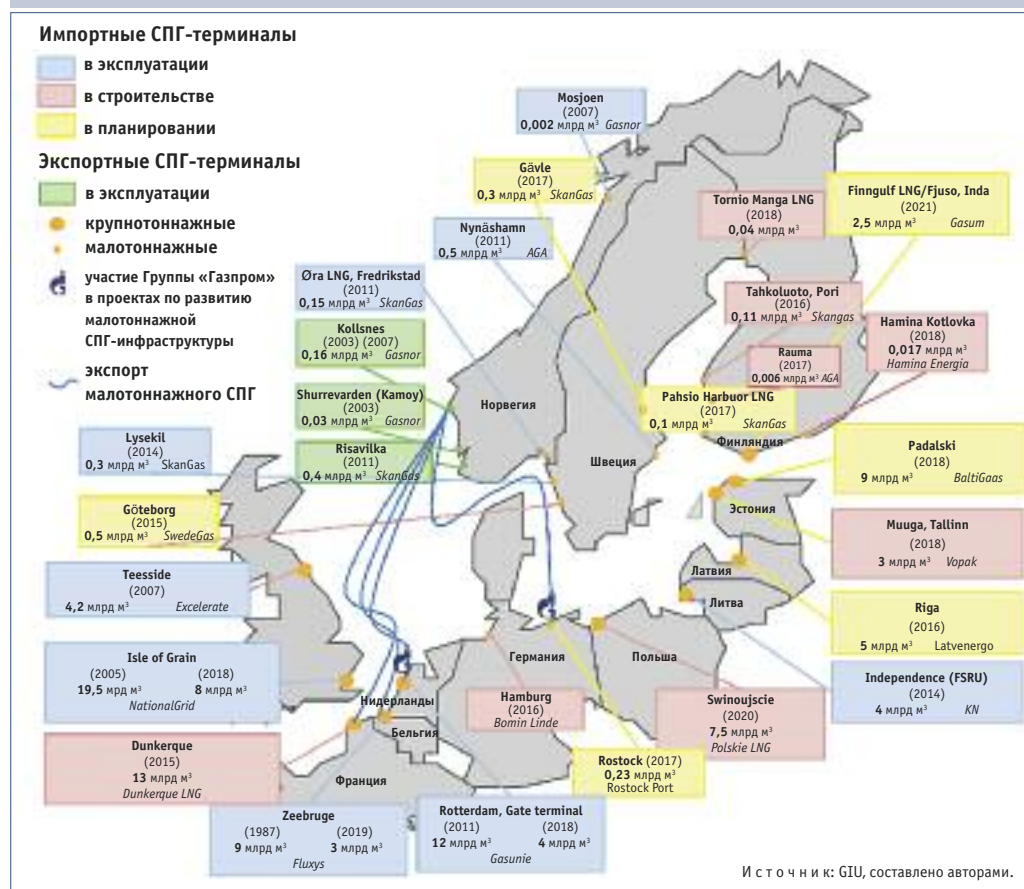


Рис. 3. Текущее состояние инфраструктуры СПГ в прибрежных странах Балтийского и Северного морей



но страны АТР стали премиальным направлением поставок катарского газа. В данном регионе цена СПГ временами превышала европейскую в два раза (см. рис. 2).

В настоящее время Европа снова рассматривает сжиженный газ как одну из основ будущей энергетической безопасности. Еврокомиссия представила новую стратегию по развитию рынка СПГ и хранилищ газа.

Вместе с тем, новой предпосылкой к созданию инфраструктуры СПГ в Европе стало введение ограничений на вредные выбросы в процессе сжигания тяжёлых нефтяных фракций и угля. В первую очередь ограничения на выбросы вредных веществ коснулись судоходного транспорта, осуществляющего рейсы в зоне Северного и Балтийского морей. Так как СПГ можно использовать в качестве бункеровочного топлива и он обеспечивает значительно меньшие выбросы серы и других вредных веществ по сравнению с нефтепродуктами, прибрежные страны Северного и Балтийского морей приступили к активному развитию инфраструктуры СПГ.

Таким образом, стремление Европы к энергетической и экологической безопасности стало импульсом к проектированию и строительству импортных и экспортных СПГ-терминалов (см. рис. 3).

Благодаря технологическому разнообразию инфраструктура СПГ предоставля-

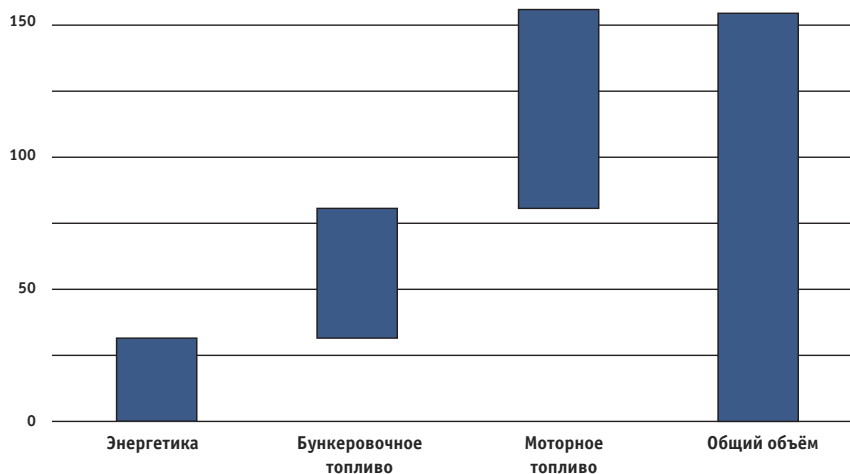
ет европейским потребителям газа широкие возможности для решения ряда энергетических проблем. Крупнотоннажные регазификационные заводы СПГ, расположенные в европейской части, где ещё не развита газотранспортная система (преимущественно в Испании, Португалии и Франции), позволяют обеспечивать газификацию страны в достаточном объёме.

С целью удовлетворения пикового сезонного спроса в Германии, Италии и Нидерландах созданы станции/установки СПГ peak shaving малой и средней производительности. Сезонная загрузка таких станций позволяет сформировать внутренний рынок СПГ для нужд автономной газификации и транспорта.

Учитывая целесообразность использования СПГ в качестве топлива, правительство ЕС субсидирует строительство автомобильных и судовых заправочных станций по главным транспортным коридорам Европы.

Исходя из вышеизложенно-

Рис. 4. Перспективы применения СПГ к 2030 г., млн т / г



Источники: Energy Engie, PwC, Сбербанк, IHS Markit Global Energy Outlook 2040.

- бункеровочное топливо (30 млн т в год);
- моторное топливо (65 млн т в год);
- энергетика (25 млн т в год).

Потенциал спроса к 2030 г. на малотоннажный СПГ составляет более 120 млн т в год (см. рис. 4).

Поскольку сжиженный газ может использоваться и в качестве сырья для выработки тепла и электроэнергии, и как газомоторное топливо, то целесообразно строить малотоннажные СПГ-заводы, которые будут способны обеспечивать «якорных потребителей» сразу в нескольких сегментах. На сегодняшний день технологии позволяют создавать такие многофункциональные комплексы.

Именно ориентация на конечного потребителя отличает проект крупнотоннажного СПГ-завода от малотоннажного. В отличие от гигантов данной отрасли, «малый» СПГ не работает «на эффект», то есть он не ориентирован на глобальный рынок, а сконцентрирован на конкретном региональном рынке сбыта. Подробнее рассмотрим сегменты потребления СПГ и основные тенденции в них.

Автономная газификация

Использование сжиженного природного газа в качестве энергоносителя – одно из наиболее перспективных направлений мирового ТЭК. СПГ потенциально может занять значительную долю в системе автономного энергоснабжения, потеснив уголь и мазут.

В некоторых европейских странах на долю угля всё ещё приходится более 20% энергобаланса, что негативно сказывается на экологической ситуации. Стоит также отметить, что СПГ обладает наивысшей теплотой сгорания и обеспечивает высокий КПД котельных установок. А его относительно невысокая стоимость позволяет получать тепловую энергию дешевле, чем при использовании альтернативных энергоносителей (дизтопливо).

Однако следует отметить, что с приходом СПГ в сегмент тепло- и электрогенерации у хозяйствующего субъекта (конечного потребителя) появляется возможность выбора поставщика. Таким образом, возникает конкуренция между природным газом и СПГ. Первый имеет преимущество в виде гибкости поставок. Следовательно, складываются все условия для заключения разовых сделок, что подрывает систему долгосрочных контрактов. Инициатива Евро-

комиссии по созданию инфраструктуры СПГ с целью диверсификации источников поставок также обосновывается стремлением к изменению контрактной системы и ценообразования на данный энергоноситель.

По мере появления большего числа поставщиков газа формируются условия для свободной торговли. Создаются биржи, где цена определяется на базе спроса и предложения. Соответственно, исчезает необходимость в нефтяной индексации.

Газомоторное топливо

Развитие инфраструктуры малотоннажного СПГ в европейских странах обусловлено также его применением в качестве моторного топлива. Переход на сжиженный газ наиболее экономически эффективен для автотранспорта, совершающего перевозки на большие расстояния, имеющего значительные суточные пробеги и расходы на горючее. Таким образом, крупнотоннажный грузовой транспорт (более 12 т) является ключевым потребителем СПГ в данном автомобильном секторе.

Грузовому автомобильному транспорту нет адекватной замены. Более 80% промышленных предприятий не имеют иных подъездных путей кроме автомобильных. При этом затраты на дизтопливо составляют более трети общих эксплуатационных затрат. Низкие цены на СПГ по сравнению с дизельным горю-

даться и в сегменте городского транспорта, но в виде компримированного природного газа (КПГ).

На магистральном автотранспорте с точки зрения удобства потребителей СПГ является более предпочтительным горючим, чем КПГ. Автомобиль на сжиженном газе имеет в несколько раз больший пробег без дозаправки, что является значимым фактором в силу специфики сегмента.

С учётом темпов развития инфраструктуры и роста популярности СПГ в качестве моторного топлива, до 2022 г. предполагается плавное увеличение его потребления. Однако далее можно ожидать всплеска спроса. Это объясняется тем, что до 2022 г. технологии будут протестированы крупным бизнесом, после чего газовые автомобили поступят на вторичный рынок (срок использования их крупными компаниями составляет 3–5 лет). Значит, потребление сжиженного газа начнёт расширяться и за счёт малого и среднего бизнеса.

Предпочтительным вариантом для владельцев автопарков является приобретение новой техники на СПГ, нежели перевод на газомоторное топливо уже существующего дизельного парка. Это связано с тем, что при внесении существенных технических изменений автомобиль лишается гарантии производителя. Сегодня крупнейшие автоконцерны уже производят широкую гамму техники, использующей СПГ (см. табл. 1).

Табл. 1. Европейские производители грузовиков на природном газе

Вид транспортного средства	Производитель/ модель транспортного средства	Модель двигателя
Седелный тягач	Volvo / Volvo FM MethaneDiesel	D13C (двухтопливный двигатель собственного производства)
	Iveco / Stralis, модификации для КПГ и СПГ	Cursor 8 NG (двигатель производства компании Fiat Power Train)
	Daimler / Eonic, модификации для КПГ и СПГ	M 936 G (двигатель собственного производства)
	Scania / серия P	OC9 G05 (двигатель собственного производства)

Источники: составлено авторами.

чим определяют интерес транспортных компаний к переходу на газомоторное топливо.

Следовательно, спрос на СПГ в качестве моторного топлива в первую очередь будет формироваться вокруг так называемых «голубых коридоров» – маршрутов, обеспеченных соответствующей заправочной инфраструктурой. Ожидается, что рост спроса на ГМТ будет наблю-

Стоит отметить, что определённый вклад в формирование необходимого автопарка может внести транзитный транспорт,двигающийся из Европы в Азию и в обратном направлении.

Странами ЕС принята транспортная стратегия ТЕН-Т, предполагающая поддержку конкурентоспособности товарооборота между европейскими государствами. В связи с этим члены Евросоюза

заинтересованы в развитии СПГ-индустрии с точки зрения экономической целесообразности.

Рассматривается возможность субсидирования приобретения транспортных средств на СПГ (1 тыс. единиц в год). Отдельные страны имеют собственные программы поддержки. Так, Министерство транспорта Германии порекомендовало законодательно определить субсидии первой 1000 единиц техники на СПГ. Кроме того, немаловажным является тот факт, что транспортные средства, использующие газомоторное топливо, в том числе СПГ, избавляются от уплаты ряда налогов и акцизов на топливо.

Сильным стимулом для перехода на природный газ является также решение ЕС об участии в финансировании строительства СПГ-заправочных станций. В соответствии с транспортной стратегией в 2014 г. в Брюсселе принята директива 2014/94/EU по альтернативным видам топлива. Она обязывает страны создавать все условия для развития сети газозаправочных станций, использующих сжиженный природный газ. Согласно утверждённому проекту, до 2025 г. заправочные станции КПП должны разместиться на главных транспортных артериях на расстоянии максимум 150 км друг от друга, а заправочные станции СПГ – максимум 400 км. В ноябре 2017 г. данное положение было подтверждено в «Плане развития альтернативных видов топлива» Европейской комиссии.

Автомобильные моторы, использующие СПГ, характеризуются низкими выбросами вредных веществ и соответствуют стандартам EURO-6. Так, их выбросы соединений азота меньше, чем у дизельных двигателей на 70–80%, соединений серы – на 80–90%, углекислого газа – на 10–20%, тонкодисперсной пыли – практически нулевые.

ГМТ VS дизтопливо

Решение Еврокомиссии о применении новых стандартов выбросов вызвало у производителей неоднозначную реакцию. Чтобы избежать потерь вследствие уменьшения количества продаж автотранспортных средств, использующих дизель, ряд автоконцернов пошли на хитрость. Они установили на дизельные автомобили программное обеспечение, которое во время проведения тестов в десятки раз занижает уровень вредных выбросов, главным образом оксидов азота.

Бортовая электроника «распознавала» цикл проведения тестов на применяемое

топливо, подключала соответствующий режим использования горючего и очистки выхлопных газов и выводила из строя систему проверок. А при эксплуатации в обычном режиме очистка выхлопных газов отключалась.

Однако в сентябре 2015 г. в США начался процесс раскрытия данных манипуляций на автомобилях Volkswagen. В дальнейшем это спровоцировало проведение проверок работы дизельных моторов этого и других автоконцернов во многих странах. В результате было выявлено более 11 млн легковых автомобилей, которые допускали превышение выбросов вредных веществ по вышеописанной схеме. Volkswagen и другие компании были вынуждены заплатить существенные штрафы, а также отозвать и переоборудовать большое количество машин. Судебные разбирательства продолжаются по настоящее время.

Иными словами, описанный скандал опроверг мнение о том, что дизельные двигатели достигли совершенства ввиду минимизации выбросов вредных веществ в атмосферу.

В Германии, в которой автопроизводство является лидирующей отраслью экономики, «дизельгейт» был воспринят крайне болезненно. Без преувеличения можно сказать, что на определённом этапе скандального расследования возник риск потери благополучия системообразующих предприятий и вместе с ними миллионов людей. Несмотря на то что концерны смогли покрыть возникшие финансовые убытки, репутационные потери были очень велики.

Усугубляет ситуацию тот факт, что в 70 городах Германии систематически превышались введённые Еврокомиссией в 2010 г. максимальные значения по выбросам вредных веществ.

В связи с этим сегодня власти Германии вынуждены принимать меры по их уменьшению от дизельных автомобилей. В том числе рассматривается возможность полного запрета на их эксплуатацию (либо исключительно старых моделей, либо всех) в ряде городов. Главным образом речь идёт о легковых автомобилях, однако существует вероятность распространения аналогичных мер и на коммерческий грузовой транспорт, более 90% которого работает на дизеле.

Такая тенденция создаёт благоприятный информационный фон для продвижения газомоторного топлива. Министерство транспорта Германии уже включило это направление в свой план развития аль-

тернативных видов топлива. Так, по прогнозам данного ведомства, к 2020 г. СПГ будут использовать 2 тыс. грузовых фур, а к 2030 г. – 50 тыс. Суммарный объём потребления достигнет 1 млн т сжиженного газа в год.

БУНКЕРОВОЧНОЕ ТОПЛИВО

Для многих судовладельцев расходы на судовое топливо с недавних пор существенно возросли. С 1 января 2015 г. в зонах особого контроля над выбросами серы (Sulphur Emission Control Areas – SECA), в число которых входят Балтийское и Северное моря, были введены в действие новые требования MARPOL. Максимальное содержание оксида серы в бункеровочном топливе здесь теперь не должно превышать 0,1%. Начиная с 2020 г. ограничения в 0,5% оксида серы должны распространиться на все остальные моря. Поэтому судовладельцам приходится выбирать между тремя вариантами.

Первый – перейти с мазута на применение более дорогого морского дизельного топлива либо малосернистого морского газойля. Второй – установить скрубберы и системы избирательного каталитического восстановления (SCR) для соответствующей очистки выхлопных газов от оксидов серы и азота. Наконец, третий – начать использовать в качестве судового топлива СПГ либо другие нетрадиционные виды горючего (например, метанол).

Выбор в пользу СПГ обусловлен его более привлекательной ценой по сравнению с судовым дизелем (по оценкам экспертов, он 1,5 раза дешевле). Но предложение упомянутого нефтепродукта на рынке очень ограничено.

Что касается установки скруббера, то недостаток этого варианта заключается в том, что данный фильтр имеет высокую цену и непродолжительные сроки эксплуатации. К тому же это приводит к образованию больших объёмов шлама, который надо утилизировать.

Единственным препятствием для перехода на СПГ в качестве бункеровочного топлива остаётся неразвитая инфраструктура заправочных станций. Её формирование требует значительных капитальных вложений со стороны компаний-операторов. Использование СПГ также предполагает существенную и дорогостоящую модернизацию существующего флота или закупки новых судов.

(Окончание следует) ■

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ И 18-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА «НЕФТЕГАЗ»

**пройдут 17–18 и 16–19 апреля 2018 года в Москве,
в Центральном выставочном комплексе «Экспоцентр».**

Технологический вектор развития нефтегазовой индустрии, цифровизация мировой экономики и глобальная конкуренция в борьбе за рынки и ресурсы формируют новый список вопросов энергетической повестки, требуя от деловой программы Форума и Выставки ответов и практических решений.

Программа Национального нефтегазового форума и Выставки «Нефтегаз» в 2018 году включает в себя технологические конференции, форсайт-сессии, профессиональные круглые столы и практические семинары, в фокусе внимания которых будет широкий круг актуальных вопросов, среди которых: цифровая трансформация нефтегазовой отрасли; технологическая оснащенность отраслевого машиностроительного комплекса и его экспортный потенциал; стратегия научно-технического развития отрасли и меры господдержки внедрения прорывных технологий; импортозамещение и локализация производства в отдельных отраслевых сегментах; трансфер технологий высокотехнологичной продукции ТЭК и международное сотрудничество; роботизация и искусственный интеллект; создание инжиниринговых центров, кластеров и технопарков; развитие нефтегазовых стартапов и инновационных проектов; разработка трудноизвлекаемых и нетрадиционных углеводородов; внутренние драйверы и экспортный потенциал нефтегазохимической отрасли.

Международная выставка «Нефтегаз» — это масштабное отраслевое мероприятие мирового уровня, в котором принимают участие представители сотен ведущих компаний отрасли из десятков стран мира. Экспонентами и гостями выставки являются практически все ключевые компании нефтегазового сектора, их крупнейшие поставщики и подрядчики. Небольшим и новым компаниям участие в выставке дает уникальную возможность привлечь внимание к своим разработкам и предложениям потенциальных заказчиков. Специализированные разделы выставки «Нефтегаз-2018» будут посвящены автоматизации, нефтегазохимии, новейшим разработкам сервисных и инжиниринговых транспортных компаний. Будут широко представлены такие актуальные для отрасли профессиональные направления, как «Поиск и разведка нефтяных и газовых месторождений», «Строительство, разработка и эксплуатация нефтяных и газовых скважин», «Сбор, транспортировка, хранение нефти, газа, нефтепродуктов», «Нефтегазопереработка и нефтехимия», «Оборудование и технологии», «Запорно-регулирующая аппаратура», «Энергетическое и электротехническое оборудование. Кабельная продукция. Сварочное оборудование», «АСУ и телемеханизация процессов. Контрольно-измерительные приборы. Метрология», «Защита оборудования и трубопроводов от коррозии», «Экология, системы мониторинга состояния окружающей среды», «Охрана труда и системы безопасности», «Российские инновационные разработки».

На сегодняшний день Национальный нефтегазовый форум и Выставка «Нефтегаз» являются крупнейшими отраслевыми событиями, под эгидой которых ежегодно проходят десятки профессиональных мероприятий — профессиональных конференций, круглых столов, технологических семинаров, фокус-экспозиций, различных общественных и пресс-мероприятий.

Подробную информацию о программе Форума можно
получить в организационном комитете по телефонам:
+7 (495) 640-34-64, 8-800-333-05-15
либо по электронной почте: mail@oilandgasforum.ru.

Официальные сайты проектов:
www.oilandgasforum.ru
www.neftgaz-expo.ru

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы



НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

17-18 апреля 2018
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

18-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2018



16-19 апреля 2018
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru



12+



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР
Аннотация выставки и программы
МОСКВА

ММ
Москва
International

КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА ПО ПРОИЗВОДСТВУ И ПРИМЕНЕНИЮ АВТОМОБИЛЬНЫХ И КОТЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ ИЗ ВОЗОБНОВЛЯЕМОГО СЫРЬЯ

(биобутанол, биоэтанол, бионефть, пеллеты, брикеты и другие биотоплива)



КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА • 18 АПРЕЛЯ 2018 • МОСКВА

18–19 апреля 2018

Отель «Холидей Инн Лесная», Москва

Тел: +7 (495) 585 5167
congress@biotoplivo.ru
www.biotoplivo.ru

Темы конгресса

- Состояние отрасли: развитие технологий и рынка биотоплив.
- Биозаводы: инжиниринг, производимые продукты, экономика.
- Производство пищевого и технического спирта: тонкости технологии, реконструкция заводов, новые виды сырья.
- Перепрофилирование спиртовых заводов на производство кормовых дрожжей и других биопродуктов.
- Топливный биоэтанол, бутанол и другие транспортные биотоплива.
- Биотоплива из соломы и опилок: технологии и коммерциализация.
- Пиролиз и газификация: бионефть и сингаз. Стандарты и рынок печного биотоплива.
- Биодизель, биокеросин и растительные масла как топливо.
- Твердые биотоплива: пеллеты, брикеты, щепа.
- Логистика лесной и сельскохозяйственной биомассы.
- Энергетика и водоподготовка при реализации проектов.
- Другие вопросы биотопливной отрасли.

Технический семинар “СпиртЭксперт”

**«Технология производства спирта и обеспечение бесперебойной работы
спиртового производства»** пройдет 19 апреля 2018 года.

Кто будет участвовать:

Производители и трейдеры зерна, сахарные компании, лесозаготовители и переработчики древесины, ЦБК, нефтеперерабатывающие компании, ЖКХ, сети АЗС, предприниматели, банки, венчурные компании, инвестиционные фонды, инжиниринговые компании, производители оборудования, представители региональной и федеральной власти, журналисты и все, кому интересны топлива из возобновляемого сырья.

Есть ещё порох!

Нефтегазовый потенциал Оренбуржья израсходован далеко не полностью

Виктор ПРУСАКОВ

К традиционным районам нефтегазодобычи подчас относятся скептически – считается, что их лучшие времена остались в прошлом и нефтяникам надо полностью сосредоточиться на новых территориях – Ямале, Восточной Сибири, арктическом шельфе.

Оренбургская область – наглядный пример того, что старые добывающие провинции рано списывать со счетов. Оренбуржье, где нефть добывают более 80 лет, по-прежнему представляет интерес для ведущих ВИНК. С появлением современных технологий преимуществ региона – высокая степень освоённости, качество запасов, близость к основным рынкам сбыта – заиграли новыми красками. «Роснефть», главный недропользователь области, в позапрошлом году приобрела здесь пять новых лицензионных участков, а в прошлом открыла девять месторождений. Это поможет оренбургской «дочке» госкомпании компенсировать снижение добычи на старых промыслах и позволит в перспективе рассчитывать на рост производства.

«Газпром нефть», пришедшая в Оренбуржье около восьми лет назад, последовательно расширяет экспансию в регионе и год от года наращивает добычу нефти и газа.

О перспективах оренбургской «нефтянки» можно судить и по появлению здесь новых игроков, контролируемых структурами Михаила Гуцериева. Так, недавно приобретённая им компания «Сладковско-Заречное» в течение пяти лет намерена увеличить добычу с нынешних 300 тыс. до 5 млн т в год.

«ДВА ДЫХАНИЯ» ОРЕНБУРГСКОЙ «НЕФТЯНКИ»

История нефтяной отрасли Оренбуржья ведёт отсчёт с июля 1937 г., когда из скважины № 1 на восточной окраине Бугуруслана забил первый нефтяной фонтан. В 1943 г. был введён в эксплуатацию газопровод Бугуруслан – Куйбышев, один из первых в стране. В послевоенные годы на западе области открыли десятки нефтяных месторождений и залежей, началась добыча на Султангуловско-Заглядинском, Тарханско-Твердиловском, Ашировском, Ефремо-Зыковском, Могутовском, Пилюгинском и других участках. С 1990-х отдача от стареющих промыслов начала снижаться и в 1998 г. производство составило лишь 7,5 млн т.

Второе дыхание оренбургская «нефтянка» получила благодаря стараниям ТНК, которая в 2000 г. приобрела основные добывающие предприятия области – «Оренбургнефть» и «Бугурусланнефть». Стимулом для продолжения работы в регионе стали налоговые льготы для зрелых месторождений, а также применение современных технологий. С начала 2000-х добыча вновь резко возросла. В 2009 г. в Оренбургской области было получено 20,4 млн т жидких углеводородов.

Параллельно с 2005 г. в регионе осуществлялась программа «Газ», предусматривающая планомерное увеличение уровня полезного использования ПНГ. В её рамках реконструировались существующие и строились новые газопроводы и газокompрессорные станции, была запущена вторая очередь Зайкинского газоперерабатывающего предприятия мощностью 1,1 млрд м³ в год с железнодорожным терминалом, а также Покровская установка комплексной переработки газа производительностью 450 млн м³ в год.

ТНК-ВР считала Оренбуржье одним из главных регионов для своего развития. В 2011 г. компания приобрела здесь четыре лицензионных участка, значительно нарастив ресурсы. В последующие три года она намеревалась инвестировать в местные активы более 90,6 млрд рублей. Согласно планам ТНК-ВР, к 2016 г. «Оренбургнефть» должна была добывать 27 млн т нефти в год. А в 2017-м при реализации



Табл. 1. Добыча «Роснефти» в Оренбургской области, тыс. т

Предприятие	2014 г.		2015 г.		2016 г.	
	Нефть, тыс. т	Газ, млн м³	Нефть, тыс. т	Газ, млн м³	Нефть, тыс. т	Газ, млн м³
«Оренбургнефть»	17377,0	3639,3	15832,9	3478,6	14456,0	2915,2
«Бугурусланнефть»	1617,7	50,8	1626,8	49,4	1587,5	46,3
Всего	18994,7	3690,1	17459,7	3528,0	16043,5	2961,5

Источник: ЦДУ ТЭК.

Табл. 2. Нефтедобыча на основных месторождениях ПАО «Оренбургнефть» в 2017 г., тыс. т*

Месторождение	1-й квартал	2-й квартал	3-й квартал	4-й квартал	Всего
Вахитовское	216,6	211,8	198,4	184,3	811,1
Сорочинско-Никольское	422,8	395,7	366,7	351,3	1536,5
Бобровское	247,6	244,6	240,3	236,8	969,3
Покровское	347,1	315,6	283,8	267,1	1213,6
Гаршинское	317,2	315,6	283,8	267,1	1183,7
Пронькинское	162,8	161,3	163,4	165,9	653,4
Моргуновское	116,0	114,3	110,7	104,9	445,9
Родинское	71,7	70,2	72,7	76,7	291,3
Росташинское	70,0	71,8	97,5	98,6	337,9

*С учётом объёмов ООО «Бугурусланнефть».

Источник: «Роснефть».

оптимистического сценария – до 35 млн т. «Первое и главное условие развития – это прирост запасов, второе – обоснованные геолого-технические мероприятия, связанные с ремонтом скважин, третье – увеличение объёмов бурения, а также научный подход к темпам отбора запасов», – говорил тогдашний генеральный директор «Оренбургнефти» Александр Берман.

КУРС НА СТАБИЛИЗАЦИЮ

После покупки ТНК-ВР в 2013 г. главным недропользователем региона стала «Роснефть». Хотя планы прежнего держателя лицензий по ряду причин были реализованы не в полной мере, развитие событий подтвердило, что потенциал региона далеко не исчерпан.

Воспользовавшись плодами трудов своего предшественника, «Роснефть» продолжила основные направления его работы. Главной головной болью госкомпании стало снижение добычи на крупнейших промыслах региона (см. табл. 1 и табл. 2).

Основными задачами по стабилизации добычи «Роснефть» называет «применение современных геолого-технологических мероприятий, а также оптимизацию режимов работы скважин и системы поддержания пластового давления». Так, после операций гидроразрыва на скважинах «Оренбургнефти» удалось достичь высоких запусковых дебитов. В рамках программы реконструкции скважин также широко применяется зарезка боковых стволов.

Наряду с повышением отдачи от старых месторождений делается упор на

«Оренбургнефть» и её вотчина



ПАО «Оренбургнефть» – крупнейшее нефтегазодобывающее предприятие Оренбургской области. Оно также работает на территории Самарской и Саратовской областей. К концу прошлого года в разработке находилось 116 месторождений. Более половины всех запасов сосредоточены на 10 крупнейших месторождениях (Росташинском, Сорочинско-Никольском, Гаршинском, Покровском и других). Около 2,7 тыс. скважин обеспечивали добычу на уровне 41 тыс. т/сут.

В ноябре 2017 г. накопленная добыча «Оренбургнефти» (с 1937 г.) достигла 600 млн т. В состав компании входят ООО «Бугурусланнефть», старейшее нефтедобывающее предприятие региона, а также Зайкинское ГПП.

развитие новых территорий. Прежде всего, речь идёт о Волостновском лицензионном участке, перспективность которого была подтверждена в 2016 г. по итогам поисково-разведочного бурения. Потенциал добычи здесь оценивается в 1,5–2 млн т в год. Прошлым летом «Роснефть» сообщила об открытии на Волостновском участке пяти месторождений – Новоожовского, Западно-Кулагинского, Южно-Кулагинского, Восточно-Кулагинского и Киндельского. По результатам поисково-бурения были получены притоки нефти со средним дебитом 192 т/сут. Суммарные начальные извлекаемые запасы месторождений по категории $C_1 + C_2$ составили 4 млн т нефтяного эквивалента. Как сообщалось, успешности бурения способствовало применение современных методов сейсмических и геофизических исследований.

В декабре 2017 г. стало известно об открытии на Волостновском участке ещё трёх месторождений – Ключевого, Казачинского и Гусахинского. Всего на этом блоке на сегодняшний день обнаружено уже 11 месторождений. Общий ресурсный потенциал Волостновско-Землянского кластера составляет 27 млн т нефти, запасы открытых месторождений – 7,8 млн т н. э. Для транспортировки дополнительных объёмов была построена вторая нитка нефтепровода ДНС Рыбkinsкая – УКПНГ Загорская протяжённостью 50 км и пропускной способностью 1,1 млн т в год, введённая в эксплуатацию в июне прошлого года. Кроме того, строятся ещё два нефтепровода длиной 50 и 25 км, а также 60-километровая линия электропередачи. Залежи на новых месторождениях кластера расположены поблизости друг от друга, что обеспечивает синергетический эффект при их освоении.

Ещё одна точка роста – Северо-Покровский лицензионный участок в центральной части Оренбургской области. Прошлым летом здесь было открыто Бахтияровское месторождение с суммарными извлекаемыми запасами 2,6 млн т нефти (в том числе по категории $C_1 - 1,3$ млн т). Для поставок отсюда сырья предстоит построить трубопровод АГЗУ № 1 Северо-Покровского месторождения – УПН Покровская протяжённостью 27 км. На Северо-Покровском участке планируется пробурить ещё две поисково-разведочные скважины, что, как ожидается, позволит прирастить извлекаемые запасы на 3,4 млн т.

Лето 2017 г. оказалось для «Оренбургнефти» знаменательным во многих отношениях. Так, в июле предприятие от-

Табл. 3. Добыча «Газпром нефти» в Оренбургской области

Предприятие	2014 г.		2015 г.		2016 г.	
	Нефть, тыс. т	Газ, млн м³	Нефть, тыс. т	Газ, млн м³	Нефть, тыс. т	Газ, млн м³
«Газпромнефть-Оренбург»	1511,8	1840,4	1614,8	2590,3	2520,7	2839,2
«Южуралнефтегаз»	259,7	145,7	269,9	154,0	234,4	142,4
ЦНТ	569,6	58,4	755,1	76,8	143,5	—
Всего	2341,1	2044,1	2639,8	2821,1	2898,6	2981,6

Источники: ЦДУ ТЭК.

мечало 80-летие добычи в регионе. За это время из оренбургских недр было извлечено почти 600 млн т нефти и более 110 млрд м³ газа, построено более 8 тыс. скважин, проложено около 13 тыс. км промысловых трубопроводов (см. «Оренбургнефть» и ее вотчина).

Стратегической задачей предприятия считается дальнейшее расширение ресурсной базы. В 2016 г. по результатам ГРП извлекаемые запасы нефти промышленных категорий выросли на 29 млн т. Кроме того, в конце 2016-го «Оренбургнефть» победила в аукционах на право пользования пятью участками – Алдаркинским, Кинельским, Екатериновским, Черноярским и Юртаевским. Их совокупные прогнозные извлекаемые ресурсы – около 73 млн т нефти и более 19 млрд м³ газа (запасы нефти $C_1 + C_2$ Юртаевского участка – более 2 млн т, ресурсы C_3 – около 1,4 млн т). Участки расположены вблизи уже действующих нефтегазовых месторождений «Оренбургнефти», что также позволяет рассчитывать на синергию.

СТРАТЕГИЯ РОСТА

Второй крупнейший недропользователь Оренбуржья – «Газпром нефть» – пришёл в регион в 2010 г., получив от «Газпрома» в управление Восточный участок Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ВУ ОНГКМ). Этот участок, находящийся в промышленной эксплуатации с начала 2000 годов, стал якорным для дальнейшей экспансии «Газпром нефти» в регионе. В следующие четыре года она приобрела здесь несколько компаний («Центр наукоёмких технологий», «Южуралнефтегаз», «Живой исток», «Югра-Интэк»), владевших лицензиями на ряд близлежащих месторождений.

Как говорил первый заместитель гендиректора «Газпром нефти» Вадим Яковлев, регион «абсолютно понятен с точки зрения геологии и технологии». По планам компании, Оренбургская область должна была стать её новым добычным кластером и через пять лет приносить до 5 млн т н. э. в год. Эти планы опирались на высокую степень освоённости региона, наличие

развитой производственной и транспортной инфраструктуры (в том числе отлаженной схемы железнодорожных поставок нефти), высокое качество запасов, а также территориальное соседство приобретённых активов. Всё это, по словам Вадима Яковлева, обеспечивало «более низкие капитальные затраты и эксплуатационные расходы по сравнению с Западной, не говоря уже о Восточной Сибири».

С первых лет деятельности основное внимание «Газпромнефть-Оренбурга» уделялось главному добычному активу – Восточному участку ОНГКМ. К началу прошлого года доказанные запасы участка составляли 39,8 млн т нефти и конденсата и 32,4 млрд м³ газа по классификации PRMS. Запасы относятся к трудноизвлекаемым: нефть повышенной вязкости залегает в карбонатных коллекторах с низкой проницаемостью и низкой температурой пласта. Для интенсификации добычи на месторождении с 2013 г. применяется кислотный ГРП. Различные методы повышения нефтеотдачи широко используются и на других промыслах компании (см. «Найти подход к пласту»).

Растущие объёмы добычи газа на Восточном участке требовали создания соответствующей транспортной инфраструктуры. Весной 2017 г. «Газпром нефть» ввела в эксплуатацию 50-километровый газопровод, максимальная пропускная способность которого – более 5,7 млрд м³ в год, от месторождения до Оренбургского ГПЗ «Газпрома». Благодаря этому использование газа на Восточном участке в прошлом году выросло на 12% по отношению к уровню 2016 г. В текущем году «Газпром нефть» намерена запустить газоконденсаторную станцию, что позволит поставлять на Оренбургский завод почти весь добываемый на участке ПНГ, доведя уровень его утилизации до 95%.

С начала работы в Оренбуржье «Газпром нефть» стабильно наращивала добычу углеводородов (см. табл. 3). Основные проблемы сегодня связаны с падением производства на находящемся в эксплуатации с 2006 г. Капитоновском ме-

Найти подход к пласту



В январе 2018 г. «Газпром нефть» сообщила, что впервые провела на Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения многостадийный кислотно-проппантный гидроразрыв пласта. Продуктивность скважины с семью стадиями ГРП на 57% превысила показатели аналогичных скважин, где применялась стандартная процедура многостадийного кислотного гидроразрыва. Как сообщается, анализ схожих скважин, запущенных после классических кислотных ГРП в данном районе, показал высокие темпы падения добычи в первый год работы. Для решения этой проблемы геологи «Газпромнефть-Оренбурга» применили новую технологию стимуляции пласта методом ГРП – с использованием кислоты и проппанта.

В 2017 г. для повышения эффективности добычи на месторождениях компании проведено 115 геолого-технических мероприятий. Так, резки бокового ствола на ВУ ОНГКМ обеспечили прирост среднего дебита на 57% выше плана (плановый прирост – 16,2 т/сут, фактический – 25,4 т/сут). А на Капитоновском месторождении этот показатель оказался на 62% выше плана – 48,3 т/сут против 29,8 т/сут.

В течение года на месторождениях «Газпромнефть-Оренбурга» была запущена в работу 61 новая скважина, что обеспечило дополнительную добычу 294,8 тыс. т нефти.

сторождении (разрабатывается «Южуралнефтегазом»), где в прошлом году было получено 182 тыс. т нефти против 234 тыс. т в 2016-м и 270 тыс. т в 2015 г. Недавно «Газпром нефть» объявила о новом этапе освоения Капитоновского. В период до 2020 г. запланированы масштабная программа бурения и геолого-технических мероприятий, а также реконструкция и модернизация производственной инфраструктуры.

По данным компании, в прошлом году добыча «Газпромнефть-Оренбурга» выросла на 3%, до 4,8 млн т н. э. Этого удалось добиться прежде всего за счёт многократного роста производства на Бaleyкинском и Земляном месторождениях (с 70,4 до 168,3 тыс. т и с 7,7 до 30,8 тыс. т соответственно). Лидерами по добыче нефти остаются ВУ ОНГКМ (1,4 млн т) и Царичанское плюс Филатовское месторождения (0,9 млн т).

Вместе с тем, бизнес «Газпром нефти» в Оренбуржье несравним с масштабами «Роснефти»: добыча ведётся на пяти месторождениях и четырёх лицензионных участках. Понятно, что перспективы компании в регионе также напрямую связаны с расширением ресурсной базы. Благодаря успешной геологоразведке по итогам 2017 г. прирост запасов «Газпромнефть-Оренбурга» составил более 45 млн т н. э. В прошлом году предприятие получило лицензию на Новосамарское месторождение с геологическими запасами более 8 млн т нефти, открытое годом ранее на территории Уранского участка.

Как сообщалось, открытие подтвердило гипотезу геологов о наличии на Уранском участке нескольких месторождений. Действительно, в феврале текущего года «Газпром нефть» сообщила об обнаружении здесь ещё одного месторождения с запасами свыше 11 млн т – Новозаринского. В 2018 г. компания планирует пробурить на Уранском участке дополнительно три поисково-оценочные скважины.

Успехи «Газпромнефть-Оренбурга» привлекли внимание зарубежных инвесторов. В конце 2016 г. глава «Газпром нефти» Александр Дюков сообщил об интересе к одному из её здешних активов со стороны китайской CNPC. До последнего времени более конкретной информации по этому поводу не появилось. Возможно, сегодня для китайской корпорации в России более актуально сотрудничество с «Газпромом» и «НОВАТЭКом» по поставкам трубопроводного газа и производству СПГ. Отметим также, что соглашение «ОПЕК+» о сокращении добычи может

Рост по всем статьям

За 10 месяцев 2017 г. АО «ФортеИнвест» добыло 523 тыс. т нефти, что на 30% выше аналогичного показателя 2016 г. По сообщению компании, существенный рост стал возможен за счёт оптимального выбора местоположения и бурения новых горизонтальных и вертикальных скважин, повышения эффективности геолого-технических мероприятий, оптимизации систем разработки объектов, расширения инфраструктуры. Так, за этот период было введено в эксплуатацию 11 новых скважин. В частности, на Александровском месторождении запущена добывающая наклонно-направленная скважина № 19 с начальным дебитом 60 т в сутки. По результатам геофизических исследований скважины № 622 на Ашировском месторождении ожидался дебит в объёме более 100 т в сутки. Как сообщалось, «на основании полученных данных по ГИС открывается перспектива для дальнейшей разработки данной залежи Ашировского месторождения».

Благодаря запуску дополнительного технологического оборудования для подготовки нефти и подтоварной воды на Колганском и Ашировском участках утилизация попутного газа превысила 95%. На Александровском участке достичь этого уровня планируется к 2019 г.

За девять месяцев прирост извлекаемых запасов $A + B_1 + B_2$ компании составил 1,459 млн т. Этот результат получен благодаря проведённым на Ашировском месторождении сейсмическим работам МОГТ 3D в объёме 200 км². Кроме того, на Александровском лицензионном участке было открыто Южно-Моховое месторождение с извлекаемыми запасами по категории $B_1 + B_2$ около 8,6 млн т нефти. По состоянию на ноябрь прошлого года суммарный объём текущих запасов Оренбургского блока «ФортеИнвеста» составлял 49,7 млн т (категории $A + B_1 + B_2$ и $C_1 + C_2$).

поставить под сомнение озвученные ранее планы «Газпром нефти» добывать в Оренбуржье к 2020 г. 10 млн т н. э. в год.

Как бы то ни было, Оренбургская область, несомненно, останется в числе важных для компании регионов на длительную перспективу.

Свято место пусто не бывает

С недавних пор Оренбуржье входит в сферу интересов владельца «РуссНефти» Михаила Гуцериева. Средства, привлечённые по итогам IPO «РуссНефти» осенью 2016 г., были направлены на покупку активов в этом регионе. В частности, речь идёт об АО «ФортеИнвест», в состав которого входят три добывающих пред-

приятия – «Преображенскнефть», «Геопрогресс» и «Ойлгазтэт». Они владеют лицензиями на Колганский, Ашировский, Александровский и Степной лицензионные участки. «ФортеИнвест» также является основным акционером Орского НПЗ (ПАО «Орскнефтеоргсинтез»), что облегчает задачу сбыта продукции. Как сообщала «РуссНефть», «синергия от приобретения «ФортеИнвеста» состоит в том, что компания в период 2017–2022 гг. разбуривает активы с понятной геологией и увеличивает добычу».

Сегодня «ФортеИнвест» наряду с «РуссНефтью» и «Нефтьисой» входит в промышленно-финансовую группу Михаила Гуцериева «Сафмар». Предприятия «ФортеИнвеста» работают на четырёх лицензионных участках и семи месторождениях Оренбургской области. Озвученные ранее планы пока не расходятся с делом. В прошлом году компания почти на треть нарастила добычу, открыла новое месторождение и добилась солидного прироста запасов. Слагаемые успеха, в общем-то, традиционны – высокотехнологичное бурение, эффективные ГТМ, активная геологоразведка (см. «Рост по всем статьям»).

Кроме того, во второй половине 2017 г. структуры Гуцериева приобрели в Оренбургской области компанию «Сладковско-Заречное». Она владеет лицензиями на три месторождения, содержащие как нефть, так и газ, – Сладковско-Заречное, Кошинское и Яснополянское (два последних были открыты в 2015 г.). По данным газеты «Коммерсантъ», несколько лет назад актив принадлежал «Металлоинвесту» Алишера Усманова. Издание назвало эту покупку «одной из крупнейших сделок по приобретению отдельных нефтяных активов за последние годы».

Прошлой осенью сообщалось, что, благодаря переинтерпретации данных сейсморазведки, бурению и испытанию новых скважин, извлекаемые запасы нефти «Сладковско-Заречного» выросли вдвое, до 123 млн т. Компания приступила к созданию инфраструктуры на месторождениях: к ноябрю было построено более 20 км автодорог, около 11 км нефтепроводов, запущены в эксплуатацию пять буровых станков.

До конца 2017 г. «Сладковско-Заречное» планировало добыть 315 тыс. т нефти, в 2018 г. – 1 млн т (в частности, за счёт строительства 13 скважин). А в течение пяти лет намечается нарастить производство до 5 млн т. Эти планы – очередное свидетельство того, что у оренбургской «нефтянки» ещё хватает пороха в пороховницах. ■



ШЕСТАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ 2018

22 МАЯ
ОТЕЛЬ «БАЛЧУГ КЕМПИНСКИ», МОСКВА

По итогам 2017 г. добыча нефти и газового конденсата в России незначительно снизилась, при этом наша страна сохранила лидирующие позиции в мировой нефтедобыче. Однако законодательные новшества обещают отрасли определенные изменения. Так, в Госдуму внесен законопроект о налоге на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (НДД). Он вводит порядок налогообложения компаний нефтегазового сектора новым налогом в отношении нефти, газа горючего природного, газового конденсата и попутного нефтяного газа, а также уточняется порядок расчета НДС на нефть. Также с 1 января 2018 г. устанавливается возможность применения налогового вычета при добыче газового конденсата в случае получения ШФЛУ при его переработке. Как эти новации отразятся на российской нефтегазодобыче в 2018 г.? Какое место в отрасли занял газовый конденсат по итогам прошедшего года? Какие проблемы удалось решить, а какие остались?



Масла ЛУКОЙЛ – золотой стандарт для «нефтянки»

Современные разработки российского лидера расширяют возможности эффективной работы нефтегазовой техники и оборудования

Реалии российской специфики – сложные условия эксплуатации техники и экстремальные перепады температур – предъявляют максимально жесткие требования к смазочным материалам. ЛУКОЙЛ, благодаря использованию уникального базового сырья, модернизированным мощностям и собственным научным разработкам, разработал широкий ассортимент специальных масел и смазок, получивших одобрения ведущих мировых производителей оборудования.

УНИВЕРСАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ – СПЕЦТЕХНИКЕ

Автопарки нефтяных компаний предпочитают использовать полусинтетические и синтетические моторные масла с улучшенными низкотемпературными свойствами, обеспечивающие безотказную работу грузовой техники в суровых климатических условиях Севера и Сибири.

Простои техники, в том числе и для проведения техобслуживания, негативно влияют на рентабельность производства. Сократить время простоев

можно, например, за счёт увеличения интервала замены масла. ЛУКОЙЛ ответил на это требование рынка, разработав соответствующие продукты. Особое место в их ряду заняло моторное масло ЛУКОЙЛ АВАНГАРД УЛЬТРА МЗ 15W-40 с интервалом замены до 1000 моточасов. Добиться столь прорывных показателей удалось во многом благодаря использованию в рецептуре собственного базового масла группы III+ по классификации API (VHVI), уникальные характеристики которого не имеют аналогов. Продукт получил офици-



альные допуски к использованию от MTU, Cummins, Mack, Volvo и Renault.

Он является единственным полусинтетическим маслом с одобрением MTU Oil Category 3. Результаты тестов масла на двигателе Caterpillar продемонстрировали расход на угар в 3,3 раза меньше требований API CI-4.

Из числа гидравлических масел среди профессионалов всё большую популярность приобретает линейка ЛУКОЙЛ ГЕЙЗЕР, в частности масло ЛУКОЙЛ ГЕЙЗЕР УНИВЕРСАЛ 22, предназначенное для всесезонного использования. Гарантированный диапазон рабочей температуры масла в гидросистеме – от -35°C до $+80^{\circ}\text{C}$. Температура застывания – не выше -45°C .

Тесты показали, что ЛУКОЙЛ ГЕЙЗЕР УНИВЕРСАЛ нейтрален к резиновым уплотнителям, а также лучше (до 40%) защищает гидросистему от износа, чем масла типа МГЕ-46В и ВМГЗ.

К слову, сегодня заводы ЛУКОЙЛа в России выпускают уникальное гидравлическое масло ВМГЗ, способное работать на Крайнем Севере при температуре -60°C .

Для разработки и добычи

Смазочные материалы применяются во всех сферах Upstream, начиная с основы бурового раствора. ЛУКОЙЛ первым из отечественных производителей выпустил на рынок подобный продукт с использованием маловязкой масляной основы – ЛУКОЙЛ ДРИЛЛИНГ. Буровой раствор отлично зарекомендовал себя, стабильно работая в условиях высоких температур нефтяных пластов и экстремальных морозов Сибири и Русского Севера (температура его застывания – до -67°C). В 2017 году рецептура бурового раствора с вовлечением собственного уникального маловязкого базового масла была обновлена. Новый продукт – ЛУКОЙЛ ДРИЛЛИНГ L3 – позволил дополнительно улучшить эффективность расхода энергии при работе буровых установок.

Необходимость использовать продукты нового уровня диктуют реалии не только в сфере бурения, но и добычи. К примеру, сервисные предприятия, обслуживающие нефтяные станки-качалки, нередко используют устаревшие трансмиссионные масла категории

ГОСТ (ТСП-10). Эти продукты недостаточно быстро отделяют от масла воду, появляющуюся в системе из-за постоянного образования конденсата в подобном оборудовании, работающем на открытом воздухе. В результате, серьезно увеличивается коррозионный износ механизмов и окисление масла.

Применение редуторных масел ЛУКОЙЛ СТИЛО ЛТ и СТИЛО ПОЛАР помогает избежать этих проблем. Например, испытания масла ЛУКОЙЛ СТИЛО ПОЛАР показали его превосходство относительно норм международного отраслевого стандарта DIN 51517 по индексу вязкости – на 94%, стабильности против окисления – на 96%, водоотделению – на 73%, способности противостоять задиру – «на 2 ступени нагрузки» и износу – на 87%! Эти масла, произведённые на гидросинтетической основе, полностью отвечают международному отраслевому стандарту DIN51517, при этом их температура застывания равна -55°C .

Перспективный продукт в сегменте upstream – новое масло ЛУКОЙЛ



ИНДУКТО ESP для двигателей электропогружных насосов. ЛУКОЙЛ ИНДУКТО – электроизоляционные масла, изготавливаемые на основе высокоочищенных минеральных и синтетических масел, полученных с применением технологии гидрокрекинга и высокоэффективных присадок.

ЛУКОЙЛ ИНДУКТО ESP разработано специально для всесезонного использования в закрытых системах электродвигателей погружных насосов взамен масел серии МДПН. Новинка обладает улучшенными противоизносными свойствами, температурой застывания не менее -50°C , отличается максимальными значениями электроизоляционных характеристик (пробивным напряжением и удельным сопротивлением), а также отличной термоокислительной стабильностью.

РЕЗЬБОВЫЕ СМАЗКИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Исследовав потребности потенциальных заказчиков – предприятий нефтегазового комплекса, проведя опросы инженеров и механиков металлургических заводов, а также руководствуясь требованиями ГОСТ и API, ЛУКОЙЛ разработал серию резьбоуплотнительных смазок ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛЕКС,

превосходящих по эксплуатационным характеристикам представленные на российском рынке аналогичные продукты.

Смазка ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛЕКС предназначена для уплотнения и защиты от коррозии резьбы на соединениях обсадных, насосно-компрессорных и буровых труб, а также трубопроводов любого диаметра при эксплуатации с высоким давлением.



Смазка подходит для труб обычного и хладостойкого типа исполнения, в том числе стойких к коррозии, вызываемой сероводородом и углекислотой. Линейка ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛЕКС работоспособна в диапазоне температур от -60°C до $+200^{\circ}\text{C}$ и давлении до 120 Мпа.

Смазки ЛУКОЙЛ ПАЙПФЛЕКС прошли лабораторные и стендовые испытания в ОАО «ВНИИ НП» и рекомендованы к применению при бурении и сервисных работах на нефтяных и газовых месторождениях, а также металлургических заводах-производителях трубной продукции для ТЭК.

ЭФФОРСЕ – ГАЗОПОРШНЕВЫМ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯМ

Доступность газового сырья – природного и попутного нефтяного – делает газопоршневые электростанции (ГПЭС) актуальным решением проблемы энергоснабжения удалённых объектов добычи.

Газопоршневые двигатели требуют применения специальных малозольных моторных масел. До недавних пор при обслуживании таких двигателей главным образом использовались импортные смазочные материалы.

В 2013–2014 гг. ЛУКОЙЛ провёл серию испытаний своей новинки в этом



сегменте – масла ЛУКОЙЛ ЭФФОРСЕ 4004 – на газопоршневых двигателях Caterpillar, Cummins, GE Jenbacher и Waukesha. Результаты подконтрольной эксплуатации на ряде предприятий – «ЛУКОЙЛ-Ставропольэнерго», «ЛУКОЙЛ-Ростовэнерго» и Де-Кастринской ТЭЦ – показали, что масло сохраняло отменные рабочие характеристики в течение всего интервала межсервисного обслуживания. По отзывам партнёров, экономический эффект от замены импортного аналога маслом ЛУКОЙЛ ЭФФОРСЕ в ряде случаев достигал 80%.

ЛУКОЙЛ ЭФФОРСЕ 4004 активно противостоит процессам нитрования и окисления, приводящим к образованию в системе отложений и лаков, влекущих за собой уменьшение срока службы масла и оборудования. Использование продукта позволило российским предприятиям увеличить интервал замены масла в системе не менее чем в 1,3 раза.

Результатом дальнейших работ по совершенствованию ЭФФОРСЕ стало появление в 2016 г. масла ЛУКОЙЛ ЭФФОРСЕ XDI 4004 с увеличенным интервалом замены – до 2 раз (по сравнению с обычными минеральными маслами для газопоршневых двигателей).

Для газовиков и нефтехимиков

Тесно взаимодействуя с производителями техники и промышленного оборудования, ЛУКОЙЛ за последние несколько лет вывел на рынок целый ряд новых видов масел, эксплуатационные характеристики которых превзошли многие импортные аналоги.

R&D потенциал ЛУКОЙЛа позволяет создавать практически любые масла и техжидкости, исходя из запросов потенциальных заказчиков. Например, специалисты компании разработали ЛУКОЙЛ ГЕЙЗЕР А – рабочую жидкость для запорной и фонтанной арматуры, оснащённой гидравлическими приводами. Масло способно работать в температурном диапазоне от -70°C до $+50^{\circ}\text{C}$! Продукт изготовлен полностью из российских компонентов. Это позволяет отечественным газовикам замещать дорогостоящие импортные масла на синтетической основе.

Также совместно с «Газпром ВНИИ-ГАЗом» Компания разработала высокоэффективные масла для газотурбинных агрегатов ЛУКОЙЛ МГК-8гп и ЛУКОЙЛ ТОРНАДО GT. Эти продукты предназначены для применения в системах смазки авиационных (МГК-8гп) и судовых (ТОРНАДО GT) двигателей, используе-

мых в качестве приводов газоперекачивающих агрегатов (ГПА), генераторов электростанций и других энергетических установок. При этом они полностью совместимы со всеми марками масел, применяемыми в них (например, МС-8п).

Одна из последних разработок ЛУКОЙЛа в линейке масел ТОРНАДО – ЛУКОЙЛ ТОРНАДО SNH для турбокомпрессоров в химической промышленности. Созданное специально для работы в условиях агрессивных сред, масло устойчиво к воздействию аммиака, серной кислоты и т. д. Его подконтрольная эксплуатация уже ведётся на многих предприятиях отрасли.

Ассортимент ЛУКОЙЛа сегодня включает более 700 видов масел и смазок, большинство из которых могут применяться в нефтегазовой промышленности. Соответствие требованиям самых строгих международных отраслевых стандартов и наличие более 1200 одобрений ведущих OEM делают эти продукты одними из самых востребованных в нефтяной сфере. Не случайно потребителями масел ЛУКОЙЛ сегодня являются не только предприятия Компании, но и другие мейджоры – «Сургутнефтегаз», «Газпром», «Роснефть», «НОВАТЭК», «Ямал СПГ», БК «Евразия», ERIELL, а также ряд независимых нефтяных компаний. ■



OGU
Uzbekistan



22-Я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

22nd UZBEKISTAN
INTERNATIONAL

OIL & GAS

EXHIBITION AND CONFERENCE

www.ogu-expo.ru

16–18
МАЯ / MAY
2018

УЗБЕКИСТАН, ТАШКЕНТ
UZBEKISTAN, TASHKENT

ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В УЗБЕКИСТАНЕ

THE LEADING
OIL & GAS EVENT
IN UZBEKISTAN

ОРГАНИЗАТОР
ORGANISED BY



**CONNECTING
YOUR BUSINESS
TO THE WORLD**

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

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

Младший брат в «газовой семье»

Мировой рынок сжиженных нефтяных газов: вчера, сегодня, завтра

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

Сжиженные нефтяные газы (СНГ, LPG, LP-gas) – это лёгкие углеводороды, которые при сравнительно невысоком избыточном давлении (1–2 МПа) и нормальной температуре находятся в жидком состоянии. Основными компонентами СНГ являются пропан, бутан и пропилен. Пропан и пропилен обеспечивают оптимальное давление насыщенных паров в газовом баллоне. Бутановая составляющая, которая включает в себя нормальный бутан, изобутан, изобулен и другие изомеры, является наиболее калорийным и легкосжижаемым компонентом СНГ. Применение СНГ с большим содержанием бутановых фракций предпочтительнее в летнее время и особенно в районах с жарким климатом. Наряду с упомянутыми компонентами в состав СНГ входят этан, пентан, азот, сера, вода и некоторые другие вещества. Однако суммарное их количество не превышает 0,5%. Этан обладает высоким давлением насыщенных паров, его присутствие способствует поддержанию достаточно высокого давления газа в баллоне при отрицательных температурах окружающего воздуха. Особенностью СНГ является то, что их хранят и транспортируют в жидком состоянии, а используют в газообразном. В жидком виде они занимают примерно 1/260 своего объёма в газообразном, то есть обладают большим коэффициентом объёмного расширения.

АМЕРИКА – «РОДИНА» СНГ

Первое упоминание пропано-бутановой смеси относится к 1910 г., когда американский химик Валтер О. Снеллинг выделил пропан из бензина. Двумя годами позже, в 1912-м, была сооружена первая в США промышленная установка по получению пропана. А в 1913 г. Снеллинг запатентовал производство пропана в

промышленных масштабах. В конце 1913 г. этот патент купил основатель нефтяной компании Phillips 66 Фрэнк Филипс.

К 1922 г. производство СНГ в Соединённых Штатах достигло 223 тыс. галлонов, к 1925-му – 400 тыс., а к 1929-му – 10 млн галлонов (американский галлон ≈ 3,785 литра). В 1928-м эта смесь стала использоваться на автотранспор-

Рис. 1. Производство СНГ по источникам в 2000–2014 гг., млн т

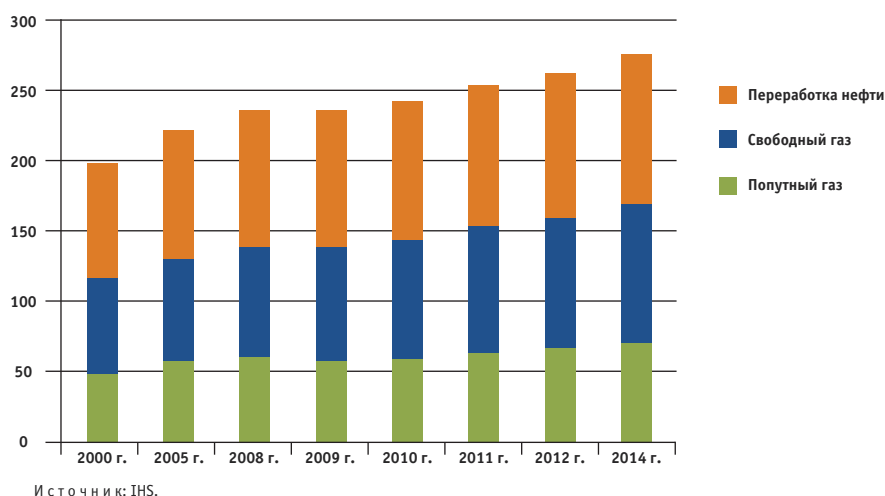


Рис. 2. Динамика и географическое размещение мирового производства СНГ в 2005–2015 гг., млн т

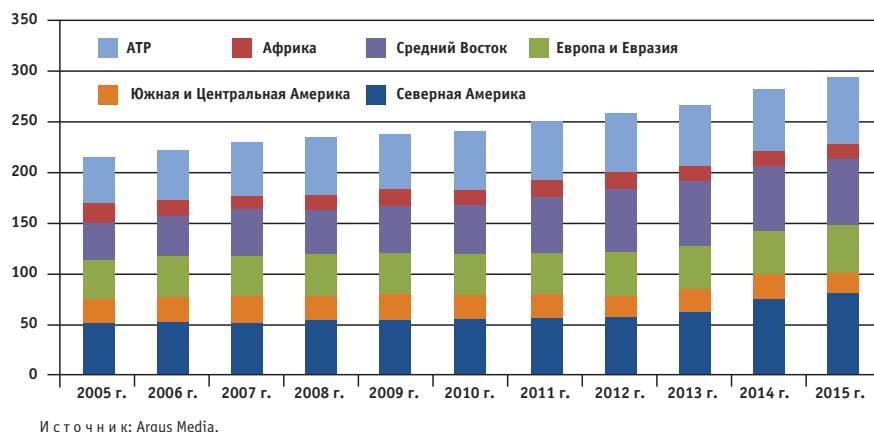
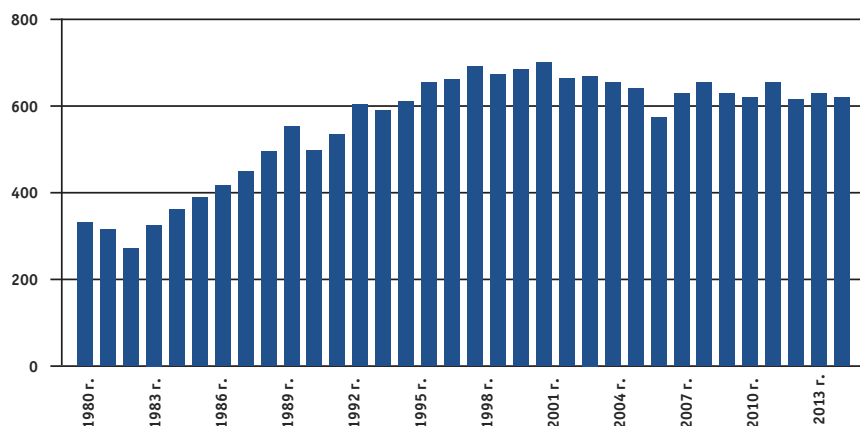
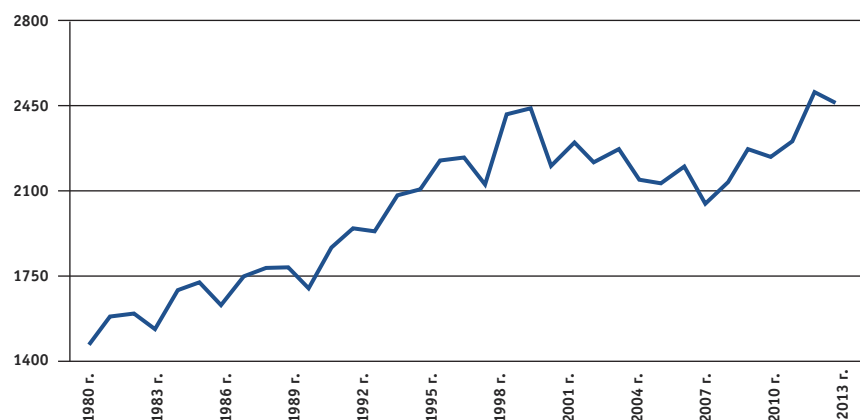


Рис. 3. Динамика производства СНГ в США в 1980–2013 гг., тыс. барр./сут*



* 1 тыс. барр. СНГ/сут ≈ 1,407 т н. э. / г. ≈ 1,28 т СНГ/г.
Источники: The Global Economy.com

Рис. 4. Динамика ежегодного потребления СНГ в США в 1980–2014 гг., тыс. барр./сут*



* 1 тыс. барр. СНГ/сут ≈ 1,407 т н. э. / г. ≈ 1,28 т СНГ/г.
Источники: The Global Economy.com, EIA.

те (сперва для грузовиков). В 1932 г. она применялась для приготовления пищи и подогрева воды во время Олимпийских игр в Лос-Анджелесе, а к 1934 г. её продажи возросли до 56 млн галлонов.

В последующие годы популярность СНГ резко возросла в связи с регулярными полётами из Европы в США гигантских дирижаблей, использовавших в качестве топлива так называемый блау-газ (предложенный Германом Блау аналог бутана). С крушением в 1937 г. самого крупного из этих дирижаблей – «Гинденбурга» – победное шествие СНГ не прекратилось. И к окончанию Второй мировой войны его продажи в США, где более 60% семей уже использовали его в быту, перевалили за 1 млрд галлонов. В 1947-м на-

чал эксплуатироваться первый танкер, работавший на СНГ, а в 1950-м муниципалитет Чикаго сделал заказ на 1000 автобусов, использующих данную смесь. В 1958 г. продажи СНГ в Соединённых Штатах составили 7 млрд галлонов.

Первые контракты на экспорт пропан-бутановой смеси из США были заключены лишь в 1930-е годы и были незначительны – менее 1 млн т. Однако к 2000 г. экспорт достиг 48 млн т в год.

В Европе, во Франции, СНГ впервые появился в середине 1930-х. Это был газ, экспортированный из США и там же бутилированный.

Производство и потребление

СНГ получают при переработке нефти или природного газа – как попутного, так и жирного свободного. В первом случае полученный продукт часто называют сжиженным нефтезаводским газом (liquefied refinery gas, LRG). На долю LRG приходится 41% производимого СНГ, на долю получаемого при переработке ПНГ – 24%, а на долю переработки свободного газа – почти 35% (см. рис. 1).

В 2015 г. мировое производство СНГ превысило 292 млн т, при этом регионами-лидерами в этой сфере были Северная Америка, Ближний и Средний Восток и АТР (см. рис. 2). США являются крупнейшим в мире производителем СНГ с долей порядка 20% (см. рис. 3).

Динамика мирового использования СНГ повторяет (с учётом потерь) глобальное производство пропано-бутановой смеси. При этом основным её потребителем (более 10%) выступают США (см. рис. 4).

Потребителями СНГ являются более 3 млрд человек по всему миру. В основном его используют в следующих сферах:

- в быту для отопления, подогрева воды и приготовления еды (44%);
- в химической промышленности для производства синтетических спиртов, пластических масс, каучука, полиэтилена, синтетических волокон, органических растворителей, фенола и других ценнейших химических продуктов (26%);
- в качестве промышленного сырья в других отраслях промышленности (12%);
- на транспорте в качестве топлива (9%). При этом СНГ, применяемый на автотранспорте, называют обычно автогазом (см. рис. 5).

Рис. 5. Основные сферы применения СНГ в мире в 2015 г., %



Источники: Argus Media.

Табл. 1. Применение СНГ во всём мире на автомобильном транспорте в 2015 г.

Страна	Потребление СНГ на автотранспорте, тыс. т	Число транспортных средств, работающих на СНГ, шт.	Число АЗС СНГ, шт.
Южная Корея	4450	2300	1611
Турция	2490	2394	8700
Россия	2300	1282	2000
Польша	1660	2325	5900
Италия	1227	1700	2773
Япония	1202	288	1900
Австралия	1147	655	3200
Таиланд	922	473	561
Китай	909	143	310
Мексика	837	535	2100
Остальной мир	5723	5379	28094
Всего	22866	17473	57150

Источники: KimatTechWiki.

СНГ используется в качестве топлива легковыми и грузовыми автомобилями, автобусами, локомотивами и даже авиалайнерами и морскими судами, но особенно – на автотранспорте.

Автогаз считается третьим по популярности автотопливом (после бензина и дизеля). Сейчас в мире насчитывается почти 25 млн автомобилей, управляющихся автогазом более чем на 57 тыс. АЗС (см. табл. 1). При этом использование СНГ на автотранспорте наиболее характерно для Турции, Южной Кореи, Польши, Италии и Австралии, а также Германии, Гонконга, Индии, Филиппин, Хорватии, Сербии и Македонии. Что же касается США, то на дорогах страны насчитывается более 143 тыс. автомобилей, работающих на автогазе, а число соответствующих АЗС составляет 2500, тогда как в России сейчас порядка 400 тыс. автомобилей, использующих СНГ, а число АЗС, продающих газомоторное топливо (включая компримированный газ), превышает 4100.

ТРАНСПОРТИРОВКА И ТОРГОВЛЯ

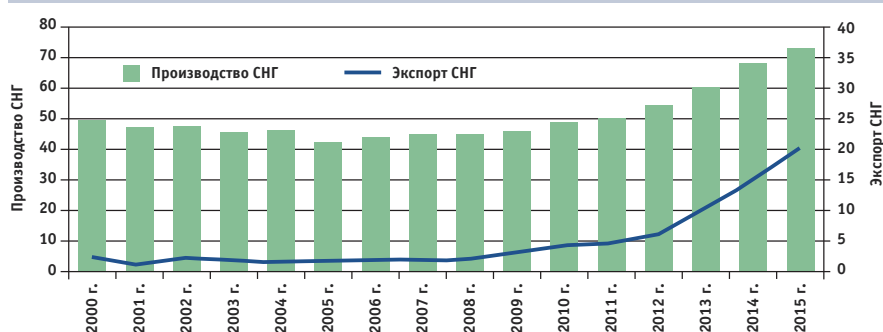
Мировой экспорт СНГ достиг в 2015 г. 80 млн т. Крупнейшим поставщиком этого сырья на зарубежные рынки являются Соединённые Штаты, на их долю приходится четверть мирового экспорта пропано-бутановой смеси (почти 21 млн т в 2015 г.). При этом порядка 43% американских поставок направлялось в Латинскую Америку, 29% – в Азию и 26% – в Европу и Средиземноморье. Основная часть экспорта приходилась на фирму Enterprise Products Partners (EPD) (см. рис. 6). В этом же году КНР стала крупнейшим импортёром СНГ, оттеснив Японию.

–33 °С, а давление повышают до 0,3–1,7 МПа.

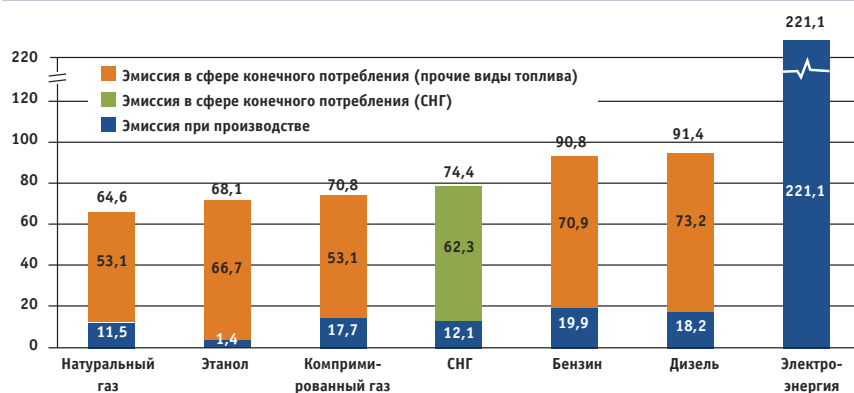
СНГ перевозят по морю в танкерах-газовозах (самое крупное из таких судов – Flanders Harmony дедвейтом 64220 т – было построено в 1992 г. в Южной Корее), в специальных вагонах-цистернах по железным дорогам, в грузовиках-автоцистернах по автомобильным трассам. Кроме того, эту смесь перекачивают также в жидком состоянии по газопроводам (последнее особенно характерно для Индии).

Минимальны цены на СНГ в Алжире (0,08 доллара за литр в марте 2018-го) и некоторых стран бывшего СССР (Азербайджан, Россия, Киргизия и Белорус-

Рис. 6. Производство и экспорт СНГ из США в 2000–2015 гг., млн т



Источники: BW LPG.

Рис. 7. Удельные выбросы тепличных газов при использовании различных энергоносителей, кг CO₂-эквивалента на 1 млн БТЕ

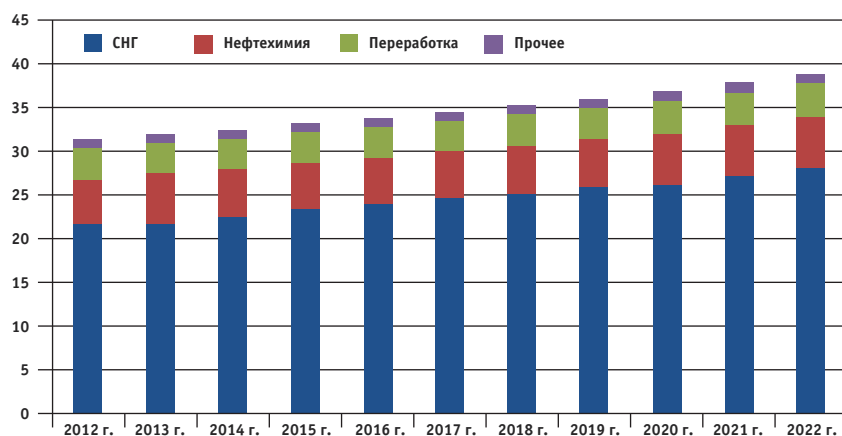
Источники: OilPrice.com

В отличие от СПГ, хранение и перевозка которого возможны лишь при низких температурах (ниже –160 °С), транспортировка СНГ допустима при обычном атмосферном давлении (порядка 0,1 МПа) и температуре окружающей среды. Для компактности температуру СНГ иногда снижают до

–0,23–0,37 долл./л). А максимальные цены в марте нынешнего года зафиксированы в Швейцарии, Греции и Франции (0,99–1,1 долл./л).

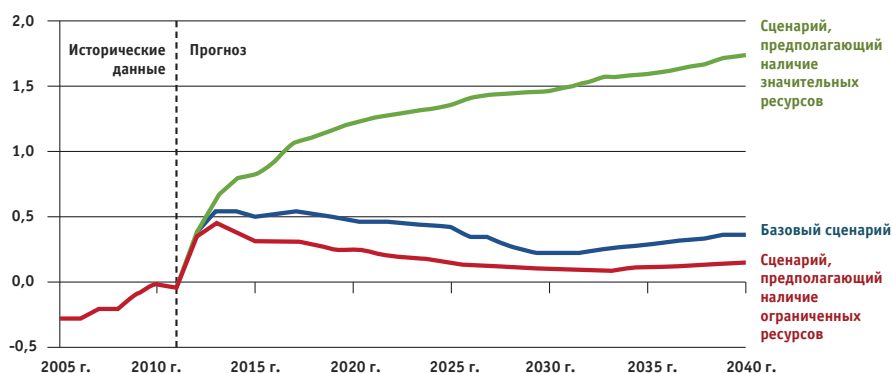
В большинстве стран «третьего мира» цены на автогаз вдвое ниже, чем на автомобильный бензин, потому что потребление СНГ здесь щедро субсидируется.

Рис. 8. Динамика годового производства бутана в Европе в 2012–2022 гг. по сферам применения, млн т



Источник: Global Market Insights.

Рис. 9. Динамика нетто-экспорта СНГ из США в 2005–2040 гг., млн барр./сут



Источник: EIA.

зельном горючем, и на 68% меньше, чем на бензине.

На рис. 7 приводятся оценки Агентства по охране окружающей среды США (EPA) и Аргоннской национальной лаборатории (GREET), характеризующие удельные выбросы тепличных газов при использовании различных энергоносителей.

Рыночные прогнозы

Американо-индийская консалтинговая компания Transparency Market Research (TMR) прогнозировала, что мировой рынок СНГ в период 2014–2020 гг. будет расширяться со среднегодовыми темпами 3,4% и к концу 2020 г. составит в денежном выражении 299,05 млрд долларов по сравнению с 233,83 млрд в 2013 г.

По прогнозу американской консалтинговой фирмы Global Market Insights, к 2022 г. мировое производство бутана должно превысить 265 млн т (прирост более чем на 2,7% по сравнению с 2012 г.). В том числе в Европе производство бутана для получения СНГ вырастет с 22 до 28 млн т в год (см. рис. 8).

По прогнозу Управления энергетической информации Министерства энергетики США, к 2040 г. американский нетто-экспорт СНГ составит 0,15–1,75 млн барр./сут против 0,25 млн барр./сут в 2005 г. (см. рис. 9).

Что же касается России, то прежняя монополия «НОВАТЭКа» в области сбы-

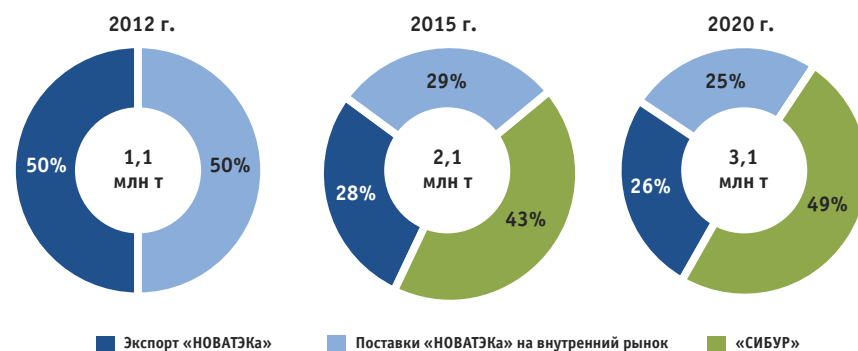
Особенно это характерно для Индии, где государственное субсидирование достигло беспрецедентного уровня и многообразия (налоговые льготы, сниженные цены на СНГ). Только в 2013–2014 финансовом году на эти цели было израсходовано порядка 400 млрд рупий (почти 6 млрд долларов) из бюджета Индии.

Экологические аспекты

Хотя при сгорании СНГ выделяется углекислый газ, в данном случае его заметно меньше, чем при использовании других энергоносителей (кроме природного газа). СНГ выделяет при сжигании лишь 81% CO₂ на 1 кВт • ч по сравнению с нефтью и 70% – с углем. Будучи смесью пропана и бутана, СНГ выделяет меньше углерода на джоуль вырабатываемой энергии, чем бутан, и больше, чем пропан.

СНГ горит более «чисто», чем высокомолекулярные углеводороды, поскольку

Рис. 10. Структура российского рынка СНГ в 2012–2020 гг. по компаниям



Источник: «НОВАТЭК».

выделяет меньше твердых частиц (например, в четыре с лишним раза меньше, чем дизтопливо). И, наконец, автомобили, использующие автогаз как топливо, выделяют на 96% меньше окислов азота, чем машины, работающие на ди-

та СНГ будет, по прогнозу самой же компании, нарушена. «СИБУР» заключил крупный долгосрочный контракт на поставку пропано-бутановой смеси с Пуровского завода по стабилизации конденсата (см. рис. 10).

Восточный нефтегазовый форум

Владивосток, 4–5 июля 2018 г.

Среди докладчиков и гостей 2018:



Александр Коробков,
Генеральный директор,
Газпромнефть-Сахалин



Иван Меньшиков,
Генеральный директор,
РНГ (Роснефтегаз)



Максим Савченко,
Директор, стратегическое развитие
и крупные проекты, Сибур



Олег Баранов,
Генеральный директор,
Дальгазресурс



Андрей Сарычев,
Начальник Управления
обеспечения флотом и
авиатранспортом,
Газпром Нефть

Дополнительная информация:

www.eastrussiaoilandgas.com

events@vostockcapital.com

+44 207 394 30 90

+7 (499) 505 1 505

- Стратегии Правительства РФ по развитию Восточной Сибири и Дальнего Востока. Какие меры по повышению инвестиционной привлекательности региона планируются? **Дальневосточные ТОРы**
- Возможности для инвесторов и партнеров из Азиатско-Тихоокеанского региона. Какие направления развития сектора обладают наибольшим экспортным потенциалом в странах АТР?
- Перспективные проекты нефтегазодобычи: **Иркутский и Якутский центры газодобычи, Ванкорский нефтегазовый рынок, Чонский проект, Сахалинский центр газодобычи**
- Выход России на газовый рынок Китая: ход реализации проекта «Сила Сибири»
- Развитие международных **транспортных коридоров**, как фактор развития сотрудничества со странами АТР.
- Газификация удаленных регионов, как одна из ключевых задач Восточной газовой программы
- Развитие на Дальнем Востоке **газоперерабатывающего и газохимического производства**, в том числе мощностей по производству гелия
- Потенциал и перспективы развития **нефтехимического производства** в регионе

Участники 2018:



ВОСТОК ЛПГ



Уверенность и спокойствие

И заказчики, и подрядчики сегодня понимают необходимость страхования рисков при выполнении строительного-монтажных работ

Развитие нефтегазового бизнеса невозможно без масштабного строительства. Но процесс создания крупных отраслевых объектов сопровождается целым рядом существенных рисков. Они связаны с возможным ущербом как самому строящемуся объекту и оборудованию, так и персоналу компании-подрядчика, а также третьим лицам. Как минимизировать эти риски? Какие инструменты страхования существуют в этой сфере и в чём состоят особенности их использования? Об этом «Нефти России» рассказывает директор Департамента андеррайтинга международных рисков ПАО «Страховая акционерная компания «ЭНЕРГОГАРАНТ» Марина ОЖЕРЕЛЬЕВА.

– Марина Александровна, расскажите, пожалуйста, что такое страхование строительного-монтажных рисков (СМР) и рисков, связанных со строительством в целом? Каковы его особенности и отличия от других видов страхования?

– Страхование строительного-монтажных рисков довольно сложный и вместе с тем очень интересный вид страхования. Точнее, он включает в себя несколько видов страхования.

Во-первых, страхование имущества. Оно охватывает естественно как сам объект будущего строительства, так и существующее имущество заказчика и подрядчика (например, строительная техника, бытовые городки и склады, временные офисы, расположенные на территории строительной площадки, иное оборудование, используемое многократно и перевозимое с одного объекта строительства на другой).

Во-вторых, страхование грузов. Оно используется при заключении больших договоров подряда, когда подрядчику неудобно заключать каждый раз договоры страхования грузов при перевозке материалов, оборудования, техники и т. д. от завода-изготовителя или склада до строительной площадки. В этом случае в договоре создаётся специальная секция со специфическими условиями для данного вида страхования, где страховое покрытие распространяется также и на вышеуказанное имущество в процессе его перевозки.

Также в данный вид страхования входит страхование ответственности перед третьими лицами. Имеется в виду вред жизни, здоровью и имуществу, который может быть причинён при выполнении работ на стройплощадке.

Типичные примеры причинения вреда третьим лицам – кран, упавший на рядом стоящий дом, или забор, завалившийся на автомобиль, припаркованный рядом со стройплощадкой. Примеров на самом деле много. От снесённой ураганом ветром временной крыши, выбившей окна, до загрязнения



городской канализации. От трещин на домах, расположенных рядом с территорией строительства, до пожара в результате газоэлектросварочных работ, перекинувшегося на имущество третьих лиц.

После подписания акта приёмки-передачи законченного строительством объекта, его страхование продолжается. Оно называется страхованием после пусковых гарантийных обязательств. Средний период такого страхования составляет 24 месяца. В это время покрываются такие риски, как ущерб построенному объекту в результате ошибок, совершенных подрядчиком, но проявившихся после сдачи объекта в эксплуатацию. А также ущерб при проведении гарантийного обслуживания.

При комплексном страховании СМР мы также можем говорить и о страховании финансовых рисков заказчика (так называемый ALOP – Advanced Loss of Profit). Проще говоря, имеется в виду перерыв в производстве. Например, объектом строительства является завод по переработке нефтепродуктов. Заказчик заранее рассчитывает на определённые сроки его сдачи, подписывает договоры на поставку, естественно, рассчитывает на определённую прибыль. Но происходит событие, не позволяющее сдать объект в назначенные сроки. Например, пожар (что важно – ущерб от такого события должен быть застрахован при страховании самого строитель-

ва). Если подрядчик просто протянул время и несвоевременно завершил работы – это не является риском заказчика в этом смысле. Так вот, в результате пожара сдача объекта в эксплуатацию переносится на более поздний срок и заказчик несёт финансовые убытки. Данные потери при вышеуказанном страховании возмещает страховая компания.

Часто подрядчики заключают также договоры страхования ответственности работодателя перед своими работниками или договоры страхования от несчастного случая на стройплощадке. То есть в случае причинения вреда жизни или здоровью работников организации-подрядчика страховщик возмещает расходы на лечение, реабилитацию и т. д.

– Какие ещё особенности, помимо комплексного подхода, имеет страхование строительно-монтажных рисков?

– Одна из них заключается в том, что в начале страхования самого объекта ещё нет. Поэтому важным условием при принятии риска на страхование является наличие основных документов по объекту: договор подряда, смета, план-график производства работ. В отличие от страхования имущества, которое уже существует, срок страхования рассчитывается не на годовой основе, а исходя из периода строительства. При страховании имущества – чем меньше срок, тем ниже стоимость. А при страховании СМР данное правило не работает, так как более сжатые сроки могут принести более вероятный ущерб. Это нужно понимать.

– Кто является страхователем и выгодоприобретателем при осуществлении страхования СМР?

– Страхователем может являться как заказчик, так и подрядчик, технический заказчик и застройщик. Однако в соответствии с законодательством РФ выгодоприобретателем по договору подряда обязательно будет являться лицо, имеющее имущественный интерес в сохранении застрахованного имущества. По закону во время строительства таким лицом является подрядчик, так как строительная площадка и все материалы передаются от заказчика подрядчику до подписания акта приёмки-передачи объекта. Заказчик может являться выгодоприобретателем в отношении собственного имущества, находящегося на территории стройплощадки, а также в отношении материалов, оборудования и техники, которую он поставляет самостоятельно. Заключать договор страхования также может любое уполномоченное лицо, связанное с выполнением работ по страховому объекту.

Выгодоприобретателями по страхованию ответственности перед третьими лицами являются, естественно, сами третьи лица или пострадавшие.

Страхователем и выгодоприобретателем при страховании АЛОП (финансовых рисков) может выступать только сам заказчик. То есть лицо, которое несёт указанные финансовые потери.

– Изменился ли рынок после исключения расходов на страхование из сметы строительных работ или ремонта?

– Безусловно, после этого нововведения рынок страхования СМР изменился. Теперь заказчик не обязан возмещать расходы на страхование подрядчику. Подрядчик вынужден это делать за свой счёт. Тем не менее за последние годы культура страхования СМР существенно изменилась. И сами заказчики, и подрядчики оценили плюсы такого страхования. Ведь не каждая организация готова выделять резервы на непредвиденные мероприятия по восстановлению объекта в случае

убытка. Кроме того, это совершенно разные цифры. Если размер резерва может составлять около 15%, то расходы на страхование редко доходят до 1% от сметы. Это ощутимая разница.

Кроме того, важно и собственное спокойствие. Согласитесь, что вы спите спокойнее, когда ваша машина застрахована. Кто-то в случае угона авто может сразу же купить себе новое и не волноваться. Но чаще всего, не имея таких средств, люди полагаются на страховые компании. Интересно обратиться к этимологии слова «страхование». Если в русском языке оно происходит от слова «страх», то в английском «insurance», от слова «sure» – спокойствие, уверенность. Несомненно, сегодня многие понимают важность и оценивают плюсы наличия страхового полиса.

– Какова сейчас ситуация с тарифами на страхование?

– Тарифы по страхованию СМР сегодня существенно снизились. Это обусловлено высокой конкуренцией в данном сегменте страхования, а также статистическим периодом спокойствия. Как только случаются очередные крупные убытки, тарифы ползут вверх. Такую картину мы сейчас наблюдаем в сфере страхования товарно-материальных ценностей и торговых центров, после нескольких крупных пожаров.

– Каковы основные игроки этого рынка? И можете ли Вы привести примеры крупных выплат в 2016–2017 годах?

– Основными страховщиками являются страховые компании из первой десятки. Крупные выплаты, безусловно, были. Это и пожары в торговых центрах, и повреждение мостов и путепроводов, и убытки в электроэнергетике. Конкретные цифры и объекты я не буду озвучивать. По понятным причинам и подрядчики, и заказчики не любят афишировать подобные убытки.

– Почему страховая компания может отказать в выплате при страховании СМР?

– Сегодня российские страховщики пришли к международной практике страхования СМР, к так называемому страхованию «от всех рисков». Поэтому в договоре страхования, естественно, указываются исключения. Это, как правило, такие стандартные исключения, как война, ядерные воздействия, изъятия, конфискации, реквизиции, арест объекта строительно-монтажных работ и/или уничтожение застрахованного имущества по распоряжению государственных органов, а также умышленные действия страхователя, которые могут привести к убытку. Принцип страхования – внезапное и непредвиденное событие. Вот на этом принципе и основывается договор. Если заранее понятно, что при определённых действиях (или бездействии) произойдёт убыток, то это уже не страхование. Страхователь обязан так относиться к своему имуществу, как если бы оно не было застраховано.

– Возможно ли начать строительство без оформления договора страхования ответственности при СМР?

– Обязательства по страхованию ответственности при выполнении строительно-монтажных работ сегодня нет. И строительство начинать, безусловно, можно. Но, к счастью, и заказчики, и подрядчики понимают необходимость страхования рисков. Поэтому большая часть договоров подряда сегодня содержит требование по обязательному страхованию как самого объекта будущего строительства, так и ответственности перед третьими лицами. ■

Будут трубы – будет добыча



Depositphotos

Государство должно создать инфраструктурные условия для реализации новых нефтегазовых проектов

Несмотря на то что Россия сегодня вынуждена ограничивать свою нефтедобычу, выполняя соглашение «ОПЕК+», по-прежнему остро стоит вопрос укрепления сырьевого и производственного потенциала отрасли. От чего это зависит? В немалой степени – от уровня развития транспортной инфраструктуры, позволяющей осуществлять рентабельные поставки сырья на внутренний и внешний рынки. Каковы должны быть основные направления развития этой транспортной инфраструктуры? Необходимо ли сохранение трубопроводной экспортной монополии «Транснефти» и «Газпрома» или же следует либерализовать рынок? Какие транспортные проекты являются сегодня приоритетными? На эти и другие вопросы на страницах «Нефти России» отвечает вице-президент по стратегическому развитию Экспертно-аналитического центра Союза нефтегазопромышленников РФ Владимир СТАНЕВ.

– Владимир Станиславович, каковы, на Ваш взгляд, основные тенденции в сфере поиска и разведки углеводородов и освоения новых месторождений?

– Это вопрос политический. Есть два варианта. Первый по душе Министерству природных ресурсов и экологии: заполу-

чить бюджетные деньги и осуществлять разведку на эти средства, а потом подороже эти месторождения продать. Такой вариант, возможно, приведёт к увеличению запасов, но не к реальному освоению месторождений.

К реальному освоению месторождений может привести второй вариант – более свободное распределение этих запасов и, как следствие, развитие инфраструктуры. Примером служит Восточная Сибирь. В советские годы там были открыты месторождения, которые только сейчас начинают разрабатывать. Нефтяные компании не собирались там работать, поскольку им никто не обещал, что будут построены нефтепроводы или газопроводы.

По моему мнению, это просто аксиома: пока вы не скажете, что берётесь финансировать инфраструктуру, никто к вам не пойдёт. Но если вы скажете нефтяным компаниям, что выставляете на торги лицензионные участки в определённом месте и обеспечиваете оттуда вывоз продукции, то всё будет в порядке, компании к вам пойдут. Вот это сейчас пока редкое явление. Пример – Юрубчено-Тохомское месторождение. Оно было открыто в 1980-х годах. Тогда же и запасы были определены. Но в то время это месторождение никого не интересовало. И только сейчас, когда было принято решение о строительстве нефтепровода, там начали добывать сырьё.

– В каких регионах может наиболее активно идти освоение новых месторождений?

– Во всех! Не удивляйтесь. Если посмотреть на карту месторождений РФ, можно увидеть интересную картину. Есть добыча в Республике Коми, в Западной Сибири. А между ними – белое пятно. Говорят, нефти нет. А говорят так потому, что никто там ничего не искал. А не искали, потому что инфраструктуры нет.

Ещё пример. Заполярное месторождение открыли в 1970-х годах, а нефтепровод только недавно построили. Южнее Нефтеюганска никто ничего не добывал. Но откуда взялся Уват, по-вашему? Когда начинали геологоразведку, первую разведочную скважину чуть ли не в центре города Тюмени пробурили. Бурили и в Курганской области. Потом пошли от Тюмени на Север и бурили по всей территории. Дошли до Южного Балыка – есть нефть, дошли до Шаима – нефть есть и там. А те данные, которые были посередине, – забыли. А потом пришло время и посмотрели, что запасов не 100 млн тонн и даже не 40 млн. Но 10 млн т есть. И здесь 10, и там 5. А там и 5 млн в год можно уже добывать. ТНК взялась за Улан-Хольское месторождение. Теперь компания «РуссНефть» начала работать на Конде. Это известные месторождения, но они маленькие. Зато там труба рядом, а это главное условие для того, чтобы начать добычу.

Я уверен, чем больше болото, тем больше нефти. Не надо быть геологом. Возьми карту и иди в болоте бури. Удивительно, но это похоже на правду: как будто природа специально создаёт трудности челове-

ку. Но такими месторождениями мало кто занимается. Почему не занимается? Не хватает участия регулятора в этом вопросе. Вы создайте условия, на которых собирается продавать лицензии на эти месторождения, и нефтяники придут туда. Нужны стимулы. Возьмите карту России – она вся с такими белыми пятнами. Это справедливо и для угля, и для месторождений других полезных ископаемых. Кто же будет строить сотни километров трубопроводов или железной дороги? Это должна быть задача государства.

– Что сейчас приоритетнее – арктический шельф или баженовская свита? Чему необходимо уделять больше внимания? Есть мнение, что лучше сосредоточиться на суше, чем рваться в Арктику...

– Это разные вещи. Баженовская свита – это затраты, сопоставимые с добычей сланцевой нефти. Мы пока не знаем, как этим делом заниматься. А есть месторождения, условно говоря, попроще. Чем они хуже? Все, видимо, уже забыли, что творилось на Сахалине 15 лет назад. Сейчас там, так или иначе, всё-таки дела двигаются. «Сахалин-3» уже собираются реализовывать. А там ведь тоже ничего не двигалось до тех пор, пока инфраструктура не появилась. Чем хороша Арктика? Инфраструктурой, которую создала природа. Да, сложная инфраструктура. И чтобы её использовать, нужна особая техника, ледоколы. А если будут ледоколы и государство создаст приемлемые условия, то тогда мы будем предельно счастливы. Скажем: «Мы ведь сделали это!»

– Но помимо инфраструктуры для освоения Арктики требуются также и новые технологии. А чтобы их получить, надо осуществлять НИОКР...

– О НИОКР тоже можно говорить вечно. Но речь идёт не столько о НИОКР, сколько о машиностроении. Насосы для нефтепроводного транспорта в своё время выпускались в городе Сумы и больше нигде. Но вот производство в Сумах закрыли, и нигде стало насосы брать. Отчего государство не обеспокоилось этим вопросом? Отчего Министерство промышленности не предоставило льготы для машиностроения, чтобы начали выпускать эти насосы у нас? Палец о палец не ударили! А кто сделал? «Транснефть». Ей это было надо!

Так было всегда и в Советском Союзе тоже. Нужны трубоукладчики для строителей. Кто их делал? Машиностроение? Нет, предприятия нефтегазовой промышлен-

НАША СПРАВКА



Фото Максима Толстого

Владимир Станиславович Станев в 1995–1998 гг. являлся вице-президентом «ЛУКОЙЛ Интернэшнл ГмбХ» (Вена), представителем «ЛУКОЙЛа» в Каспийском трубопроводном консорциуме (на этапе его формирования), затем – генеральным директором ОАО «Каспийский трубопроводный консорциум».

В 1998–2004 гг. – заместитель министра топлива и энергетики РФ, член совета директоров, председатель совета директоров ОАО «Транснефть», представитель России в КТК.

А. Станев был одним из инициаторов и активных участников строительства Балтийской трубопроводной системы, а также трубопровода Восточная Сибирь – Тихий океан, продуктопроводов в направлении Балтики и Чёрного моря.

Кандидат технических наук. Разработчик стратегии развития трубопроводного транспорта России до 2020 г.

ности. Нужны сварочные технологии – кто занимался? Министерство машиностроения? Нет, Геннадий Иосифович Шмаль в том числе создавал предприятия. Нефтяникам нужно оборудование для добычи – кто выпускал это оборудование? Предприятия, которые подчинялись Министерству нефтяной промышленности. Сейчас всё это продолжается. Менталитет нашего руководителя остался прежним, а условия-то изменились.

Допустим, ты занимаешься изготовлением труб, у тебя есть крупнотоннажное производство. Так почему бы государству не создать условия для того, чтобы ты выпускал и запорную арматуру? Почему ком-

пания Siemens производит турбины, а добавок ещё и утюги? Зачем они им? Ответ прост: это политика продвижения.

Все эти вопросы и трудности упираются в качество управления. Что мы видим? Мусороуборочные машины – на шасси КамАЗа, а навесное оборудование – импортное. Мы разве не можем сами его сделать? Разве так сложно найти предпринимателя средней руки, который сделает эту машину? Скажите ему, что это надо, прости-мулируйте немного, и он сделает это.

– Достаточно ли в стране мощностей по хранению нефти и нефтепродуктов? Или есть потребность в их расширении?

– Потребностей нет. Этим бизнесом должен заниматься тот, кто знает секреты изменения стоимости нефти, чтобы влиять на котировки. Если говорить про Россию, то мы, условно, добываем 500 млн т на своей территории. Зачем нам на 500 млн хранение?

Возьмём Китай, который импортирует нефть в значительной степени морским транспортом. В случае каких-либо политических пертурбаций может быть наложен запрет на поставку нефти в порты Китая. И что делать? Если у вас на один день запасов – вы будете один день жить, на 100 дней – проживёте 100 дней. Китаю нужны запасы. Японии, возможно, тоже. США они не нужны. Думаете, из Венесуэлы туда не будет поступать нефть? Или компания ExxonMobil вдруг плюнет на своё правительство и не повезёт туда нефть, добытую в Африке? Маловероятно. Поэтому у США, поскольку они глобально владеют энергетическими вопросами, нет такой проблемы. Каждый день их энергетике будет, что «кушать». Для них, как мне кажется, это только игрушка, которой балуются их финансисты и трейдеры.

В советское время большими резервами были сами месторождения. Вот вы добываете нефть на одном месторождении, а рядом есть открытое хорошее месторождение, которое никто не разрабатывает. Оно находится в государственном резерве. Потому что, если надо будет, инфраструктура уже готова и это месторождение можно будет быстро ввести в эксплуатацию. Надеюсь, что в Минприроды сейчас что-то подобное существует.

– А по сжиженным углеводородным газам достаточно мощностей хранения?

– Это частный вопрос. Но мне кажется, что этой инфраструктуры достаточно. Где у нас сейчас не купишь баллон газа? Одна-ко есть лишь несколько заправок, кото-

рые используют метан, остальное – мечты. Вот то, что эти мечты не воплощаются в жизнь – странно. Но это всё зависит от того, кто этим вопросом занимается. Это претензии к «Газпрому». У них ничего личного, только бизнес. Они любят снабжать электростанции, химические заводы, где миллиардные потребности, а ваша дача подождёт.

На самом высоком уровне, когда речь заходит о газификации, почему-то политика «Газпрома» находит поддержку. Они говорят: «А мы что? Среднее давление в район подали. Дальше – не наше дело». А чьё, простите? «А дальше пусть какой-нибудь малый бизнес этим занимается», – скажут они. А какой малый бизнес этим занимается? Областные распределительные станции? Ну они как умеют, так и занимаются этим. Раньше таких вопросов не было. Потребителю только стоило позвонить и сказать, что у него баллон закончился, и ему сразу же на следующий день его привозили. Теперь за баллоном потребитель ездит сам, ему никто ничего не привозит. И потом все разговоры: «Вот, нам подвели к деревне газ, а дальше – нет». А дальше, если хотите – платите 60 тыс. рублей. А где бабушки такие деньги возьмут? Вот это как раз вопрос уже не бизнеса, а социальной ответственности государства. Это ещё также и проблема монополизма, на мой взгляд.

– Кстати, о монополизме. Взять ту же экспортную трубу «Газпрома». В неё же не пускают независимых производителей газа. На сколько, на Ваш взгляд, справедлива такая ситуация?

– Я считаю, правильно, что на зарубеж торгуют только они. Так хотя бы можно точно знать, кто, где и сколько украл. С точки зрения «Газпрома» – всё понятно. Продав столько-то по цене такой-то. Если хочешь проверить – можешь это сделать. Ваш газ уходит за рубеж? Вам цену справедливую дают? Нет? Так добейтесь справедливой цены. Посчитайте кэшбэк, сделайте так, чтобы «Газпром» принимал у вас газ по установленной цене. А то, что эти трубы нельзя растаскивать – правильно. Иначе потом их не собрать. У «ЛУКОЙЛа» есть труба в Тимано-Печоре. И что? На неё управы ни у кого нет? Ты монополист в регионе? Монополист. Тебя можно регулировать? Можно. Почему в Европе могут освободить 50% мощностей, а мы не можем? Что, закон нельзя принять соответствующий? Ну не 50%, а, по крайней мере, рассмотрение заявок. «ЛУКОЙЛ» хочет зарабатывать на этом – это правильно, ком-

пания непременно должна вернуть инвестиции. Вы что не можете установить ему тарифы по этому поводу? Можете. «Транснефти» же устанавливаете. Никаких проблем.

Кстати, почему западные компании никогда не жадничают? Возьмите любое месторождение, там четыре-пять участников проекта, не меньше. Почему в КТК было шесть-семь участников? Они делят риски.

Вы скажете, а как же «Транснефть»? Там тоже реализован этот принцип. «Транснефть» со всех собирает средства. Все, кто в нефтепровод поставляют нефть, являются участниками одного процесса. Мало того, и те, кто не поставляют, тоже участники. За трубу платят все. То есть все варятся в одном котле. И в этом котле появляются ресурсы для дальнейшего развития.

Почему нужна «целая» Транснефть, а не раздёрнутое предприятие? «Транснефть» со своей корпоративной мощью может финансировать практически любой инфраструктурный проект в рамках страны. Это относится и к «Газпрому». А многие наши нефтяные компании – нет, при всём уважении к ним.

– Независимые производители газа («Роснефть», «НОВАТЭК») «переживают» по поводу того, что у них неравные условия с «Газпромом» по доступу к трубе. Что Вы скажете на этот счёт?

– Мне кажется, они лукавят. Да, на них может быть, условно говоря, оказывается давление, предъявляются необоснованные претензии. Но правила игры-то существуют для того, чтобы защищаться. Если ты не ленивый – защищайся. А кто из них в конце концов не получил допуска к трубе? Всегда было так: тот, кто производил нефть, всегда хотел водичку закачать в трубу, хотел газ закачать, то есть неподготовленную нефть. Поэтому я считаю, что эта система не должна быть разорванной. Если нет механизма регулирования, нужно его создать.

– Один из часто обсуждаемых проектов – продуктопровод Ямал – Поволжье. Каковы, на Ваш взгляд, его перспективы?

– Это давняя история. Мы катастрофически упустили эту возможность. Проект нужно развивать, а все боятся. Все помнят железнодорожную катастрофу под Уфой в 1989 г., связанную со взрывом продуктопровода. Знаю, что от моего мнения ничего бы не изменилось тогда. Меня не было в стране, когда это случилось. Я работал в Йемене на тот момент. Специальная ко-

миссия приняла решение все закрыть и прекратить транспорт, а тут разлуха 90-х годов наступила... Именно тогда стало понятно, что мы просто загубили прогрессивную идею, которая была очень нужна стране. Я и сейчас считаю, что продуктопровод нужно было тогда восстановить.

Да, его нужно было кардинально, начиная с проекта переделать, для того чтобы повысить его безопасность. И через год, два, десять по той же трассе восстановить. Тому, что мы тогда этого не сделали, я вижу только одно оправдание – времена были сложные. Но спрашивается, почему закрыли только участок от Тобольска, а до Тобольска оставили? Логика, по большому счёту, в этом не было. Был большой испуг.

Надо сказать, что проектирование этого продуктопровода было несколько поспешно и технические решения были не проработаны. Но если закрыли этот продуктопровод, то почему аммиакопровод Тольятти – Одесса не закрыт? Там же ведь не меньше опасности. В общем, я считаю, что этот инцидент здорово отбросил нашу транспортную систему назад.

С точки зрения развития инфраструктуры – ошибка, что эта трубопроводная система не используется. Нужно разработать специальные нормы безопасности и строить всё заново.

– Некоторые эксперты считают проект «мёртвым», поскольку эти объёмы проще возить в цистернах...

– Это глупость. Если бы это было проще, нефть тоже бы возили в цистернах. А её стараются возить или водным транспортом, или перекачивать по трубопроводам. Потому что каждому понятно, что это дешевле. Нет воли у власти, у бизнеса. Это отчасти некомпетентность.

Некоторые даже считают, что и вовсе не нужен трубопроводный транспорт. Мол, железных дорог хватает. Я это называю: «ничего личного, только бизнес». Безусловно, такой подход в интересах железнодорожников...

Вообще, на мой взгляд, давно уже пора заниматься перекачкой сжиженных газов. В том числе и природного сжиженного газа. Правильней сжижать его не на конце трубы, а на начале. Перекачивать, условно говоря, до порта и там уже наливать в танкеры. С другой стороны, «Газпром» качает газ сразу, что называется, к дому. Это тоже удобно. Однако, для того чтобы его перекачать, они сжигают 10% от объёма газа. Думаю, если они его будут сжижать и перекачивать в сжиженном виде, то объём энергозатрат умень-

шится как минимум наполовину. И потом, коль уж все заговорили про Арктику, как его из Арктики транспортировать? Трубой или опять тащить через всю страну по железной дороге?

Мне почему-то кажется, что наша страна первой построит магистральный трубопровод сжиженного природного газа.

– Действительно, это интересный и смелый проект. А какие ещё проекты, на Ваш взгляд, являются наиболее значимыми на ближайшие годы?

– Всё, что касается Востока нашей страны и газа, связанного с Сибирью и «Силой Сибири». На Балтике наверняка появится ещё один терминал. «Газпром» всё-таки созреет по этому вопросу. Если из нефтепроводных проектов, то это проект «Юг» «Транснефти». Нефтепровод-отвод «ТС ВСТО – Комсомольский НПЗ» – тоже серьёзная история. Мне кажется, что «Транснефти» пришло время думать о расширении трубы на Восток, 80 млн т в год уже недостаточно.

– Насколько активно и успешно, на Ваш взгляд, осуществляется импортозамещение в отрасли?

– Импортозамещение придумали не сейчас. О нём заговорили ещё сорок лет назад и начали его реализовывать. Раньше это было сложным процессом. Сейчас нужно только создать условия для него. Дай предпринимателю возможность работать, скажи, что не будешь с него брать налоги какое-то время. Выполни свои обещания, и процесс пойдёт. Нет ничего такого, чего бы не могли произвести наши люди в нашей стране.

Многие заводы у нас, к сожалению, на боку, потому что в Америке всё покупают. Как это изменить? Патриотом стать.

Я разговаривал недавно с одним энергетиком, работающим в нефтяной компании. Он говорит: *«Мы вот импортозамещением занимаемся, на месторождение нужно котлы поставить»*. А до этого их все убеждали, что только американцы смогут эти котлы им предложить. Практически контракт уже был подписан. А потом раз – и сложные отношения с американцами. Тут же озаботились, пересмотрели ситуацию и потом сказали: *«Да котлы-то ничего особенного, и сами можем такие делать»*. Заключили контракт с российским предприятием, которое занимается производством котлов. И всё, не нужны уже американские. В этом случае сам заказчик был готов повернуться в сторону отечественного производителя.

– Зачастую наши производители жалуются на закрытость крупных компаний. Проблемно получить информацию об их долгосрочных потребностях в оборудовании. А без этого ведь не понятно, что производить. Куда двигаться... Что с этим делать?

– Действительно, это так. Мало того, иногда даже нет доверия к собственным дочерним предприятиям. Что может изменить эту ситуацию? Патриотизм. Компетентность. Честность. Отсутствие коррупции.

– Патриотизм – важная штука. Но его можно ждать долго. Формируется он сложно...

– Проведу пример из собственного опыта. Я работал генеральным директором КТК. И никто бы не назначил меня на эту должность, если бы в договоре не было прописано, что на первые шесть лет гендиректором будет человек от такой-то компании. Меня, не секрет, от компании «ЛУКОЙЛ» туда командировали. Дальше в договоре также было прописано, что финансовым директором первые шесть лет будет представитель от компании Shell, директором по строительству – от Chevron. Все главные должности расписаны. И начинается деятельность. Заместитель директора по строительству приносит список для тендера, состоящий из американских компаний. А финансовый директор при закупке автомобилей ставит в список для тендера компании Ford, Volvo, Volkswagen. Спрашивается, а почему такой список? Почему не Toyota, к примеру? И ответ: в компании Ford у США 100% собственности в капитале, у Volvo – 95%, у Volkswagen – 80%. А в компании Toyota – 0%. Это называется патриотизм. Каждый американец, где бы в мире он ни работал, каждую копеечку старается перебросить в свою страну. А у нас всё наоборот: если сделано у нас, значит, это плохо. В какой-то степени, конечно, здесь играет роль качество. Но никто не отменял соотношения цена/качество. Иногда иностранное качество стоит так дорого, что за всё время эксплуатации оборудования оно просто не окупается.

Можно рассчитывать на поддержку со стороны профессионального сообщества, на изменение каких-то ментальных вещей. Но государственное регулирование эффективнее! К примеру, компания «РИТЭК» выпускает уникальный вентильный двигатель. Мало того, что они выпускают его для обычных погружных насосов, они ещё и тихоходные двигатели производят. Это двигатели, которые могут вращать специальные насосы, перекачивающие битум с песком на канадских месторожде-

ниях. У канадцев нет такого оборудования. Нет ни у кого в мире!

«РИТЭК» уже шесть лет заставляют сертифицировать это оборудование в Канаде. А что это значит? Если вы применили метр кабеля, выпущенного в России, то этот кабель должен быть испытан в Канаде. И так далее. Там такие протоколы, такие испытания, не как у нас.

У нас как делается? Привезли оборудование, сертифицированное предприятие его проверило, одобрило, расписались – можно применять... За рубежом же свои рынки защищают, не хотят пускать туда иностранцев.

Помните, как нам в Советском Союзе ничего не хватало: металла, металлоконструкций, железобетона, строительных материалов... Почему сейчас всего этого много? Потому что строим мало. Если раньше мощностей заводов было недостаточно, то сейчас некоторые из них избыточны. Так может стоит задуматься, почему они бездействуют? Может потому, что возят тот же металл из-за границы? Где ГОСТы? Мы лишь слышим: «Ой, ваши ГОСТы такие жесткие, мы никогда не сможем так сделать. Давайте по техническим условиям будем поставлять». И поставляют.

– Владимир Станиславович, по традиции заключительный вопрос связан с ценами на нефть. Какой прогноз Вы можете сделать?

– Все эти разговоры о стоимости нефти – от лукавого. Что мы, ВВП измеряем в долларах? Разве в натуральных величинах не можем? Вот говорят, у нас экономика провалилась в два раза. А как вы это посчитали? Ну как, вот мы 500 млн т нефти добывали. Она 100 долларов стоила, а теперь по 50. В два раза наша экономика провалилась. Посмотрите, мы в прошлом году добывали 500 млн тонн, а теперь 600 млн тонн, как думаете, это рост? В натуральных величинах – да, а в долларах-то нет.

Мы с вами не можем повлиять на нефтяные цены. Что нужно сделать, чтобы изменить ситуацию? Стать во главе мира, вместо нынешнего гегемона, и захотеть поднять цену. Вы командуете – она поднимается. А пока командуют другие. Мы не управляем этим делом, потому что у нас только 4% мирового экспорта. Вот если было 54%, можно было бы что-нибудь предпринять. Но для этого нужно купить ExxonMobil, Shell, хорошо бы ещё и другие компании, тогда все будет в порядке. А это вопрос уже чисто бизнеса.

Беседу записали Сергей Черных и Наталья Силкина ■



22-я специализированная выставка с международным участием

НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ. 2018

Официальная поддержка:

- Правительство Саратовской области
- Министерство промышленности и энергетики Саратовской области
- Союз нефтегазопромышленников РФ
- Союз производителей нефтегазового оборудования
- Российский Союз химиков

26-28 ИЮНЯ



НЕФТЕГАЗОВАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ХИМИЧЕСКАЯ ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ КОНТРОЛЬ (СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ РАЗДЕЛ)

**Нефть
Россия**
ИНФОРМАЦИОННЫЙ
ПАРТНЕР



ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
СОФИТ-ЭКСПО
Тел.: (8452) 227-247, 227-248
<http://expo.soft.ru>
<http://vk.com/sofit.expo>



Цепь для нефтегаза

Что даст мировой энергетике внедрение технологий блокчейн?

Андрей ПАЛЮРА,
директор ООО «Мидстрим»,
ведущий инженер ГУП Республики Крым
«Черноморнефтегаз»

В июле 2017 г. в России была сформирована рабочая группа, нацеленная на оптимизацию деятельности и сокращение затрат корпораций за счёт внедрения технологии блокчейн. Это произошло после того, как Президент РФ Владимир Путин на заседании правительства РФ обозначил основные векторы развития цифровой экономики. Правительством поставлена задача обеспечения лидерства страны в области применения новейших технологий. В состав рабочей группы уже вошли вице-президент «Ростелекома» Алексей Басов, основатель и руководитель компаний Future Action и Venture Club Александр Бородич, представители «Объединённой судостроительной корпорации» и X5 Retail Group, а также управляющий партнёр инвестиционной компании Starta Capital Людмила Голубкова. Что же такое блокчейн, и как он может повлиять на развитие экономики в целом и нефтегазового комплекса в частности?

УГРОЗЫ И ВОЗМОЖНОСТИ

Блокчейн (blockchain – блочная цепь, англ.) – одна из самых многообещающих технологий современного и будущего мира. Она представляет собой непрерывную последовательную цепочку блоков с информацией, выстроенной по определённым правилам. Данная система считается прозрачной и устойчивой к сбоям. Принцип децентрализации системы делает её эффективной и безопасной. Часто блокчейн связывают с оборотом так называемых криптовалют. Это обусловлено тем, что впервые термин «блокчейн» появился как название распределённой базы данных, которая использовалась в системе криптовалюты «биткоин».

Если вкратце, то технология блокчейн – это система, позволяющая участникам рынка передавать активы друг другу надёжным способом, без участия посредников. Передача активов осуществляется через транзакции, которые считаются завершёнными и подтверждёнными, когда другие участники проверяют их формат и подписи. Сами транзакции объединены в блок, а блоки выстроены в цепочку. Каждый блок содержит информацию о предыдущем блоке, и их содержимое может быть проверено. Копии базы или её части одновременно хранятся на множестве компьютеров и при необходимости синхронизируются. Поэтому любое неправомерное преднамеренное изменение ин-

формации в любой из копий базы или даже в большом количестве копий не будет признано. На этом принципе и основывается надёжность системы.

По мнению ряда экспертов, блокчейн, являясь двигателем будущего, одновременно представляет угрозу для ряда индустрий. Так, к концу 2017 г. 15% банков уже применяли такую технологию. Тем не менее именно благодаря развитию технологии блокчейн потребность людей в услугах банков будет сокращаться, так как граждане смогут осуществлять переводы по всему миру самостоятельно, используя криптовалюту Bitcoin или другие сервисы, которые работают на основе блокчейна. Аналогично произойдёт снижение потребностей и в других услугах – в обеспечении кибербезопасности, управлении цепями поставок, прогнозировании, страховании, хранении информации и т. д.

Эти изменения будут происходить в том числе благодаря тому, что блокчейн основывается на принципе децентрализации и на отсутствии необходимости в посредниках. То есть произойдёт то же самое, что произошло со средствами массовой информации после появления интернета.

Очевидно, что блокчейн не может представлять никакой угрозы для энергетической отрасли. А скорее всего, сможет способствовать более эффективно управлению процессами в энергетике. Так, технология блокчейн не только

способна организовать обмен криптовалютой и информационных активов, но и может являться платформой для обмена физическими активами. Кроме того, по своей природе блокчейн идеально подходит для отражения и ведения управленческой деятельности.

НЕФТЯНАЯ ОЦИФРОВКА

В чём состоит особенность нефтегазовых компаний? Для них характерны высокие риски и большая стоимость принятия инвестиционных и операционных решений. Это связано с наличием огромного объёма физических активов и инвестиционных проектов, а также с существованием сложной цепочки снабжения. В настоящее время нефтегазовые компании проводят масштабную оцифровку бизнес-процессов. Создаются новые потоки данных, в том числе связанные с регистрацией происхождения, движения и состояния активов и объектов. Именно эти потоки и процессы являются той сферой, где может показать свою эффективность технология блокчейн. Интересные данные приводит международная компания PWC: «Нефтегазовая отрасль в целом в мире отвечает за 700 млрд долларов капиталовложений ежегодно, и вопрос экономии для поддержания конкурентоспособности может стоить не менее 140 млрд долларов в год. Если оценить операционные издержки мировой нефтегазовой отрасли в 1 трлн долларов, то достижимая экономия от цифровизации бизнес-процессов оценивалась McKinsey на уровне 30–50 млрд долларов в добыче и 15–20 млрд в переработке и сбыте». В целом же на информационные технологии нефтегазовые компании в мире тратят свыше 50 млрд долларов. Доходность данных инвестиций, согласно исследованию Oil & Gas Monitor, составляет около 40%, так что вложения в технологию блокчейн не будут слишком затратными.

В каких же секторах нефтегазовой отрасли блокчейн может быть реализован с большей отдачей? Можно выделить следующие направления:

- управление активами – регистрация происхождения, движения, состояния запасов и прочих активов;
- торговля нефтепродуктами – регистрация прав собственности и их подтверждение;
- снабжение – идентификация поставщиков, регистрация состояния и движения материально-технических ценностей;

- транспорт, логистика – регистрация движения транспортных потоков.

Не менее важными направлениями являются: страхование транспортировки сырья, безопасность, экологическое и государственное регулирование, создание цифровой нефтяной валюты и т. д.

Компании нефтегазового сектора – как в upstream, так и в downstream – подвержены многочисленным рискам, начиная с экологических (относительно недавний яркий пример – катастрофа глубоководной платформы Deepwater Horizon в Мексиканском заливе) и заканчивая финансовыми, связанными с падением стоимости барреля (оно может измеряться десятками процентов). Поэтому индустрия, с одной стороны, будет настороженно относиться к технологии блокчейн, а с другой стороны, очевидно, попытается с помощью данной технологии снизить затраты и уменьшить риски.

И действительно, благодаря блокчейн нефтегазовая отрасль может создать более надёжную систему кибербезопасности с многослойной процедурой проверки, что позволит защититься от хакерских атак. О преимуществах безопасности блокчейн очень хорошо сказал Обрехни О'Брайен, лидер по разработке бизнес-решений для blockchain компании EY: «Блокчейн – это база данных и сеть. Она позволяет передавать как данные, так и ценность через распределённую систему, которая запускает, записывает и сравнивает несколько копий защищённых зашифрованных транзакций почти в режиме реального времени на нескольких компьютерах».

В России такая безопасность должна обеспечиваться благодаря использованию инструментов, разработанных внутри страны. «В силу специфики информационной безопасности совершенно очевидно, что подобного рода российский инструмент может быть основан только на российских алгоритмах, в том числе криптографии. Для нас это принципиальная позиция, мы её придерживаемся во всех сферах», – заявил глава Минкомсвязи Никифоров на форуме «Открытые инновации».

В июне 2017 г. вирус Ретуа поразил крупные компании по всему миру, в том числе пострадали серверы Датской транспортной и нефтедобывающей группы A.P. Moeller – Maersk A/S. Были нарушены портовые операции, компания была вынуждена менять маршруты судов из-за потери удалённого контроля над постановкой их в док и погрузо-разгрузочными работами. В число проблемных

портов вошёл третий по величине порт в мире – Роттердам. Компания потратила около недели на устранение сбоя. В России вирус поразил серверы «Роснефти» и «Башнефти». На фоне данных событий актуальность использования технологии блокчейн значительно повышается.

Без бумажной волокиты

Одним из самых революционных преобразований в нефтегазовой индустрии, благодаря блокчейну, будет кардинальное изменение торговых отношений – начиная с создания так называемых блоков с бумажными баррелями и заканчивая появлением криптовалюты на основе стоимости нефти и газа. В отличие от финансовой сферы, где блокчейн используется изначально, в сфере энергетики кроме финансовых операций присутствует и реальный продукт. Поэтому основная задача при использовании блокчейна в энергетике – создание децентрализованной системы поставок и транзакций.

Марко Дунанд, глава компании Mercuria GRC (один из крупнейших мировых трейдеров на товарных рынках), в интервью изданию Financial Times сказал, что блокчейн сегодня – одна из самых прорывных технологий как для добычи ресурсов (в том числе трудноизвлекаемых), так и для торговли ими. Она уже сейчас напрямую влияет на торговлю благодаря тому, что является открытым и безопасным средством коммуникаций: «Мы способны повысить эффективность типичной цепочки поставок. Например, когда вы отправляете груз из Западной Африки в Азию, движение документов (коносаментов) от продавца до покупателя обычно занимает около 40 дней. На основе данных технологий мы можем сократить это время до 7 дней».

Компания Mercuria на практике использует технологию блокчейн в торговле нефтью совместно с такими глобальными компаниями, как ING и Societe Generale. В частности, она осуществляет морскую перевозку нефти из Африки в Китай. Благодаря использованию технологии блокчейн огромный бумажный оборот исключается. Если контракты о передаче прав собственности от продавца к экспедитору и покупателю будут стандартизированы во всей нефтегазовой индустрии, то благодаря этому торговля «чёрным золотом» будет более безопасной и дешёвой. Считается, что блокчейн начнёт менять энергетический рынок, вовлекая сначала индивидуальных пользователей. А затем под влиянием данной технологии про-

изойдут глобальные изменения на рынке энергетических продуктов.

За счёт повышения прозрачности системы торговли уменьшится неопределённость на рынке, все транзакции будут доступны мониторингу и станут легко отслеживаться. В какой-то степени можно сравнить блокчейн с Википедией, которая представляет собой базу данных с открытым доступом, где каждый может вносить свои изменения, и все изменения отслеживаются и корректируются другими пользователями.

ЛИДЕРЫ ОТРАСЛИ ЗА БЛОКЧЕЙН

По данным Reuters, блокчейн уже успешно проникает в нефтегазовую индустрию. Так, консорциум в составе BP, Shell и Statoil уже разрабатывает на базе блокчейна платформу для торговли сырьевыми продуктами. В январе 2018 г. Shell, одна из крупнейших нефтяных компаний мира, заявила о приобретении доли в британском стартапе Applied Blockchain, который планирует заниматься внедрением данной технологии в нефтяной бизнес. Детали сделки ещё не раскрыты, однако очевидно, что британский стартап сделает всё необходимое, чтобы технология блокчейн служила на благо мировому нефтяному гиганту.

«Приложения на блокчейне имеют огромный потенциал, чтобы встряхнуть процессы энергетической отрасли – от работы с поставщиками до обслуживания клиентов, – заявил технический директор Shell Йохан Кребберс. – Инвестирование в Applied Blockchain является частью нашего плана по оцифровке данных и разработке новых бизнес-моделей».

Другим примером успешной работы технологии блокчейн является платформа Эфириум (Ethereum), служащая для создания децентрализованных онлайн-сервисов. Данный криптовалютный проект был разработан Виталием Бутериным, канадским программистом российского происхождения. За идею данного проекта в 2014 г. он получил премию World Technology Award, обойдя Марка Цукерберга и других претендентов. *«Блокчейн сделан не просто для криптовалюты. Поэтому мы создали Ethereum: в 2013 г. люди стали смотреть на применение блокчейна за пределами криптовалют, и мы захотели сделать платформу, которая берёт базовую концепцию блокчейна и расширяет её в тысячу раз», – заявил В. Бутерин в интервью журналу Forbes. В качестве платы за транзакции в Эфириум используется термин «газ».*

Общая стоимость транзакции – это лимит газа, умноженный на его цену. Лимит газа можно рассматривать как количество литров, кубических метров или галлонов топлива. Причём речь в данном случае идёт не о газе в привычном понимании этого слова, а о газе как механизме, топливе для работы системы.

Надо признать, что на сегодняшний день ещё существует много трудностей для повсеместного внедрения технологии блокчейн, в том числе и в нефтегазовой индустрии. Имеется большое число юридических и регуляторных требований, которым данная технология должна соответствовать. Кроме того, практически все нефтегазовые компании, разрабатывающие систему блокчейн, находятся только в стадии пилотных проектов или концептов по данному направлению. Тем не менее технический потенциал использования блокчейна в энергетике очевиден уже сегодня. Особенно это касается создания децентрализованной системы распределения энергетических продуктов.

И ХОЧЕТСЯ, И КОЛЕТСЯ

Конечно, по мере развития блокчейна могут возникать проблемы юридического характера. Поэтому предстоит проделать много работы в плане подготовки законодательного поля. Правительство опасается возникновения конфликта интересов в связи с тем, что блокчейн представляет собой независимую от третьих лиц систему с возможностями беспрепятственного и свободного перемещения активов, финансов и информации. Поэтому власти, с одной стороны, хотят установить законодательные правила игры в данной сфере с чёткой идентификацией игроков. Потребуются изменения и в налоговом законодательстве. Так, глава Минкомсвязи Николай Никифоров в кулуарах форума «Открытые инновации» заявил журналистам: *«Скорее всего, мы не сможем ограничиться только проектом постановления, скорее всего, это будет и поправки в законодательство. Ключевой вопрос на самом деле про налогообложение: что делать с НДС, налогом на прибыль или НДФЛ. Это невозможно решить постановлением правительства. Это поправки в налоговое и бюджетное законодательство».*

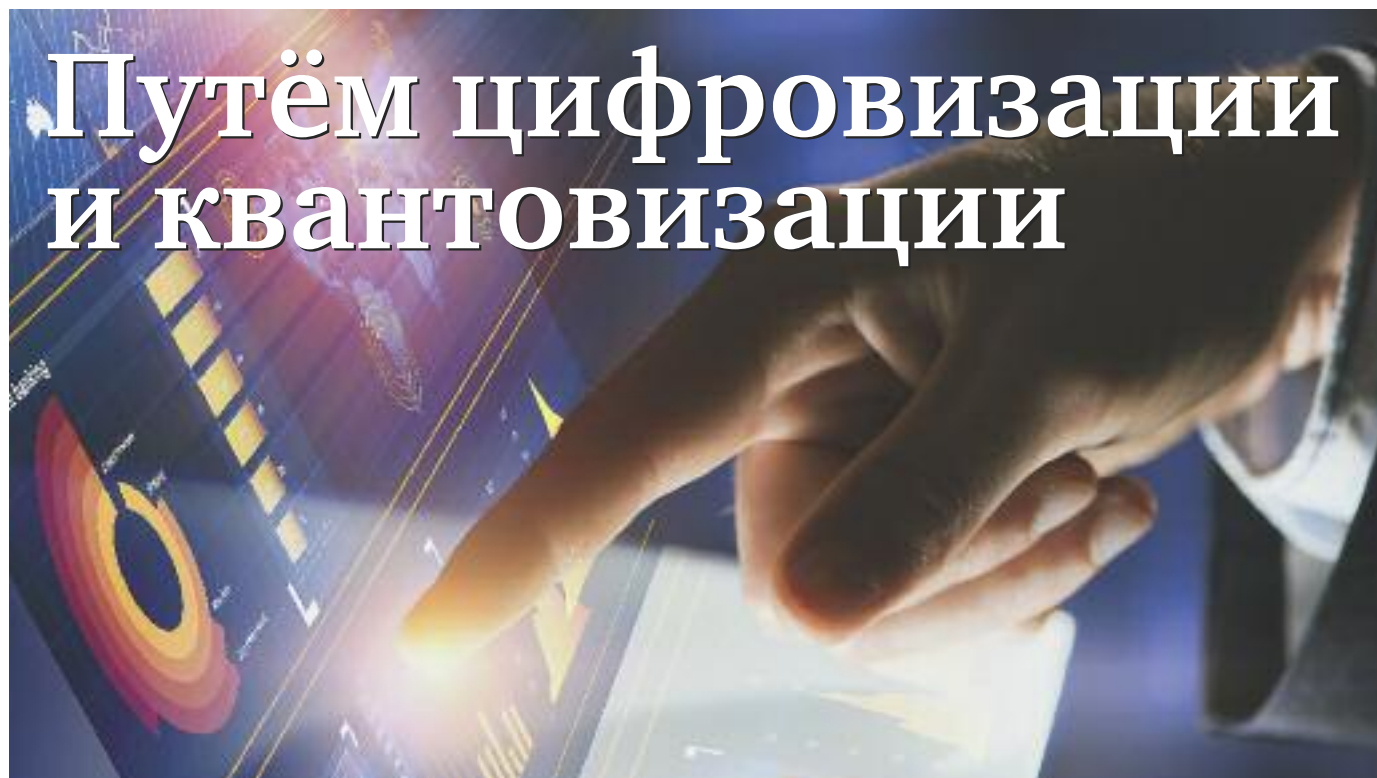
С другой стороны, одной из целей блокчейна является создание системы, в которой отсутствуют бюрократические процедуры. Привлекательность этой технологии как криптовалютной платформы объясня-

ется возможностью сохранять анонимность участников. А значит, затрудняются процессы государственного контроля и налогообложения. В этом и скрыто основное возможное противоречие между внедрением системы блокчейна и попытками её государственного регулирования.

Также одним из камней преткновения остаётся кадровый вопрос. Для создания качественных блокчейн-систем понадобятся специалисты высокого уровня. Именно поэтому в Российском экономическом университете имени Г. В. Плеханова разрабатывается программа профессиональной переподготовки – «Блокчейн-программирование». *«Одной из стратегических задач РЭУ им. Г. В. Плеханова является подготовка квалифицированных специалистов в сфере цифровой экономики, поэтому мы разработали и запускаем совместно с крупнейшей майнинговой компанией BitVaz как программы высшего образования – магистерские программы “Технологическое предпринимательство и блокчейн-проекты” и “Цифровая трансформация бизнеса”, – так и дополнительного. Все наши программы осуществляются совместно с основными лидерами отрасли, и мы гордимся тем, что удалось добавить в нашу команду партнёров совместных программ Ethereum Foundation», –* отмечает директор Института управления и социально-экономического проектирования Надежда Сурова.

Очевидно, что технология блокчейн находится ещё в зачаточном состоянии. Но задача состоит в том, чтобы «не проспать» очередную технологическую революцию. Так, в 2017 г. на панельной сессии «Блокчейн – рождение новой экономики» Петербургского международного экономического форума первый заместитель председателя правительства Игорь Шувалов заметил: *«Недавно я встречался с ребятами, бывшими резидентами Сколково, которые переехали жить в Сингапур. Так вот они звонили всё время в Минфин и ЦБ, чтобы предложить свои услуги, но “не дозвонились” <...> Они переехали в Сингапур, а теперь их крупнейшие клиенты – правительства Индии и Швеции!»*

Поэтому очевидным становится вопрос о мотивации профессионалов и правильной постановке задач. Мы должны не только быть готовы к реалиями нового «цифрового мира», но и стать соавторами новой системы управления процессами в нефтегазовом комплексе. ■



Depositphotos

Создание цифрового нефтегазового сектора позволит решить важнейшие проблемы отрасли и создать задел для будущего развития

Николай ЕРЁМИН,
главный научный сотрудник, заместитель директора;
Светлана КАМАЕВА,
старший научный сотрудник;
Александр ЧЕРНИКОВ,
старший научный сотрудник;
Александр ЕРЁМИН,
научный сотрудник
(Институт проблем нефти и газа РАН)

Цифровой нефтегазовый сектор – ключевой элемент цифровой экономики России, который сформирован на новой парадигме модернизации нефтегазового дела, роста капитализации (стоимости основных активов) компаний и отрасли в целом. Цифровая модернизация НГК позволит обеспечить энергетическую безопасность государства, удовлетворить рыночный спрос на нефть, газ и продукты их переработки, активизировать процесс создания инновационных технологий и внесёт весомый вклад в развитие экономики страны. В представленной статье выявлены характерные черты цифровизации объектов, квантовой криптографии промышленных данных и интеллектуализации процессов нефтегазового производства. Отмечена важность цифровизации нефтегазового образования. Рассмотрено интенсивное внедрение информационно-коммуникационных технологий по всей цепочке нефтегазового производственного цикла. Обоснована актуальность цифровой модернизации НГК России. Выявлено, что сохранение работоспособного состояния линейной части морских и сухопутных трубопроводов может быть обеспечено за счёт их диагностики инновационным методом магнитной томографии.

Что такое цифровизация?

Комитет Госдумы РФ по энергетике в 2015 г. поддержал предложения ИПНГ¹ по цифровизации и интеллектуализации нефтегазовой отрасли РФ и принял ряд обращений к руководству страны по интенсификации работ в данном направлении². В своём послании к Федеральному собранию 1 декабря 2016 г. Президент России Владимир Путин заявил о запуске масштабной системной программы развития цифровой экономики. А 5 декабря 2016 г. В. В. Путин дал поручения Председателю правительства Д. А. Медведеву по разработке совместно с администрацией президента программы «Цифровая экономика». Межведомственная рабочая группа при Минкомсвязи России (включая специалистов ИПНГ, приглашённых Аналитическим Центром при

¹ Институт проблем нефти и газа Российской академии наук и Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина.

² См.: решение Комитета по энергетике ГД РФ шестого созыва № 3.25-5/114 от 11 декабря 2015 г. «Наука и производство: применение инновационных разработок в нефтегазодобыче»; решение Комитета по энергетике ГД РФ шестого созыва № 3.25-5/116 от 23 декабря 2015 г. по результатам проведения «круглого стола» 30 ноября 2015 г. «Импортозамещение нефтегазового оборудования как основа экономической и энергетической безопасности».

Правительстве РФ [16]) подготовила к 30 мая 2017 г. проект программы «Цифровая экономика» [4, 5, 13, 20, 21].

Цифровая нефтегазовая экономика характеризуется активным распространением цифровых технологий, повышением степени унификации цифровых стандартов и услуг, уменьшением количества транзакций на базе технологии блокчейн между хозяйствующими субъектами на мировом рынке нефти и газа [3-15, 18-23]. Главные тренды изменения нефтегазовых технологических процессов – цифровизация, квантовизация, интеллектуализация, оптикализация и роботизация, постепенная замена рабочих мест роботизированными комплексами [17, 19].

Одно из определений цифровой нефтегазовой экономики следующее: это экономика, которая функционирует на базе широкого применения цифровых технологий по всей цепочке производства товарных продуктов и услуг и минимального использования банковских транзакций на нефтегазовом рынке в режиме онлайн [1].

ЗАДАЧИ И ПРОБЛЕМЫ

Цифровая нефтегазовая экономика способствует достижению оптимальных технологических режимов эксплуатации месторождений, подземного и наземного оборудования для добычи, подготовки, транспортировки и логистики с целью наиболее полного удовлетворения запросов потребителей в режиме реального времени и снижения производственных затрат. Существенным вызовом является растущий разрыв в цифровизации производства между крупными и средними компаниями нефтегазового бизнеса, обусловленный высокими затратами на информационно-коммуникационные услуги, центры обработки данных, высокопроизводительные вычислительные комплексы, оптоволоконные системы сбора и передачи данных, широкополосный интернет и зарплату специалистов в области ИТ-технологий и кибербезопасности [1-15, 18-23].

Основными цифровыми трендами в нефтегазовой отрасли являются: цифровой двойник компании (месторождения); петророботика; петронанотехнологии; оптикализация; квантовизация; Центры интегрированных операций и Центры обработки данных (ЦОД) [1-15].

Цифровизация ведущих экономик мира осуществляется на основе принятых государственных программ. Такие доку-

менты утверждены в настоящее время в США, Великобритании, Германии, Швеции, Ирландии, Нидерландах, Эстонии, Бразилии, Китае, Японии, Сингапуре, Филиппинах, Малайзии. Можно выделить следующие наиболее масштабные программы цифровизации экономик мира:

- «Повестка дня цифровой экономики», США, 2015 г.;
- «Интернет плюс», Китай, 2015 г.;
- «Цифровая экономика», Россия, 2017 г.;
- «Цифровая Европа 2020», Европейский союз, 2010 г.;
- «Индустрия 4.0.», Германия, 2011 г.

Доля цифровой экономики в мировом ВВП составляет около 5,5–5,7% (по данным специалистов Boston Consulting Group).

К серьёзному вызову цифровой нефтегазовой экономике следует отнести высокую потребность отрасли в новых специальностях и в повышении квалификации инженерно-технического персонала отраслевых компаний до уровня современных профессиональных требований на базе краткосрочных курсов при нефтегазовых университетах. С учётом демографического спада в России цифровая нефтегазовая экономика открывает интернет-возможности для трудоустройства пенсионеров, инвалидов и инженеров, имеющих опыт работы в НГК и соответствующие специальности в цифровом нефтегазовом производстве [20-23, 26].

Цифровизация нефтегазового образования – это модернизация традиционно образования и его расширение с помощью цифровых образовательных платформ и информационно-коммуникационных систем доступа студентов и слушателей к образовательным ресурсам ИПНГ, к удалённым данным результатов научных исследований, к открытым базам статей и патентам. Одним из возможных решений является дальнейшее развитие дистанционного обучения на базе использования массовых открытых образовательных курсов по новым специальностям в НГК.

Анализ отечественного опыта построения цифровых месторождений и скважин позволил выявить основные тенденции цифровой модернизации нефтяного производства:

- технологическое обслуживание и ремонт в режиме реального времени;
- обеспечение надёжности производственных операций и управление складскими запасами;

- оптоволоконные сенсорные устройства;

- постоянно действующий мониторинг разработки и добычи;

- безопасность производства и мобильность инженерно-технических работников [1, 4-7, 9-13, 15-18].

Технологические инновации определяют способность нефтегазовых компаний к проведению цифровой модернизации, без которой невозможно их выживание на мировом рынке нефти. Пути цифровой модернизации НГК многообразны и включают в себя [20-21, 23-24]:

- лидерство в области цифровых нефтегазовых технологий;
- интеграцию цифровых и традиционных технологий;
- конвертацию технологий космической и атомной промышленности в нефтегазовую;
- генерацию новых денежных потоков от цифровой модернизации нефтяного производства;
- создание новых рабочих мест для специалистов в области применения методов искусственного интеллекта и информационных технологий в нефтегазовом деле;
- внедрение сетевого и мобильного переобучения кадров, которые высвобождаются при цифровой модернизации НГК.

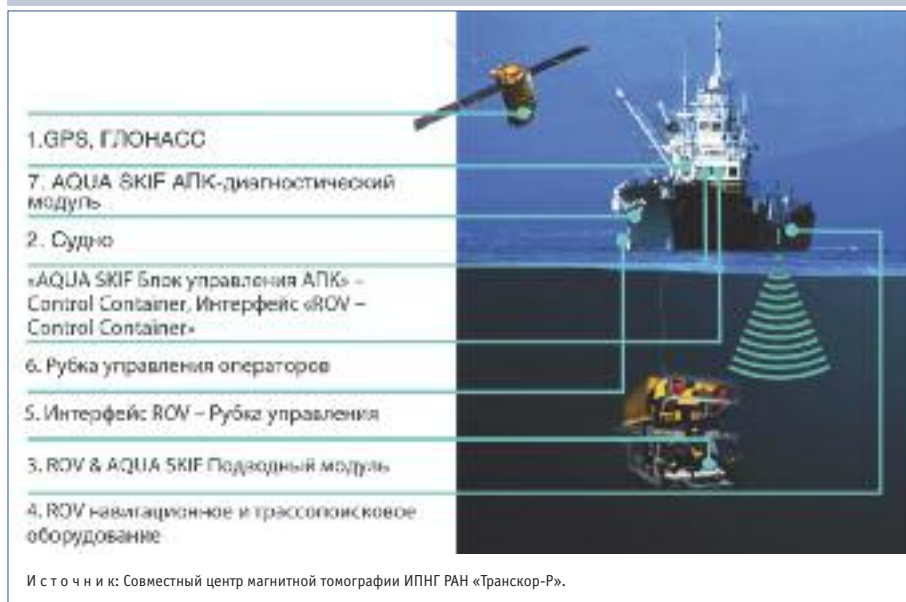
Цифровая модернизация нефтяных компаний приводит к росту темпов выработки запасов лёгкой нефти, которые достигают порядка 4% в год [26]. Отношение разрабатываемых запасов лёгкой нефти к запасам остальных типов нефти составляет 4 к 1.

Цифровая нефтегазовая экономика, анализ больших геологических данных, операционная аналитика, промышленный интернет и цифровая модернизация – это инновационные процессы, которые затрагивают нефтегазовый комплекс в целом, в том числе разработку морских месторождений, строительство и эксплуатацию трубопроводных систем [3, 14].

УНИКАЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

В России стремительно развиваются такие инновационные направления, как цифровое месторождение и цифровая скважина [2, 8]. В последний год отмечен растущий интерес к созданию цифровых платформ для нефтяного бизнеса, применению беспилотных летательных аппаратов (БПЛА) для геофизических исследований и диагностирования трубопроводных систем.

Рис. 1. Уникальный подводный модуль ROV и AQUA SKIF для инспекции трубопроводов с глубиной моря до 1500 м



Уникальная российская технология бесконтактной магнитометрии для подводных и сухопутных магистральных и внутрипромысловых трубопроводов востребована во многих странах мира. Всего проинспектировано свыше 20 тыс. км трубопроводов, из них 1800 км подводных. Эта работа выполнена под руководством заведующего Совместным центром магнитной томографии ИПНГ РАН «Транскор-Р» кандидатом технических наук С. С. Камаевой. Родоначальником

технологии бесконтактной магнитометрии для трубопроводов явился профессор Е. М. Белов. С 2001 г. применяются запатентованные в РФ, США, Канаде, ЕС, Малайзии отечественные изобретения и технические устройства для МТМ, регламентированные российским нормативом РД 102-008-2002. Они повышают вероятность выявления дефектов металла и точность определения степени их опасности.

Технология основана на эффекте Виллари (явление обратной магнитострик-

ции, открытое более 200 лет назад) и заключается в измерении и анализе распределения собственных магнитных полей вдоль оси протяжённого ферромагнитного объекта, отражающих его структурную и технологическую наследственность. Она позволяет выявить концентраторы механических напряжений, связанные с процессами деградации металла или повышенными локальными нагрузками. При контроле учитывают естественную намагниченность, сформировавшуюся в процессе изготовления труб в магнитном поле Земли.

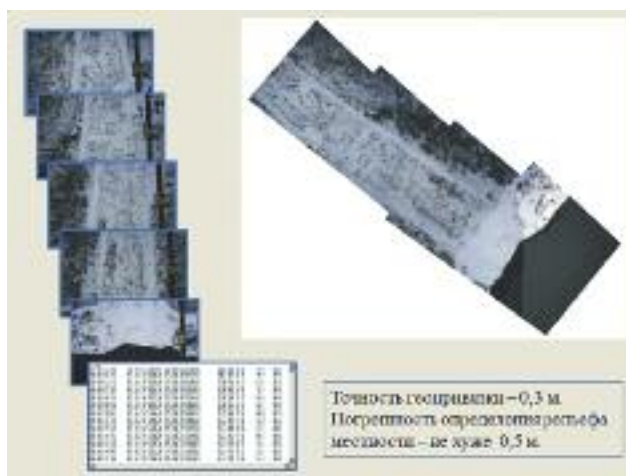
На семинаре «Организация и проведение подводно-технических работ на морских объектах добычи и транспорта ПАО «Газпром», состоявшемся 29 ноября 2017 г., был представлен доклад С. С. Камаева и Н. А. Ерёмкина «Технология диагностики морских трубопроводов на больших глубинах – опыт применения». В нём кратко изложены результаты диагностирования морских трубопроводов на глубинах моря до 500 м, а также освещены перспективы создания комплекса совместно с одной из ведущих нефтегазовых компаний для работы на трубопроводах с глубиной моря свыше 2 тыс. м.

Данная российская технология уникальна и не имеет аналогов за рубежом. В начале октября был успешно завершён первый коммерческий проект по проведению диагностики газопровода на водных переходах с применением мульти-

Рис. 2. Уникальная бесконтактная диагностика методом магнитной томографии с применением мультикоптера



а) Водный переход газопровода компании ОАО «АЛРОСА – Газ» через реку Большая Ботуобия шириной более 200 м, Якутия



б) Автоматическая сшивка снимков с БПЛА с использованием данных телеметрии (водный переход р. Вилюй)

Источники: Совместный центр магнитной томографии ИПНГ РАН «Транскор-Р», Совместный центр мониторинга и геофизических исследований с применением БПЛА ИПНГ РАН «Факт».



Кавказский энергетический крут

Топливо-энергетический рынок Закавказья вновь входит в режим турбулентности

Владимир МИШИН

В начале 1990 годов процессы политико-экономической дезинтеграции постсоветского пространства привели к серьёзному кризису в топливо-энергетических секторах стран Закавказья. Азербайджан, прежде обеспечивавший нефтепродуктами и природным газом Грузию и Армению, отказался от роли энергетического гаранта для соседей по региону. Поставки азербайджанских энергоресурсов в Армению были прекращены по политическим причинам. И эта ситуация, как не раз заявлял Баку, не изменится до тех пор, пока не будет решена карабахская проблема.

Экспорт азербайджанских углеводородов в Грузию также был сведён к нулю, но по чисто экономическим причинам. Если в 1990 г. в Азербайджане добыча газа составляла 10 млрд м³, то к 1997 г. она упала до 5,9 млрд м³, и республика сама оказалась в состоянии энергетического кризиса.

Освоение нефтегазовых ресурсов страны, начавшееся в рамках двух ключевых СРП – нефтяного Азери – Чираг – Гюнешли и газоконденсатного Шах-Дениза, – позволило решить большинство энергетических проблем республики. Грузия и Армения, не имеющие собственных запасов, были вынуждены искать источники импорта газа и нефтепродуктов.

Но к концу 2010-х сложившийся статус-кво в ТЭК стран Закавказья вновь, как и в начале 1990-х, рискует претерпеть знаковые трансформации. Они обусловлены не только политико-экономическими и сырьевыми, но и рыночными причинами.

В ТИСКАХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ

Газового «дна» на своих месторождениях Государственная нефтяная компания Азербайджанской Республики (ГНКАР) достигла в 2004 г., когда было извлечено из недр 4,9 млрд м³ «голубого топлива». В ноябре 1997 г. на блоке АЧГ началась добыча нефти, а значит, и попутного газа. Часть этого сырья ГНКАР, в соответствии с условиями СРП, стала получать бесплатно. Но проблему газового дефицита республики это не решило.

Ситуацию спасли поставки из России, начавшиеся в 2001 г. (по цене 52 доллара за 1 тыс. м³). За шесть лет Азербайджан получил из РФ почти 26 млрд м³ газа (максимум в 2004 г. – 4,9 млрд м³). Но в конце 2006 г. началась промышленная добыча в рамках Фазы-1 Шах-Дениза. Кроме того, Москва предложила Баку платить за газ по справедливой цене. После отказа последнего приобретать с 2007 г. «голубое топливо» в России по близким к мировым ценам (235 долларов за 1 тыс. м³), энергетическую безопасность страны вновь пришлось

обеспечивать за счёт собственных источников.

С дефицитом топлива должна была закончить Газовая программа ГНКАР, разработанная в 2006 г. Большие надежды возлагались на попутный газ АЧГ и госзакупки в рамках Фазы-1 Шах-Дениза. Помимо этого, планы ГНКАР предусматривали рост добычи на старых месторождениях (до 9 млрд м³ в 2009 г.). Но, несмотря на масштабное бурение новых скважин, выполнить задачу не удалось. Добыча наоборот упала – с 8,2 млрд м³ в 2008 г. до 7,3 млрд м³ в 2009-м. И она продолжает снижаться по сию пору. Так, результат 2017 г. – 6,1 млрд м³.

Попутный газ АЧГ, передаваемый ГНКАР, оказался важным ресурсом, позволившим (вместе с закупкой сырья Шах-Дениза для внутренних потребностей) довести газовый баланс республики до приемлемого уровня (10–12 млрд м³ в год). Так, в 2009 г. от АЧГ было получено 3,9 млрд м³, ещё 0,75 млрд м³ закупили на Шах-Денизе. Вместе с газом, добытым госкомпанией, это дало Баку 11,95 млрд м³.

На волне эйфории «газового изобилия» ГНКАР даже подписала с «Газпромом» контракт о купле-продаже в период 2010–2014 гг. 0,5–1 млрд м³ азербайджанского газа в год (по цене 250 долларов за 1 тыс. м³). Эти поставки осуществлялись в Дагестан. В Баку данный контракт был оценён как свидетельство «газовой мощи» страны. В 2010 г. ГНКАР поставила в Россию 0,8 млрд м³. Затем, учитывая весьма привлекательную цену (для сравнения, за 1 тыс. м³ азербайджанского газа Грузия платила в тот период 170 долларов, Турция – 120), госкомпания заявила о намерениях увеличить поставки до 2 млрд м³ в год. Максимум, правда, составил лишь 1,37 млрд м³ (в 2013 г.), а в 2014 г. этот показатель упал до 0,21 млрд м³. На этом история с экспортом газа Азербайджана в Россию закончилась. Причина казуса банальна – республика взяла на себя столько обязательств перед Грузией, Турцией и Европой, что на их выполнение, как выяснилось, газа не хватает.

Тиски контрактных обязательств перед Турцией самые жёсткие: до 6,6 млрд м³ в год в рамках Фазы-1 (отсчёт с 2007 г.) и 6 млрд м³ от Фазы-2. В рамках Фазы-1 в 2017 г. в Турцию по Южно-Кавказскому трубопроводу (690 км от Баку до грузино-турецкой границы) было поставлено 6,5 млрд м³. На выполнение обязательств по Фазе-2, начиная с июля 2018 г., потребуется три года. В 2020 г. Турция, как заверя-

ют в Баку, получит по Трансанатолийскому трубопроводу (TANAP, длина 1850 км, проектная мощность первой очереди – 16 млрд м³ в год) контрактный максимум в 6 млрд м³. Отметим, что TANAP – это вторая составляющая Южного газового коридора (ЮГК) суммарной стоимостью 40 млрд долларов (трубопроводы плюс Фаза-2). Первая составляющая – ЮКТ, третья – Трансадриатический трубопровод (TAP, длина 878 км, мощность первой очереди, запускаемой в 2020 г., – 10 млрд м³ газа в год, второй – ещё 10 млрд м³).

С поставками газа в Грузию также всё ясно. Тбилиси, используя преференции транзитной территории, добился от партнёров весьма выгодных условий как по объёмам импорта, так и по его цене. Во всяком случае, в 2017 г. страна получила от ГНКАР 1,38 млрд м³ газа (рост на 4,4%), в рамках транзита Фазы-1 – ещё 0,82 млрд м³ (+2,8%). То есть в сумме – 2,2 млрд м³. При этом, по заявлениям Минэнерго Грузии, этот газ поставляется по 120 долларов за 1 тыс. м³ для населения и по 143 доллара для ТЭС. В результате средняя цена азербайджанского экспорта в 2017 г. составила 158 долларов (с учётом поставок в Турцию). В нынешнем году Грузия рассчитывает получить уже 2,68 млрд м³ (рост просто рекордный – на 22%).

Снова поможет Россия?

В этом контексте возникает вопрос: если Азербайджан в 2020 г. выполнит все принятые на себя газовые обязательства перед Грузией и Турцией, то сколько сырья останется после этого в самой республике и сколько сможет получить Европа, которой обещаны 10 млрд м³?

Оценочный ответ на этот вопрос вряд ли обрадует потребителей республики и стран Южной Европы.

В 2017 г. в рамках проектов ГНКАР, Фазы-1 и АЧГ суммарно было добыто 18,4 млрд м³ товарного газа (падение на 3,1%). Данные Минтопэнерго о производстве «голубого топлива» в республике – 28,6 млрд м³ – учитывают также попутный газ АЧГ (10,2 млрд м³), закачанный в нефтяные пласты блока для поддержания давления. С 1997-го по 2018 г. таким образом было извлечено из недр и закачено обратно 140,5 млрд м³ газа. При этом все заявленные газовые ресурсы блока составляют 140 млрд м³. Так что игры Баку со статистикой, учитывая «круговорот газа на АЧГ», – это надолго.

Экстраполируя динамику падения добычи в стране, можно допустить, что в

2020 г. в рамках действующих проектов будет произведено 16,4 млрд м³ товарного газа. Если в идеале Фаза-2 даст 10 млрд м³, а проект Апшерон (начало работ – февраль 2018 г.) – 1,5 млрд м³, то суммарно газовый баланс страны достигнет 27,9 млрд м³. Из этих объёмов до 12,6 млрд м³ – доля Турции, 2,7 млрд м³ – аппетиты Грузии. То есть Азербайджану и Европе остаются 12,6 млрд м³. При этом потребность республики – минимум 10 млрд м³ в год, обязательства перед Европой – 10 млрд м³. Иными словами, для полного счастья не хватает 7,4 млрд м³.

Но Европе, как заявил в феврале этого года вице-президент Европейской комиссии по энергетическому союзу Марош Шефчович, от Азербайджана требуется больше, чем законтрактованные 10 млрд м³ в год. Недаром ведь Албания, Черногория и Хорватия собрались строить Ионическо – Адриатический трубопровод (IAP, длина – 530 км, стоимость – 610 млн евро, мощность – 5 млрд м³ в год).

Но даже после того, как в рамках Фазы-2 будет построена вторая добывающая платформа, проект, как планируется, выйдет на добычу лишь 16 млрд м³ газа в год (ориентировочно к 2025 г.). Что касается Апшерона, то, используя технологию бесплатформенной добычи, проект, как заявляет ГНКАР, сможет обеспечить производство до 4–5 млрд м³ газа в год. При этом добыча на месторождениях ГНКАР и объёмы извлечения попутного товарного газа на блоке АЧГ и в рамках Фазы-1 рискуют к 2025 г. снизиться до 13–14 млрд м³ в год. В результате ресурс Азербайджана вырастет до 34–35 млрд м³. Но эти объёмы будут сопоставимы с контрактными обязательствами Баку (Турция – 12,6 млрд м³, Грузия – 2,7 млрд м³, Южная Европа – 10 млрд м³, внутренний рынок – 10 млрд м³, суммарно – 35,3 млрд м³).

Формальный срок действия контракта на поставки газа Фазы-1 в Турцию истекает через 15 лет, считая с начала экспорта. Де-факто он начался в 2007 г., поэтому де-юре контракт истечёт в 2022 г. Таким образом, если допустить, что Анкара и Баку не договорятся о пролонгации соглашения (что маловероятно, но гипотетически возможно), у Азербайджана появится новый источник для наращивания газового экспорта в Европу – Фаза-1 Шах-Дениза. Точнее, тот газ, который ещё останется в пластах контрактной зоны.

А если в 2025 г. добыча на месторождениях ГНКАР, попутного газа на АЧГ и в рамках Фазы-1 упадёт ниже прогнозных

13–14 млрд м³? Например, госкомпания в 2017 г. для «удержания производства на достигнутом уровне» пробурила 81 скважину, а добыча упала на 3,3%. В рамках Фазы-1 к началу 2018 г. было извлечено 88,5 млрд м³, запасы проекта оценены в 178 млрд м³. К началу 2025 г. от них останется чуть более 20 млрд м³. Резонный вопрос: какие объёмы и в течение какого срока сможет давать Фаза-1 после 2025 г.?

В Баку всю сложность ситуации понимают и мечтают о транзите туркменского газа, который сможет поднять рентабельность ЮГК (при прокачке только азербайджанского газа она будет минимальной). Хотя на практике вынуждены задействовать старую, но надёжную схему: в конце 2017 г. ГНКАР и «Газпром» договорились о возобновлении российского газового экспорта в Азербайджан. В 2018 г. в республике ждут поставок в объёме до 1,6 млрд м³. Вероятность продолжения азербайджано-российского газового сотрудничества в последующие годы – достаточно высокая.

ПЕРЕРАБОТКА БЕЗ СЫРЬЯ

В 1991–2017 гг. ситуация с добычей и переработкой нефти в Азербайджане развивалась не менее драматично, чем с газом. До обретения республикой суверенитета на два НПЗ, расположенные в Баку и имеющие суммарную мощность 20 млн т в год, сырьё поставлялось как местное, так и добытое в России и на восточном берегу Каспия. После 1991 г. туда поступает только азербайджанская нефть. Объёмы её добычи сначала снизились с 11,5 млн т в 1991 г. до 9,1 млн т в 1996-м. С 1997 г., после начала освоения блока АЧГ, этот показатель пошёл вверх, достигнув своего пика в 2010 г. (50,6 млн т).

Но пикантность ситуации состоит в том, что нефть АЧГ и конденсат Шах-Дениза, в соответствии с условиями СРП, отправляются на экспорт. Таким образом, источниками сырья для НПЗ по-прежнему оставались месторождения ГНКАР, добыча на которых снижается год от года. Как следствие, первая проблема азербайджанских НПЗ – сырьевая – приобрела хронический характер.

Вторая проблема – глубина переработки – решается ГНКАР за счёт модернизации оборудования Бакинского НПЗ имени Гейдара Алиева (под этим брендом объединены два старых завода).

Третья проблема – ассортимент выпускаемой продукции – оказалась в зависимости не только от степени модернизации



оборудования, но и от газового баланса республики. В период газового кризиса на НПЗ производилось до 5 млн т мазута, используемого в качестве топлива для ТЭС.

На Бакинском НПЗ продолжают модернизационные работы общей стоимостью 1,8 млрд долларов, которые должны завершиться в 2021 г. В результате мощность завода предположительно достигнет 7,5 млн т в год, глубина переработки – свыше 95%. Планы отличные, хотя до сих пор неясно, за счёт каких источников ГНКАР планирует обеспечивать предприятие сырьём? Ведь в 2017 г. госкомпания, добыв 7,43 млн т (падение на 1,4%), оставила для переработки на БНПЗ лишь 5,8 млн т, так как должна была выполнить обязательства по загрузке трубопровода Баку – Новороссийск (контрактный объём – 1,5 млн т в год). Экспорт нефтепродуктов в 2017 г. составил, по данным таможи, 0,835 млн т.

Любопытно, что в рекламных материалах Бакинский НПЗ стал позиционировать себя как предприятие, способное перерабатывать 4–6 млн т нефти в год. Но если поставки действительно упадут до 4–5 млн т, то полученных из этих объёмов нефтепродуктов хватит только для внутреннего потребителя. Более того, уже сейчас Азербайджан вынужден импортировать высокооктановый бензин марок А-95 и А-98, а также керосин, не говоря уже о моторных маслах.

НАСТОРАЖИВАЮЩИЕ ТРЕНДЫ

Ещё один любопытный тренд – деятельность созданной ГНКАР 10 лет назад торговой компании SOCAR Trading, ори-

ентированной на продажу нефти и нефтепродуктов за пределами страны. В 2017 г. её оборот достиг 108 млн т жидких углеводородов, из которых 80% – нефть и нефтепродукты из третьих стран.

Дефицит газа для внутреннего потребления, рост глубины переработки нефти и потепление климата на территории республики (как следствие – уменьшение водных ресурсов ГЭС) стали причинами ещё одного тренда – снижения выработки электроэнергии. Во всяком случае, в 2017 г. на азербайджанских ТЭС установленной мощностью 6200 МВт было произведено 19,8 млрд кВт • ч (на 1,2% меньше, чем годом ранее) товарной электроэнергии, на ГЭС установленной мощностью 1000 МВт – 1,7 млрд кВт • ч (–10,1%).

Учитывая ситуацию с добычей и экспортом газа, производством мазута и прогнозируемой на ближайшее десятилетие засухой, Баку активно поддерживает идею создания электроэнергетического кольца Россия – Азербайджан – Грузия – Россия. Мотив этого шага очевиден: Азербайджану выгодно присоединение к мощной российской энергетической системе, способной обеспечить стабильность поставок электроэнергии на внутренний рынок республики.

Парадоксально, но факт: через 26 лет «энергетической независимости» Азербайджану вновь необходимо интеграционное партнёрство с ТЭК России. Пока в газовой и электроэнергетической сферах. Завтра, не исключено, придёт время и нефтяной.

Искусство сидеть на трёх стульях

В начале 1990-х Грузия из энергетических активностей имела лишь одну ГЭС. И всё же ей удалось использовать своё выгодное положение транзитной страны и к 2018 г. решить большинство энергетических задач, попутно активировав поиск углеводородных ресурсов на собственной территории и на шельфе Чёрного моря.

Формально нефть в Грузии нашли ещё в 1970-х. Но период наиболее интенсивной геологоразведки пришёлся на 2000–2009 гг. Компания Anadarko (США), проводя ГРП в акватории Чёрного моря, заявила об обнаружении ресурсов в объёме 140 млн т нефти. На 2018 г., по официальным данным, нефтяные ресурсы страны оцениваются в 168 млн т, перспективные – в 913 млн т. Каковы при этом извлекаемые запасы, не уточняется. Поиск углеводородов на территории Грузии продолжается. На 25 лицензионных блоках работы ведут 12 компаний – одна местная, остальные иностранные.

Де-факто добыча нефти в стране находится в интервале 40–45 тыс. т в год, и этих объёмов явно недостаточно для строительства современного НПЗ. Поэтому большая часть сырья, извлекаемого в Грузии, экспортируется, а необходимые экономике нефтепродукты импортируются из Румынии, России, Azerbaijана, Болгарии и Туркменистана. В 2017 г. за рубежом закупили 1,1 млн т нефтепродуктов (на 10,9% меньше, чем годом ранее).

Сокращение импорта относительно дорогих бензина (в начале 2018 г. литр А-92 в Грузии стоил 0,94 доллара, в то время как в Azerbaijane – 0,53 доллара), дизтоплива, керосина и других нефтепродуктов – стратегическое направление развития ТЭК страны. При этом акцент делается на росте производства и потребления электроэнергии, прежде всего вырабатываемой на ГЭС. Как следствие, в Грузии растёт число машин с гибридными двигателями и электромобилей и, соответственно, снижается импорт моторного топлива.

Проблему острого дефицита газа Грузия до 2007 г. решала за счёт импорта из России. «Голубое топливо» перекачивалось по магистральному газопроводу Моздок – Тбилиси, максимальный объём поставок – 1,8 млрд м³ в 2006 г. Но с 2007 г. Тбилиси отказался от этих закупок. Правда, до 1 января 2017 г. страна получала от «Газпрома» за транзит в Армению «натурой» – 10% от объёма поставок, или до 0,18 млрд м³ в год.

Зато с 2007 г. Грузия прочно села на «азербайджанский газовый стул», получая за транзит в Турцию по ЮКТ газ Фазы-1 Шах-Дениза (цена льготная), а по газопроводу Казах – Грузия (построен в советское время, проектная мощность – 10 млрд м³ в год) газ, закупаемый у ГНКАР.

После запуска летом 2018 г. Фазы-2 и начала эксплуатации ЮГК Тбилиси рассчитывает на увеличение импорта из Azerbaijана сначала до 2,7 млрд м³ в год, а в дальнейшем надеется преодолеть планку в 3–3,5 млрд м³ в год. Под эти планы даже затеяли строительство газохранилища (начало работ – 2018 г., завершение – 2020-й, объёмы хранения – 0,3 млрд м³).

Надежды Грузии на собственные газовые ресурсы пока не оправдываются, хотя американская компания Frontera в 2011 г. начала работы на востоке страны и открыла газовое месторождение Мцаре Хеви, запасы которого оценила в 42 млрд м³. В 2014 г. там началась промышленная добыча газа, которую Frontera обещает довести до 27 млн м³ в год. Но этого явно недостаточно для достижения энергетической независимости, так и для окупаемости проекта, на реализацию которого, как утверждают в Тбилиси, пошло 400 млн долларов.

Куда более важными стали планы по увеличению мощностей электрогенерации. К началу 2018 г. установленные мощности 59 грузинских ГЭС оценивались в 2700 МВт, трёх ТЭС – в 700 МВт. Но в Минэнерго считают, что потенциал рек страны составляет 15500 МВт и если использовать его на 100%, то можно выйти на производство 50 млрд кВт • ч электроэнергии в год.

Пока результаты скромнее: в 2017 г. было выработано 11,53 млрд кВт • ч (на 0,4% меньше, чем годом ранее), а потребили 11,9 млрд кВт • ч (рост на 7,7%). Львиную долю (79,9%) от всего производства обеспечили ГЭС (9,21 млрд кВт • ч, минус 1,3%). Благодаря газу Azerbaijана, ТЭС выработали 2,23 млрд кВт • ч (минус 0,1%, доля в энергобалансе – 19,4%). Символические 87,8 млн кВт • ч (доля в энергобалансе – 0,8%) дала одна ветровая станция.

Но у официального Тбилиси масштабные планы, предполагающие 100-процентное обеспечение страны собственной электроэнергией и экспорт 5 млрд кВт • ч в год. Под эти ориентиры запущены проекты строительства 44 ГЭС суммарной мощностью 1640 МВт и стоимостью 3 млрд долларов. На этапе исследования – проекты создания свыше 100 ГЭС, ВЭС и солнечных электростанций суммарной мощно-

стью 3700 МВт (инвестиционный потенциал – 6 млрд долларов). Планы отличные, осталось только найти 9 млрд долларов, ну а затем существенно перековать электроэнергетический рынок Закавказья.

Энергетическая эквилибристика

После 1989 г. армянский ТЭК остался без газа (поставлялся по трубопроводу Казах – Армения, пропускная способность – 7 млрд м³ в год) и нефтепродуктов Azerbaijана. Поскольку собственных углеводородных ресурсов у республики нет, её энергообеспечение зависит от поставок из России (транзит через территорию Грузии).

По официальным данным, доля газа в энергобалансе Армении составляет 58%, АЭС – 23%, ГЭС – 7%, нефтепродуктов – 5%. Остальные 7% приходятся на ветровые и солнечные станции, дрова и другие подручные источники энергии.

Ключевой поставщик газа в Армению – «Газпром». В 2017 г. он поставил в республику 2 млрд м³ «голубого топлива». При этом цена экспорта в 2018 г. сохраняется на уровне 150 долларов за 1 тыс. м³. Есть также иранский своп (0,3–0,4 млрд м³ в год), осуществляемый в обмен на электроэнергию (за 1 м³ в Иран экспортируется 3 кВт • ч).

Нефтепродукты Армения получает в основном через территорию Грузии. В 2017 г. объём поставок составил около 0,3 млн т. Цена литра бензина А-92 на внутреннем рынке равняется 0,89 доллара. В связи с непростым состоянием экономики республики наблюдается тенденция к сокращению потребления моторных топлив.

Неоднозначная ситуация и на электроэнергетическом рынке Армении. С одной стороны, по официальным данным, производство электроэнергии в 2017 г. выросло на 6,1% и составило 7,8 млрд кВт • ч. С другой стороны, в 2026 г. истекает срок эксплуатации Мецаморской АЭС. Её ввели в строй в 1977 г., с 1989-го из двух энергоблоков работает один мощностью 407,5 МВт. В 2017 г. на этой АЭС выработано 2,46 млрд кВт • ч электроэнергии. Если она будет остановлена, ТЭК Армении ждут непростые времена. В республике к «фактору 2026» готовятся: с 2017 г. строится новая ТЭС мощностью 250 МВт. Её сдача в эксплуатацию намечена на 2019 г. Но она не покроет выбывающие объёмы генерации. Кроме того, для её функционирования необходим газ. Вопрос, кто его поставит – Россия или Иран, – пока остаётся без ответа.

Подарки из Африки

Российские компании вопреки санкциям наращивают своё присутствие на Чёрном континенте

Константин СЕРГЕЕВ

Вслед за Южной Америкой и Ближним Востоком новым источником углеводородных резервов для добывающей отрасли РФ в ближнесрочной перспективе может стать ещё и Чёрный континент. При этом первые шаги к взаимовыгодному сотрудничеству в последнее время всё чаще делают сами африканские государства. Одним из наиболее перспективных партнёров для российских операторов здесь по-прежнему остаётся возрождающаяся Ливия. По мере того как в стране постепенно восстанавливается добыча нефти, её новое руководство активизирует укрепление двусторонних связей с крупным потенциальным инвестором. Но этим география нефтегазовых связей в Африке для России не ограничивается. Практически одновременно с визитом в Москву ливийского лидера – фельдмаршала Халифа Хафтара – в ноябре 2017 г. российскую столицу навесил ещё один африканский маршал – Омар Башир, который по совместительству является и президентом Судана. Цель своего приезда он обозначил коротко, но ёмко, предложив России «ключ от Чёрной Африки».

СУДАН: КЛЮЧИК С ПРАВОМ ПЕРЕДАЧИ?

Согласно оценкам Администрации энергетической информации США (EIA), доказанные запасы нефти Судана достигают 262,1 млн баррелей, что делает страну достаточно привлекательной для крупных международных операторов и, казалось, создаёт надёжную экономическую базу для национального процветания. Однако большая (до 75%) часть запасов «чёрного золота» сосредоточена на юге этого многонационального и мультиконфессиональ-



Рис. 1. Схема перспективных нефтеносных районов и основных элементов нефтетранспортной инфраструктуры Судана



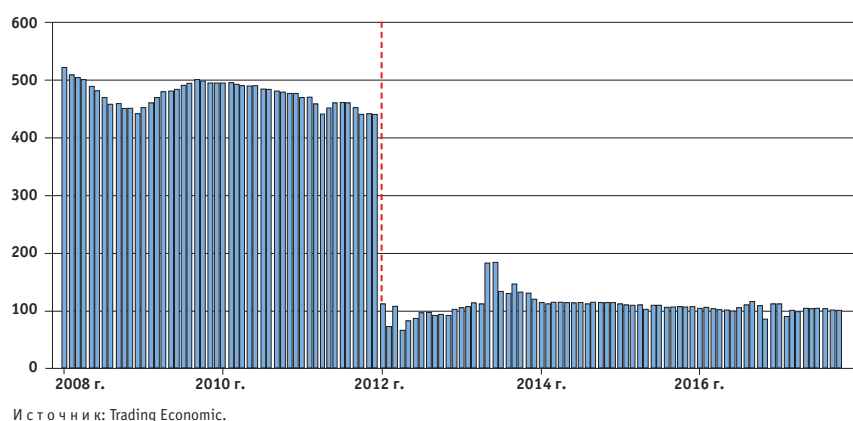
Источники: Aberfoyle Security.

ного государства (см. рис. 1), что и явилось мощным стимулом для борьбы за независимость южных провинций на протяжении более чем 60 лет. Её ожидаемым итогом стало официальное отделение Южного Судана в июле 2011 г. Это привело к потере почти трёх четвертей национальной нефтедобычи (см. рис. 2).

Впрочем, из-за последующих противоречий по транзитным тарифам Южный Судан был вынужден прекратить добычу в течение почти всего 2012 г. Да и в последующие пять лет её суммарные объёмы так и не достигли уровня, который ранее был вполне доступен единому Судану (500–600 тыс. барр./сут).

Данные события подтолкнули суданское руководство к поиску инвесторов не только для добывающей отрасли, но и для защиты от её дальнейшей дез-

Рис. 2. Динамика добычи нефти в Судане до и после отделения Южного Судана, тыс. барр./сут



Источники: Trading Economic.

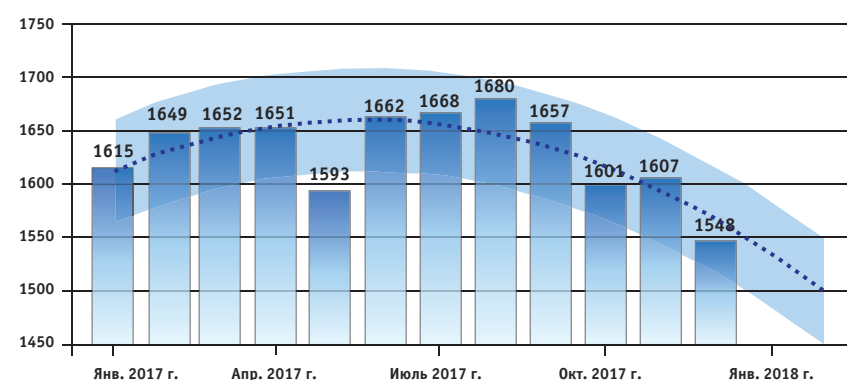
интеграции. Основного же виновника этих негативных процессов достаточно конкретно определил сам маршал О. Башир во время своей встречи с Президентом России: «Ситуация, которая произошла с нашей страной... связана с американской политикой. Получилось так, что наша страна распалась на две части. Это привело к ухудшению положения, в итоге мы нуждаемся в защите от агрессивных действий США». Западные эксперты (например, StratFor) усматривают в данном заявлении возможности для быстрой конвертации успехов, уже достигнутых Россией на рынке вооружений Судана, в реальные дивиденды от нефтедобывающей отрасли этой африканской страны.

В качестве же наиболее вероятного сценария в ближнесрочной перспективе предполагается реанимация и дальнейшее развитие соглашений ещё от 2002 г., согласно которым российские операторы (в частности, «Славнефть») намеревались вложить до 180 млн долларов в совместную разработку нефтяных месторождений в центральной части Судана. При этом взнос государственной компании Sudan Petroleum (Sudapet) должен был составить порядка 20 млн долларов с соответствующим распределением долей добычи.

Расширение подобных российско-суданских проектов на другие центральные и северные районы страны могло бы иметь двойное действие. Во-первых, способствовать существенному наращиванию добычи «чёрного золота» на территориях, оставшихся под контролем официального Хартума. А во-вторых, существенно укрепить его позиции на переговорах по транзиту нефти с «независимых» месторождений юга и запада страны к единственному, пока доступным для них терминалам на побережье Красного моря.

Похоже, фактор ожидаемых российских инвестиций уже начинает оказывать своё благотворное влияние. Незадолго до того, как «ключ от Чёрной Африки» отправился в Москву, министры нефти и торговли обоих Суданов договорились не только о возобновлении действия двусторонних договоров, заключённых в 2012 г., но и о расширении области их применения. В частности, речь идёт о совместной работе по восстановлению добычи в провинции Эль-Вахда, а также на ряде других месторождений Южного Судана.

Рис. 3. Добыча нефти в Анголе, тыс. барр./сут



Источники: Секретариат ОПЕК, Trading Economic.

Кстати, помимо собственно нефти, таможненная граница между двумя государствами стала прозрачнее ещё для 54 наименований продукции. Это свидетельствует в пользу некоторой нормализации отношений между двумя частями ещё недавно единой страны.

Тем временем на западном побережье материка ещё один крупный производитель «чёрного золота» озабочен несколькими иными проблемами.

АНГОЛА: ОТВЯЗАТЬСЯ ОТ ДОЛЛАРА

Наблюдаемая в последние годы тенденция отказа от навязчивого «зелёного друга» в расчётах за энергоносители получила новое развитие уже в самом начале нынешнего года. 9 января Национальный Банк Республики Ангола принял решение отказаться от жёсткой привязки курса родной валюты к доллару. Цель этой меры – предотвратить дальнейшее размывание валютных резервов, которые к концу прошлого года опустились ниже психологической отметки в 15 млрд долларов.

Несмотря на пессимистичные прогнозы, спустя сутки после этого решения национальная денежная единица Анголы – кванза – просела всего лишь на 11% к доллару и на 10% – к евро (которым, кстати, ангольский Центробанк и предпочитает маневрировать на своих валютных аукционах). По мнению официальной Луанды, помимо предотвращения дальнейшего ускоренного таяния валютных запасов, подобный манёвр должен помочь привлечению инвесторов в национальную экономику, что поможет избавиться от посредничества нефтедоллара при развитии добывающего сектора. В последнем эта африканская страна сегодня нуждается особенно остро, поскольку, несмотря на весьма значительные доказанные запасы «чёрного золота» (до 12,6 млрд баррелей),

его производство имеет настойчивую тенденцию к снижению (см. рис. 3).

Заметим, что это лишь опосредованно связано с добровольным сокращением добычи, осуществляемым Анголой в рамках соглашения «ОПЕК+». Принимая на себя обязательства уменьшить её на 87 тыс. барр./сут, руководство страны, по-видимому, учитывало и без того ограниченные возможности национального добывающего сектора. Без привлечения новых инве-

стиций в отрасль, которая на сегодняшний день обеспечивает около половины всего ВВП и до 75% государственных расходов Анголы, эксперты прогнозируют дальнейшее падение объёмов добычи – вплоть до 1,510–1,520 млн барр./сут к 2020 г.

Что же касается стратегического партнёра по развитию нефтегазового сектора, то на Западе не без оснований предполагают, что выбор официальной Луанды падёт на Россию. Это послужит достойным дополнением к успехам двустороннего сотрудничества в области ОПК, телекоммуникационных технологий (включая спутниковые), а также в собственно сырьевой сфере (алмазы, руды ценных металлов и т. д.).

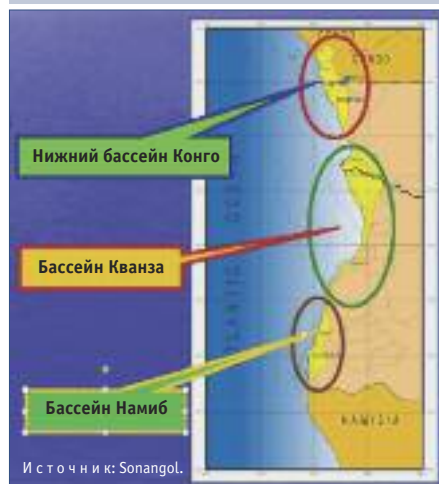
Стоит напомнить, что интенсивные переговоры о привлечении российских операторов («Газпром», «Роснефть», «Зарубежнефть» и «ЛУКОЙЛ») к разработке месторождений углеводородов в Анголе проводились ещё осенью 2013 г., то есть незадолго до введения экономических санкций против РФ, которые дивным образом совпали с обвалом мировых цен на энергоносители. Согласно тогдашним планам, Ангола предполагала уже к 2015 г. увеличить производство «чёрного золота» с 1,7 до 2 млн барр./сут – рекордный потолок, который не достигнут до сих пор.

Тем не менее в последующие годы оба негативных фактора (низкие котировки и санкции) по-своему стимулировали сближение обеих стран. Ангола была занята поисками дополнительных внешних источников финансирования для стабилизации и дальнейшего роста добычи, что критически важно для её бюджета, а Россия – разведкой и освоением новых запасов углеводородов, в том числе за пределами своей национальной территории.

Прошлый год стал знаковым в этом отношении, чему в значительной мере способствовал приход к власти в сентябре нового президента Анголы Жоау Лууренсу. Уже в ноябре Луанда предложила Москве расширить сотрудничество в рамках программ стратегического развития PRODEM, а также стать стратегическим партнёром программы «Ангола Визау 2025–2050». При этом российскому бизнесу обещан прямой доступ к профильным ангольским министерствам, а совместная разработка углеводородных месторождений должна будет проводиться «с учётом наличия углеводородного сырья в Анголе и опыта у России».

Реализации подобного сценария способствуют дальнейшие успехи ГРП на ангольской территории. В частности, ещё в конце 2016 г. ведущий национальный оператор – государственная компания

Рис. 4. Схема расположения перспективных нефтегазоносных блоков Анголы



Sonangol – объявила об открытии новых крупных месторождений нефти и газа на блоках 20 и 24 в бассейне р. Кванза (почти 2,3 млрд баррелей нефтяного эквивалента). А в первой половине 2018-го предполагается проведение тендера на разработку ещё более многообещающих (до 4 млрд барр. н. э.) блоков в бассейне р. Намиб (см. рис. 4).

Заметим, что одно из дочерних предприятий компании «Газпром нефть» (сербская NIS, 56,15-процентный пакет которой контролирует российский гигант) уже более пяти лет работает на рынке Анголы. Совместно с Sonangol оно разрабатывает

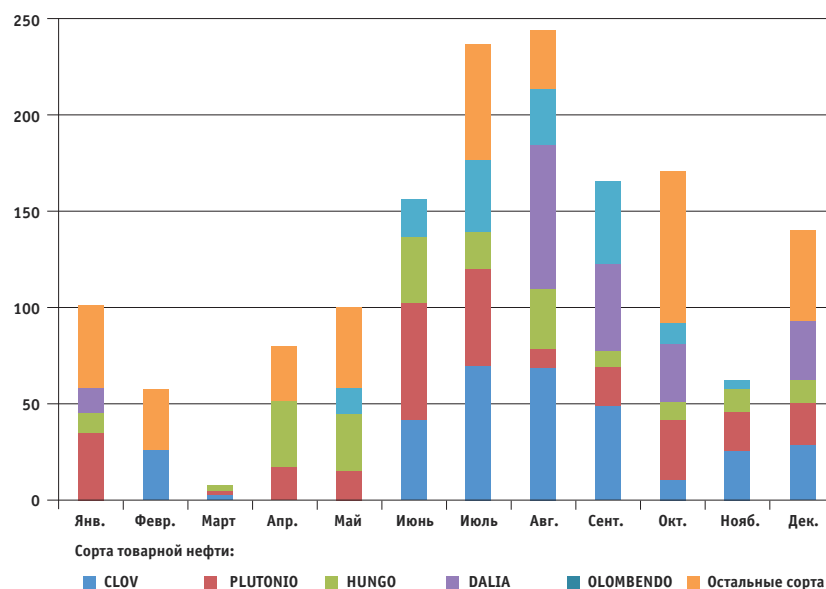
два блока, на которых пробурены шесть скважин, и проводит ГРП ещё на одном. Вторая «дочка» – Gazprom Neft Trading – сертифицирована в качестве оператора по сделкам с ангольским «чёрным золотом», что весьма пригодится при ожидаемом увеличении его производства в недалёком будущем, уже совместными усилиями.

Комментируя поступательное сближение России и Анголы в нефтегазовой сфере, западные источники с некоторой тревогой констатируют явное ослабление позиций США в этой африканской стране. В частности, эксперты Clipper Data отмечают, что даже в условиях существенного снижения добычи в прошедшем году Ангола, тем не менее, продолжила наращивать экспорт в Индию и Китай (+52 тыс. барр./сут и +100 тыс. барр./сут по сравнению с 2016 г. соответственно). Тем временем поставки в США просели (в среднем на 32 тыс. барр./сут), с соответствующей коррекцией объёмов по основным сортам (см. рис. 5).

Что же касается массмедиа (например, CNN), то они, изо всех сил пытаясь игнорировать влияние России, по-прежнему склонны сравнивать конфигурацию стратегического партнёрства Анголы в нефтегазовой сфере с четырьмя ножками стула (Китай, Португалия, Бразилия и США). Впрочем, из них «американская ножка» всё же признаётся самой слабой.

Ещё большую озабоченность США вызывают перспективы освоения российскими

Рис. 5. Динамика ежемесячных поставок нефти из Анголы в США по основным сортам в 2017 г., тыс. барр.



Источники: ClipperData.

ми компаниями углеводородных богатств северо-восточной части Чёрного континента, на самой границе с Ближним Востоком, а именно у берегов Египта.

ЗОHR: И ЗДЕСЬ ЭТИ РУССКИЕ!

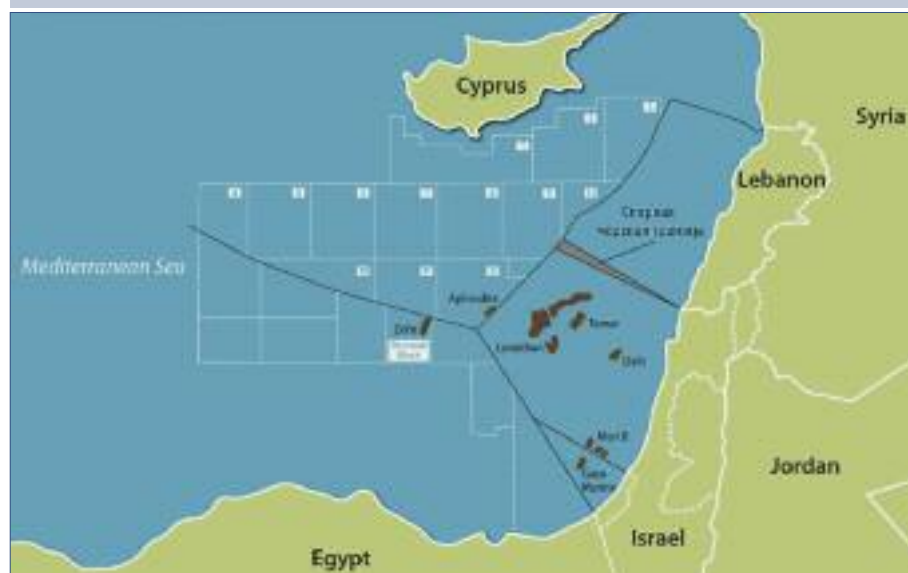
«Супергигантское» (по определению первооткрывателя и оператора – итальянской компании Eni) газовое месторождение Zohr было обнаружено на шельфе Средиземного моря в августе 2015 г. и с тех пор преподносит рынку всё новые сюрпризы.

Расположенное приблизительно в 200 км к северо-востоку от побережья Египта, на глубинах моря 1300–1500 м, оно занимает площадь почти 100 км² (см. рис. 6).

По самым скромным оценкам специалистов Eni, ожидаемые запасы так называемого бедного (сухого) газа достигают 30 трлн ф³ (до 850 млрд м³), а максимальная производительность (после вывода на промышленную мощность) предполагается на уровне 3 млрд ф³ (около 850 млн м³) в сутки. Таким образом, открытые ранее газовые месторождения Левиафан (Leviatan) и Тамар (Tamar) с запасами 20–22 млрд ф³ и до 15 млрд ф³ соответственно автоматически передвинулись на второе и третье места. При этом одно только известие о потенциале Zohr привело к падению котировок их операторов – израильской Israeli Delek Group (на 12%) и её партнёра из США Noble Energy (на 3,2%) – на Нью-Йоркской бирже. Нефтегазовый же индекс на бирже в Тель-Авиве обвалился на 13% – так всезнающий рынок объективно отреагировал на новое открытие.

Впрочем, в течение двух последующих лет конкурентов Zohr всё-таки подпитывали надежды на то, что первое «голубое топливо» из его недр удастся получить не ранее 2019 г. Причём предполагалось, что это будут лишь пробные партии. Большинство же привлечённых Eni профильных экспертов сходились на том, что начало промышленной эксплуатации вряд ли возможно ранее 2021 г. Одной из основных причин при этом называлась высокая затратность проекта на начальной стадии, требующая привлечения солидных инвестиций в условиях недостаточно устойчивой конъюнктуры на газовых рынках (как мировом, так и региональных). Однако суровые зимы 2016/2017-го, а затем и 2017/2018-го стимулировали рост спроса на природный газ как в обеих Америках, так и в Европе. А экстремально жаркое лето способствовало повышению расхода электроэнергии для систем кондиционирования (в том числе в самой Африке и на Ближнем Востоке).

Рис. 6. Схема расположения основных газовых месторождений в восточной части Средиземного моря



Источники: Geopolitical Intelligence Service (GIS).

Табл. 1. Поставки СПГ из США на Ближний Восток в 2017 г.

Страна назначения	Кол-во судов	Объём поставок, млн ф ³	Изменение к 2016 г., млн ф ³	Средняя цена в пункте назначения, долл./млн БТЕ	Изменение к 2016 г., %
Иордания	11	36 321,5	+26 451,4	4,46	-7,85
Кувейт	6	20 213,2	+13 145,4	4,21	0,0
ОАЭ	4	13 408,2	+10 017,2	3,72	-5,8
Египет	2	7 157,9	+3 551,8	4,72	-24,0
Всего	21	77 100,8	+53 165,8	Средняя цена по региону: 4,28	-10,83

Источник: Министерство энергетики США.

Что же касается богатого инвестора, то им стала... компания «Роснефть». В октябре 2017 г. она объявила о приобретении 30-процентной доли в проекте, заплатив за это 1,125 млрд долларов и обязавшись возместить Eni соответствующую часть предыдущих расходов на развитие проекта. Таким образом, российская корпорация стала вторым (после Eni с её 60-процентным пакетом) акционером консорциума по освоению Zohr, опередив BP (10%).

Судя по тону публикаций в западных отраслевых медиа, подобный шаг почему-то оказался полной неожиданностью для потенциальных американских претендентов на участие в этом проекте (включая ExxonMobil). При этом американских коллег особенно уязвляет тот факт, что 30-процентная доля российской компании не может быть использована как повод для введения санкций против её итальянского партнёра – оператора проекта. Напомним, для применения таких санкций доля российской компании в зарубежном проекте должна быть не меньше 33%.

Но и этот сюрприз оказался не последним. Уже 16 декабря 2017 г. Министерство нефти Египта сообщило о начале добычи

газа с месторождения Zohr. Причём её стартовые объёмы (350 млн ф³) составили 40% от максимально ожидаемых. Благодаря подобному успеху Египет официально заявил о своих намерениях к 2019 г. полностью прекратить импорт «голубого топлива», а впоследствии – вернуться на рынок уже в качестве его экспортёра. Помимо энергетической независимости для самого Египта, это может означать сужение экспортной ниши для американского СПГ и в других странах региона. В первую очередь – в Иордании, на долю которой за истекший год пришлось 47% его поставок со столь же динамичным приростом (см. табл. 1).

По мере наращивания добычи на месторождении Zohr египетский газ (на 30% которого может рассчитывать Россия) способен потеснить американский СПГ и в южном подбрюшье Европы. В частности – на рынках Испании, Италии и Турции, которым газовые операторы из США уделяют особое внимание.

Итак, Африка гостеприимно распахивает перед Россией свои нефтегазовые кладовые, причём ко взаимной выгоде обеих сторон. Остаётся только своевременно и грамотно воспользоваться этим шансом. ■

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



31 мая
2018

НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

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

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



12 сентября
2018

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

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

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



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

Азимуты геолога Калицкого

К 145-летию со дня рождения одного из основателей отечественной научной школы геологии нефти

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

В современной литературе по истории российской нефтяной промышленности, к сожалению, редко можно встретить упоминание о докторе геолого-минералогических наук Казимире Калицком (1873–1942). Между тем, многолетняя плодотворная практическая и научная деятельность этого талантливого геолога-нефтяника позволяет включить его в число основателей отечественной научной школы в области поисков и разведки нефтяных и газовых месторождений, заложившей основы нынешнего мощного нефтегазового комплекса России.

В НАЧАЛЕ ПУТИ

Казимир Петрович Калицкий родился 16 (4) марта 1873 г. в Санкт-Петербурге в семье фельдшера. После получения среднего образования в известной столичной гимназии «Петришкуле» в 1894 г. он поступил на первый курс Санкт-Петербургского горного института.

В конце XIX века это старейшее высшее техническое учебное заведение получило заслуженную славу не только в России, но и за её пределами. Профессорско-преподавательский состав института в тот период представлял собой цвет отечественной горной науки. С 1893 г. на посту директора Горного института находился член-корреспондент Императорской академии наук, известный палеонтолог Валериан Меллер (1840–1910), возглавлявший в 1885–1893 гг. Управление горной частью Кавказского края и внёсший весомый вклад в развитие нефтяной промышленности России. Вполне закономерно, что во время его руководства институтом повысилось внимание студен-



Профессор Казимир Петрович Калицкий (1930 годы)

тов к изучению геологии нефтяных месторождений и их разработке.

Все пять лет пребывания в Горном институте студент Калицкий учился с большой охотой. И это неуёмное стремление к знаниям активно поддерживали его наставники, выдающиеся деятели отечественного горного дела. На его профессиональное становление большое влияние оказали курсы лекций по исторической геологии и геогнозии заслуженного профессора Александра Карпинского (1847–1936), впоследствии ставшего президентом Российской академии наук. С неослабевающим интересом он также прослушал курс известного палеонтолога, профессора Иосифа Лагаузена (1846–1911), автора первого отечественного учебника по этой дисциплине – «Краткий курс палеонтологии» (1895). Много дали ему и лекции по минералогии и кристаллографии члена-корреспондента Императорской академии наук, заслуженного профессора Павла Еремеева (1830–1899).

Надо отметить, что в целом выпуск Горного института 1899 г. дал отечественной нефтяной промышленности высококвалифицированных специалистов, среди которых – горный инженер Владимир Винда (1875–1956), активно работавший на Кубани, в Майкопском нефтеносном районе, автор книг «Кубанские нефтяные районы» (1911) и «Нефтеносные и водоносные горизонты Майкопского нефтяного района» (1911); горный инженер Пётр Марковский (1874-й – после 1917-го), служивший помощником окружного инженера IV Кавказского горного округа, включавшего Кубанскую, Терскую и Дагестанскую области; горный инженер Владимир Ауэрбах (1876-й – после 1917-го), удостоенный в 1910 г. звания профессора горного искусства Донского политехнического института.

В мае 1899 г. Казимир Калицкий «по первому разряду» завершил пятилетний курс обучения в Санкт-Петербургском горном институте. Приказом по Горному департаменту 1 июня того же года он был утверждён в звании «горный инженер» с получением гражданского чина «коллежский секретарь» и откомандирован в распоряжение Главного геологического управления.

В ГЕОЛОГИЧЕСКОМ КОМИТЕТЕ РОССИИ

Летом 1899 г. по направлению Главного геологического управления Горного департамента Казимир Калицкий уехал на Донбасс. В то время изучением Донецкого каменноугольного бассейна занималась экспедиция Геологического комитета России во главе с Леонидом Лутугиным (1864–1915). Была поставлена задача осуществить детальное геологическое картографирование этой территории. Нашлась работа и для горного инженера Калицкого. Ему было поручено выполнить геологическую съёмку ряда участков, прилегающих к действующим угольным шахтам, для выбора мест для будущей закладки новых выработок. Вы-



Вид на здание Геологического комитета в Санкт-Петербурге (нач. XX в.)

полнение этой задачи заняло почти два года, весомые результаты труда молодого геолога впечатлили руководителя экспедиции Леонида Лутугина. В результате весной 1901 г. он рекомендовал Казимира Калицкого на должность геолога-сотрудника Геологического комитета.

Геологический комитет России тогда приближался к празднованию своего двадцатилетнего юбилея. Созданный в январе 1882 г., уже к началу XX века он представлял собой главное государственное научное учреждение, осуществлявшее системное и комплексное изучение геологического строения недр страны и её минеральных богатств. Директором Геолкома с 1885 г. являлся известный российский учёный, академик Императорской Санкт-Петербургской академии наук, заслуженный профессор Горного института, тайный советник Александр Карпинский. Должности старших геологов занимали признанные светила российской геологической науки: экстраординарный академик Императорской Санкт-Петербургской академии наук Феофан Чернышёв (1856–1914); член-корреспондент Александр Иностранцев (1843–1919); действительный член Минералогического общества, магистр геологии и палеонтологии Сергей Никитин (1851–1909); действительный член Императорского Русского географического общества, профессор Горного института Иван Мушкетов (1850–1902); доктор минералогии Николай Соколов (1856–1907); горный инженер Александр Михальский (1855–1904), автор капитальной палеонтологической монографии «Аммониты нижне-

го волжского яруса» (1894).

Первым ответственным заданием для геолога-сотрудника Калицкого стало участие в экспедиции по исследованию нефтеносности Дагестанской области. И в первый полевой сезон он сумел удивить своих старших товарищей. В 1902 г. в Санкт-Петербурге Казимир Калицкий опубликовал свою первую работу «Геологические исследования в окрестностях города Петровска Дагестанской области, произведённые в 1901 году». В ней, исходя из изучения строения территории вблизи Петровска, селений Темир-Хан-Шуры и Кумторкала, он пришёл к заключению, что нефтяное скопление связано со сводовой частью большой антиклинальной складки, протягивающейся на 60 км вдоль берега Каспийского моря вплоть до Дербента. Изучение состава и структуры кайнозойских отложений, произведённое им в зоне Кара-Тюбинской моноклинали, позволило впоследствии доказать наличие промышленной нефти на Махачкалинском поднятии. Кроме того, ему удалось произвести геологическую съёмку в северной части Дагестана (ранее не исследованной), а также собрать и обобщить основные материалы по геологии нефтяных месторождений указанного района и привести ценные сведения о стратиграфии, литологии, тектонике и нефтегазоносности площадей, расположенных в пределах «Дагестанского клина».

В середине февраля 1903 г. Казимир Калицкий принял участие в работе Первого Всероссийского съезда деятелей по

практической геологии и разведочному делу, состоявшегося в Санкт-Петербурге. Председателем Организационного комитета являлся академик Александр Карпинский, директором Геологического комитета, а секретарём – известный горный инженер Сигизмунд Войслав (1850–1904). В работе съезда приняли участие признанные авторитеты отечественной геологической науки, специалисты горного дела из всех губерний России.

С особым интересом Казимир Калицкий прослушал доклады академика Феофан Чернышёва («Очерк деятельности Геологического комитета»), старшего геолога Геолкома Николая Соколова («Исследование нефтеносных площадей Кавказа»), горного инженера Евгения Юшкина («Геология в применении к нефтяному делу»). Решения первого геологического съезда стали важной вехой в развитии отечественной геологии и конкретным руководством к последующей научной и практической работе Калицкого.

Следующим его поприщем, по указанию директора Геолкома Александра Карпинского, стала территория Восточного Предкавказья. Перед Калицким была поставлена задача провести геологическое изучение Терской области с определением перспектив для дальнейшего развития нефтяной промышленности. В 1902 г. в Грозненском районе эксплуатировалось свыше 130 нефтяных скважин, которые дали 34,1 млн пудов нефти, что составляло 5% общероссийской нефтедобычи. Извлечение нефти велось только на Старогрозненской площади, расположенной на северо-восточном склоне Грозненского хребта, в местах, где ещё в XVIII веке имелись нефтяные колодцы.

Сначала Казимир Калицкий ознакомился в библиотеке Геолкома с результатами предыдущих экспедиций по изучению геологического строения и полезных ископаемых Терской области. Особое внимание он уделил анализу работы горного инженера Афанасия Коншина «Геологическое описание Грозненской нефтяной площади и нефтяных месторождений Терской области и Каспийского побережья» (1892).

Обобщив все накопленные геологические материалы по Терско-Сунженской нефтегазоносной области, Калицкий отправился в Грозненский нефтяной район. обстоятельное исследование данной территории он осуществил в течение трёх полевых сезонов (1903–1905). Полученные результаты были обнародованы им в работе «Грозненский нефтеносный район»

(1906). В ней наряду с новыми данными об орографии, литологии, стратиграфии, тектонике этой территории был рассмотрен широкий круг вопросов теоретического и практического характера, связанных с прогнозированием нефтеносности данного региона. На основе тщательно разработанного разреза Нефтяного хребта в Старо-Грозненском промысловом районе Казимир Калицкий составил крупномасштабную геологическую карту, а также иллюстрирующие её профили. Это позволило в значительной мере уточнить прежние представления о тектонике данной местности, а в последующие годы более верно ориентировать дальнейшее развитие буровых работ на нефть по отношению к отдельным частям её структуры.

Следующие экспедиционные объекты Калицкого были в Закаспийской и Ферганской областях. Геологическое изучение месторождения Небит-Даг (Нефтяная гора) он начал с 1908 г. и с перерывами продолжил в 1912–1913 гг. Результаты этой многолетней исследовательской деятельности он опубликовал в 1914 г. в работе «Нефтяная гора (Закаспийской области)». В ней была разработана детальная стратиграфическая схема плиоценовых отложений, составлена подробная геологическая карта и дана положительная оценка перспектив нефтеносности Небит-Дага.

Большой объём геологической работы был выполнен им и с геологом Валерианом Вебером (1871–1940) на острове Челекен в Каспийском море. В совместном труде «Челекен» (1911) они подробно описали стратиграфию, тектонику, водонефтеносность островной территории, составили геологическую карту (масштаб 1:21000).

Несколько полевых сезонов, до начала Первой мировой войны, заняло у Калицкого геологическое исследование территории Ферганской долины. Сначала он в 1909 г. начал её планомерную геологическую съёмку в десятивёрстном масштабе. В последующие годы он изучал геологическое строение значительной нефтеносной территории предгорной части Туркестанского хребта, что нашло отражение в двух работах – «Нефтяные месторождения Ферганы» (1914) и «Нефтяные месторождения Шур-Су и Камыш-Баши (Ферганская область)» (1915).

НА СЛУЖБЕ В СОВЕТСКОМ ГЕОЛКОМЕ

После прихода в ноябре 1917 г. к власти в России правительства большевиков в деятельности Геологического комитета наступил новый этап. Новая власть хо-

рошо осознавала особое значение Геолкома в деле систематического изучения геологического строения территорий для дальнейшего развития народного хозяйства. И уже в первые годы предприняла ряд мер по сохранению и развитию его научного и производственного потенциала. В марте 1918 г. Геолком был введён в структуру Высшего Совета Народного Хозяйства (ВСНХ). Его сотрудники в период Гражданской войны получали продпайки и относились к категории наиболее обеспеченных категорий гражданских лиц в Советской России.



Коллектив сотрудников Геологического комитета России. В третьем ряду четвёртый справа К. П. Калицкий (1907)

В первый год своего существования Советская Россия, отрезанная от промыслов Апшеронского полуострова и Грозненского нефтяного района, находилась в тисках «топливного голода». Поэтому требовалось принятие срочных мер по поиску и разведке новых месторождений углеводородного сырья. В то время одним из первых важных заданий для геолога Казимира Калицкого стала экспедиция в Ухтинский нефтяной район.

Ещё в начале 1918 г. Отдел топлива ВСНХ запросил Геологический комитет о возможности промышленной эксплуатации Ухтинских нефтяных месторождений. 19 марта 1918 г. директор Геолкома Карл Богданович (1864–1947) дал отрицательный ответ. Он указал на проблемы, связанные как с удалённостью данного месторождения от населённых пунктов, так и с отсутствием необходимой транспортной инфраструктуры для транспортировки добытой нефти в центр страны. Однако ухудшение положения с обеспечением нефтепродуктами побудило советское правительство вновь вернуться к вопросу об ухтинской

нефти. 30 апреля 1918 г. Совет Народных Комиссаров РСФСР своим решением выделил 2 тыс. 492 рубля на содержание Геологического комитета и на проведение геологических исследований, в том числе и в Ухтинском нефтяном районе.

После двухмесячной подготовки в июле 1918 г. в Печорский край отправилась экспедиция, возглавляемая геологом Калицким. В её состав также вошли: знаток палеозойской фауны, геолог Александр Стоянов, буровой мастер Волкович и несколько подсобных рабочих. Прибыв на Ухту, экспедиция прежде всего ознако-

милась с положением дел на промысле инженера Александра Гансберга (1857-й – после 1919-го). Были детально осмотрены эксплуатационные скважины Гансберга, изучена вся буровая документация. Далее экспедиция обследовала бездействующие скважины на территориях бывших промыслов предпринимателя Воронова и Товарищества «Нефть». Проанализировав состояние дел с добычей нефти на Ухте и геологической изучен-



Буровая на Ухтинском нефтяном промысле (нач. XX в.)

ностью территории, Казимир Калицкий пришел к выводу: «...невыгодность эксплуатации Ухтинского месторождения при теперешних условиях становится очевидной даже без подробных отчётов о себестоимости нефти».

В начале декабря 1918 г. на заседании Присутствия Геологического комитета заслушали сообщение Калицкого об Ухтинском нефтяном районе. Изложив свою позицию, он подчеркнул, что только за счёт выделения достаточных финансовых средств на глубокое геологическое изучение территории можно будет создать предпосылки для организации промышленной добычи нефти на Ухте. На основании его отчёта было принято решение Геолкома, согласно которому 12 декабря 1918 г. коллегия Главного нефтяного комитета постановила перенести финансирование изучения Ухтинского района из графы «условных расходов» в разряд «расходов твёрдонамеренных».

В феврале 1919 г. Главный нефтяной комитет одобрил проект проведения разведочных работ на нефть на Ухте, а через два месяца утвердил состав новой экспедиции в количестве около 20 человек во главе с геологом Александром Косыгиным (1883–1940). Его заместителем был назначен геолог Александр Стоянов, уже принимавший участие в экспедиции 1918 г. Однако из-за начала боевых действий в Печорском крае свою задачу экспедиция полностью выполнить не смогла.

Во главе Нефтяной секции Геолкома

27 ноября 1920 г. Казимир Калицкий был избран заведующим Нефтяной секцией Геологического комитета. На этом посту он сменил многолетнего исследователя территории Апшеронского полуострова, горного инженера Дмитрия Голубятникова (1866–1933), внёсшего большой вклад в развитие нефтепромышленной геологии. В составе Нефтяной секции в то время находились авторитетные специалисты, геологи-нефтяники: Андрей Архангельский, Иван Губкин, Николай Тихонович, Михаил Абрамович, Степан Миронов. Ими в период 1920–1930-х были заложены основы отечественной школы нефтяной геологии, включая методику поисков залежей нефти. В их работах сформулированы представления о породах-коллекторах, о роли структуры осадочных пород в формировании и разрушении залежей, а также о происхождении нефти и связи с ней твёрдых битумов.

В начале своей деятельности во главе Нефтяной секции Геолкома Казимир Калицкий личным участием обеспечивал выполнение правительственного задания по поиску и разведке углеводородных ресурсов в Поволжье. Известно, что этот вопрос находился на контроле у главы Совнаркома РСФСР В. И. Ленина. Летом 1919 г. он направил заведующему научно-техническим отделом ВСНХ Н. П.



Обложка книги К. П. Калицкого «Геология нефти» (1921)

Горбунову записку: «Выяснить, что сделано по организации добычи горючего из сланцев Сызранского уезда и казанской нефти?»

Силами нескольких экспедиций Геолкома было начато геологическое исследование нефтеносности ряда территорий Поволжского региона. Одну из них возглавил сам Казимир Калицкий. В ходе двух полевых сезонов он детально обследовал ряд нефтяных месторождений. В районе села Сюкеево было пробурено 13 разведочных скважин. Результаты своей деятельности он опубликовал в 1920 г. в следующих работах: «Нефтяные месторождения Казанской, Уфимской и Самарской губерний» («Известия Геологического комитета») и «Сюкеевское месторождение нефти» («Нефтяное и Сланцевое хозяйство»). Однако весной 1920 г. разведочные работы в Поволжье были прекращены, так как в конце апреля того года Апшеронский полуостров был взят воинскими соединениями 11-й армии Кавказского фронта Красной Армии. После этого возобновились поставки нефти и нефтепродуктов из Баку в Со-

ветскую Россию, а острая надобность в поиске новых месторождений углеводородов отпала.

Своей многолетней практической деятельностью Казимир Калицкий завоевал большой авторитет в геологическом сообществе. С начала учебного 1920 г. по приглашению директора Горного института, профессора Дмитрия Мушкетова (1882–1938), он стал читать специализированный курс по поиску и разведке нефтяных месторождений. И уже в следующем 1921 г. в Петрограде на этой основе была опубликована его монография «Геология нефти», ставшая первым отечественным учебником по данной дисциплине.

С 1 по 13 июня 1922 г. Казимир Калицкий принимал участие в работе Первого Всероссийского съезда геологов, состоявшегося в Петрограде. На нём главным событием стал программный доклад директора Геологического комитета Анатолия Рябинина (1874–1942) – «Организация геологической службы в России и координация деятельности различных государственных геологических учреждений». В резолюции съезда была чётко выражена позиция научного сообщества о необходимости дальнейшего укрепления геологической службы страны как основы для эффективного решения важных практических народнохозяйственных задач. Были определены и первоочередные практические задачи Геолкома в целях повышения эффективности геологических исследований и геологоразведочных работ, в том числе по углеводородным ресурсам.

Выполняя решение съезда, Нефтяная секция Геолкома вначале сосредоточила своё внимание на традиционных районах отечественной нефтедобычи – на разведке известных месторождений и разведке смежных с ними территорий. И положительные результаты не заставили себя долго ждать. Так, в середине 1920-х группой геологов, возглавляемой Дмитрием Голубятниковым, на Апшеронском полуострове, на Балаханно-Сабунчинском, Романинском и Сураханском месторождениях в отложениях толщи верхнего плиоцена были открыты новые, более глубоко залегающие продуктивные горизонты.

Грозненский нефтяной район также оказался в центре внимания специалистов Нефтяной секции Геолкома. С 1924 г. начались исследования в районе Чёрных гор, между реками Сулак и Аксай, охватывающем Бенойскую и Датахскую пло-

щади. Одной из главных задач являлось углублённое изучение разреза продуктивных миоценовых отложений и их стратиграфическое расчленение. Геолог Борис Алфёров (1895-й – после 1965-го) в своей итоговой работе «Геологические исследования в центральной части Бенаевского месторождения нефти» (1931) дал более детальное описание центральной и западной частей Бенойской складки. В то же время Казимир Калицкий в течение трёх полевых сезонов (1924–1926 гг.) руководил экспедицией в западной части Чеченской автономной области, в районе Сунженского хребта. Результаты своей плодотворной деятельности он изложил в работе «Самашкинский нефтеносный район по исследованиям, произведённым в 1924-м, 1925-м и 1926 г.», опубликованной в Ленинграде в 1931 г.

Наряду с руководством Нефтяной секцией Геолкома и участием в экспедициях Казимир Калицкий уделял большое внимание ознакомлению российских геологов с передовым опытом мировой геологической науки. И в этом деле ему пригодилось хорошее знание иностранных языков. В 1920 г. он перевёл и подготовил к печати работу профессора Г. Потонье «Сапропелиты: Пояснение к терминологии и классификации, принятым германскими геологическими учреждениями». Через три года он перевёл с английского языка монографию известного американского геолога А. В. Амброза «Подземные условия нефтяных месторождений». В 1924 г. в его переводе с английского в Ленинграде была опубликована книга Дж. Роджерса «Химические соотношения вод нефтяных месторождений».

Заведующим Нефтяной секцией Геологического комитета Казимир Калицкий проработал почти восемь лет, и его плодотворную деятельность высоко оценивало руководство учреждения. Однако в конце 1920-х обострение политической борьбы в партийно-политическом руководстве страны непосредственным образом отразилось и на судьбе Геолкома. 21 июля 1929 г. в суд было передано сфабрикованное сотрудниками ОГПУ «Обвинительное заключение по делу о контрреволюционной и шпионской организации в Геологическом комитете ВСНХ СССР». Через некоторое время оно стало главной причиной для ликвидации Геолкома. По счастливой случайности Казимир Калицкий не попал в список осуждённых по этому делу, с него, как свидетеля, взяли лишь подписку о неразглашении.

СОЗДАВАЯ ТЕОРЕТИЧЕСКУЮ БАЗУ

Накопленный большой опыт практической экспедиционной работы закономерно привёл Казимира Калицкого в начале второго десятилетия XX века к разработке методических и теоретических проблем нефтяной геологии.

В 1910 г. в сборнике «Труды Геологического комитета» была опубликована его статья «Об условиях залегания нефти на о. Челекене». В ней он провёл обстоятельный анализ основного нефтеносного комплекса – красноцветной толщи, скрытой на глубине под выходящими на поверхность слоями верхнего плиоцена и постплиоцена, содержащей промышленные запасы нефти. Им также было дано описание нескольких месторождений озокерита (горного воска) в области нефтеносных отложений Акчагыльского, Апшеронского и Бакинского ярусов.

В следующем году в Петербурге увидел свет его работа «О миграции нефти». Будучи сторонником осадочно-миграционной теории онтогенеза углеводородов, Калицкий выступил с обоснованной критикой представлений о так называемых материнских породах – глинах и карбонатах – и о возможности первичной миграции нефти из этих пород в песчаные. Прежде всего, он полагал, что нефть обязана своим происхождением определённому массовому растительному сообществу – морской водоросли «зостера», обитавшей на песчаном грунте. Поэтому гипотезе Калицкого не были нужны допущения о первичной миграции. Согласно его представлениям, многолетние морские травы произрастают непосредственно на коллекторе и в нём происходит их разложение без доступа кислорода под действием анаэробных бактерий с последующим накоплением на дне.

В 1916 г. в Петрограде была опубликована новая работа Казимира Калицкого «В какую фазу геологического цикла происходит образование нефтяных залежей?» Она вызвала бурную дискуссию в российском геологическом сообществе. На основе анализа структурных карт по нефтяным и газовым месторождениям Северного Кавказа и Закаспийского региона Калицкий попытался опровергнуть широко распространённые в то время взгляды на формирование залежей нефти и газа. В частности, он критиковал антиклинальную теорию канадского геолога Стерри Ханта, поддерживавшуюся немецким профес-

сором Гансом Гефером и многими другими. По его мнению, тектоника не имела решающего значения для формирования залежей. *«Несостоятельность орогенических гипотез принуждает нас к выводу, что нефтяные залежи образуются не в орогеническую фазу геологического цикла, а возникают только во время литогенеза. В орогеническую же фазу нарушается цельность месторождения, что сопровождается частичной потерей нефти и газа, достигающей иногда весьма значительных размеров (например, на Челекене, Нефте-Даге), и этот процесс заканчивается постепенным разрушением месторождения уже в глиптогеническую фазу цикла»*, – писал К. Калицкий.

С начала 1930 годов он публикует целый ряд обобщающих работ, поддерживающих основные положения органической теории происхождения нефти. В 1934 г. в Ленинграде вышла в свет его монография «Нефтепроизводящие свиты», где он обосновал понятие зональности нефтеобразования по разрезу осадочной толщи. Через три года опубликована его работа «Происхождение нефти из остатков растительных сообществ моря». В 1939 г. издана монография профессора Калицкого «Фациальные особенности шнурковых залежей нефти». В первой части книги он рассмотрел методы поиска нефтяных залежей, вторая была посвящена теоретическому обоснованию наличия скрытых залежей нефти, третья – непосредственно их обнаружению. Здесь профессор Калицкий продолжал утверждать, что определяющим фактором для формирования залежей нефти является палеогеографическая обстановка, наличие фаций, благоприятных для произрастания морской травы – как исходного материала для образования углеводородов. Несмотря на упорное отрицание антиклинальной теории, в то время этот труд имел важное теоретическое и практическое значение для отечественной нефтяной геологии.

Так сложилось, что венец теоретических и практических исследований Казимира Калицкого – монография «Научные основы поисков нефти» – увидела свет только через три года после кончины автора. Но с 1944 г. эта работа стала подлинной настольной книгой геологов-нефтяников, развернувших активную поисковую и разведочную деятельность в перспективной Волго-Уральской нефтеносной провинции.



Коллектив сотрудников Нефтяного геологоразведочного института.
Во втором ряду шестой справа К. П. Калицкий (1934)

В НЕФТЯНОМ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОМ ИНСТИТУТЕ

Девятого августа 1929 г. коллегия ОГПУ вынесла своё решение по сфабрикованному чекистами делу «о контрреволюционной и шпионской организации в Геологическом комитете ВСНХ СССР». После этого началась ликвидация данного учреждения. В то же время, отчётливо осознавая важность развития нефтяной отрасли, Президиум ВСНХ своим решением от 21 октября 1929 г. организовал на базе Нефтяной секции Геолкома Нефтяной геологоразведочный институт (НИГРИ). Это свидетельствовало о том, что нефтяная геология стала формироваться в стране в виде особого научного направления, что было обусловлено необходимостью повышения эффективности нефтеразведки в новых районах.

Первым директором НИГРИ был назначен известный геолог-нефтяник Степан Миронов (1933–1959). А Казимир Калицкий продолжил здесь свою деятельность в должности ведущего геолога, передавая большой экспедиционный опыт молодым специалистам.

С созданием в январе 1930 г. Государственного всесоюзного объединения нефтяной и газовой промышленности «Союзнефть» институт передаётся в его структуру и становится центром отечественной нефтяной геологической науки и кузницей научных кадров. С того времени сотрудники НИГРИ расширяют мас-



Обложка книги К. П. Калицкого
«Научные основы поисков нефти» (1944)

штаб геолого-съёмочных работ в районах Второго Баку. В теоретическом плане активно шло формирование и развитие научных направлений, ставших фундаментом отечественной нефтяной геологии.

Занимаясь исследовательской работой в НИГРИ и продолжая преподавание в Горном институте, Казимир Калицкий опубликовал в 1933 г. в Государственном научно-техническом нефтяном издательстве монографию «Подземное картирование», имевшую большое значение для подготовки будущих геологов-нефтяников.

Вскоре его многолетняя и плодотворная работа в области нефтегазовой седиментологии и нефтяной разведки получила заслуженное признание в научном сообществе. 23 мая 1934 г. ему присвоили учёную степень доктора геолого-минералогических наук по совокупности работ, без защиты диссертации. А во время празднования пятилетнего юбилея НИГРИ Калицкому присвоили звания почётного геолога и ударника труда.

В июле 1937 г. Казимир Калицкий был в числе делегатов XVII Сессии Международного геологического конгресса, прошедшей в Москве. С большим вниманием он выслушал доклад академика Ивана Губкина «К вопросу о генезисе нефтяных месторождений Северного Кавказа», изучению которого были отданы многие годы его жизни.

16–29 апреля 1940 г. Калицкий принял участие во Всесоюзном совещании по технике и методике геологоразведочных работ, где выступил с докладом «Методика поисков нефти», получившим высокую оценку в геологическом сообществе. 22 февраля следующего года Высшая аттестационная комиссия постановила: «Утвердить Калицкого К. П. в учёном звании профессора по специальности «Геология нефти».

27 июня 1941 г., уже в самом начале Великой Отечественной войны, по решению партийных органов была создана Ленинградская городская эвакуационная комиссия. До середины августа 1941 г. планировалось вывезти более 1 млн человек и наиболее важные научные учреждения, в том числе и НИГРИ. Профессор Казимир Калицкий отказался ехать в эвакуацию, и вместе с рядом своих коллег решил продолжить свою работу, несмотря на участвовавшие налёты вражеской авиации. Однако ему оставалось всего несколько месяцев жизни. Он скончался в блокадном Ленинграде 28 декабря 1941 г. и был похоронен на Волковом кладбище.

Отдавая должное весомому вкладу Казимира Калицкого в отечественную науку, в июне 1945 г. академик Степан Миронов подчеркнул: «Нет сомнения в том, что многие идеи, за которые боролся Калицкий всю свою жизнь, прочно войдут в нефтяную геологию».

В современной России память о геологе Казимире Калицком сохранилась в названии уникального геологического объекта. Его именем назван Пик Калицкого высотой 3 тыс. 581 м, расположенный в середине ледового озера Джикаульгенкёз, к северу от Эльбруса. ■



22-25 мая 2018

УФА > ВДНХ ЭКСПО

Порядка 400 участников
из 16 стран мира ежегодно

Свыше 12 000 посетителей
из 45 регионов России

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

XXVI международная выставка



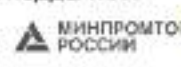
ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ



Организаторы



Традиционная поддержка



РЕКЛАМА

Адрес: Уфа, ул. Менделеева, 158

Тел: +7 (347) 246 41 77, 246 41 93

E-mail: gasoil@bvkexpo.ru

@gazneftufa

#газнефтьуфа

#газнефтьтехнологии

#гнт

БВК

ЗАБРОНИРОВАТЬ СТЕНД

www.gntexpo.ru



ITE Oil&Gas

2018

НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ВЫСТАВКИ И
КОНФЕРЕНЦИИ ITE



Global Oil&Gas



Connecting
your business
to the world

АЗЕРБАЙДЖАН

CASPIAN OIL & GAS

25-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»

29 мая–1 июня 2018 | Баку



УЗБЕКИСТАН

OGU

22-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

16–18 мая 2018 | Ташкент



ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

AFRICA INDEPENDENTS FORUM

май 2018 | Лондон

КАЗАХСТАН

KIOGE

25-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

26–28 сентября 2018 | Алматы



ЮЖНО-АФРИКАНСКАЯ
РЕСПУБЛИКА

AFRICA OIL WEEK

25-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
«АФРИКАНСКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ»

5–9 октября 2018 | Кейптаун



РОССИЯ

MIOGE

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE 2018

18–21 июня 2018 | Москва
Крокус Экспо



RPGC

14-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки / MIOGE 2018

18–19 июня 2018 | Москва
Крокус Экспо

ОРГАНИЗАТОР

Международная Группа компаний ITE – лидер в организации выставок
в России и одна из ведущих выставочных компаний мира.

За 25-летнюю успешную историю развития создана международная сеть
офисов ITE: более 30 офисов в 17 странах мира, в том числе 5 офисов в России.

Портфель нефтегазовых мероприятий ITE включает выставки и конференции
в различных регионах мира, по праву являющиеся ключевыми событиями отрасли
в своих странах.

ITE неоднократно являлась Организатором или Партнером нефтегазовых
и энергетических мероприятий мирового масштаба, в т.ч.:

- Мировой нефтяной конгресс / WPC (2005 г., ЮАР; 2008 г., Испания; 2014 г., Россия)
- Международная конференция и выставка по сжиженному природному газу / LNG-16 (2010 г., Алжир)
- Мировой энергетический конгресс / WEC (2013 г., Южная Корея; 2016 г., Турция).



ITE МОСКВА

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

ITE GROUP PLC

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

РЕКЛАМА