

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-18 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

РЕКЛАМА

Нефть россии

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

Январь–
февраль
2018

<https://neftrossii.ru>

Год под знаком Трампа

Горизонты и тупики импортозамещения

СУГ на перепутье

Ветер в паруса энергетики

Затишье над Каспием

НЕФТЬ РОССИИ № 1-2 2018

Эффект «ОПЕК+»: реальность или миф?



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ



ЭКСПОЦЕНТР



Нефтегазовый хайп

В современных «энергетических войнах» всю большую роль играют «психологические атаки»

Валерий АНДРИАНОВ

Самым модным словом в последнее время стало слово «хайп». Оно уверенно перекочевало из молодёжного сленга в рекламные ролики и на страницы серьёзных изданий. С английского hype переводится как «навязчивая реклама, шумиха, ажиотаж». Кажется, русский язык достаточно богат для того, чтобы подобрать более-менее точный аналог такому незатейливому иностранному слову. Но именно благодаря этому простому заимствованию удаётся передать те оттенки смыслов, которые в противном случае пришлось бы объяснять длинными фразами.

Хайп – это достижение максимального «информационного эффекта» от относительно простых и незамысловатых действий, например размещения провокационного ролика в Интернете. То есть это короткий путь и к славе (пусть, недолговечной), и к победе в информационных войнах. Поэтому сегодня идею хайпа взяли на вооружение не только идолы молодёжной культуры, но и солидные деловые и политические круги. Своё применение она находит и в нефтегазовом бизнесе.

Ныне, когда конкуренция на мировом энергетическом рынке обостряется, большое значение приобретают не только размеры углеводородных запасов той или иной страны или развитость транспортной инфраструктуры. Всё большую роль играет умение создать хайп вокруг своих энергетических проектов, убедить широкую общественность в их важности и незаменимости.

Типичный пример – громогласно провозглашённая Вашингтоном стратегия достижения «американского энергетического лидерства». Её основа – масштабный экспорт СПГ, произведённого из газа сланцевых месторождений, на рынки азиатских и европейских стран. Экономическая эффективность таких поставок по-прежнему вызывает серьёзные сомнения, но хайп уже налицо. Безотносительно того, удастся ли реализовать намеченные планы, приходится признать, что информационную войну в этой сфере Америка выигрывает. А ставка здесь очень велика – Россия рискует потерять изрядную долю газового рынка Европы. *«Упрочив свои позиции на национальном Олимпе, Трамп возьмётся за главное. Намечено, судя по всему, вытеснение России из Европы – политическое и экономическое. Причём одним из инструментов этого станет наращивание углеводородного экспорта из США в Старый Свет»*, – отмечает наш автор Павел Богомолов (см. статью «Год под знаком Трампа»).

Причём опыт свидетельствует, что хайп далеко не всегда оборачивается «информационным пузырьком». Если бы это было так, беспокоиться было бы не о чем. Но в современном мире реальные экономические механизмы нередко отодвигаются на второй план, а на первый план выходит именно пиар (ещё одно заимствование из английского), с помощью которого удаётся добиться, казалось, недостижимых результатов.

Яркая иллюстрация того – это развитие альтернативной энергетики. Изначально эта эпопея представлялась абсолютно про-

вальной с экономической точки зрения – ветровые и солнечные электростанции, а также электромобили никак не могли конкурировать с энергетикой, основанной на нефти и газе. Но сегодня ВИЭ зачастую обгоняют по объёму ввода новых мощностей и по инвестициям традиционные отрасли ТЭК. В 2017 г. в солнечную энергетику было инвестировано 160,8 млрд долларов, в ветровую – 107,2 млрд, в иные новые технологии, включая электротранспорт, – 48,8 млрд долларов (подробнее см. статью Марии Кутузовой «Ветер в паруса энергетики»). Как удалось этого добиться? Конечно, свою роль тут сыграли государственные дотации на развитие ВИЭ. Но главная заслуга принадлежит тому же хайпу, который удалось организовать сторонникам «зелёной энергетики». И в итоге, вопреки всем экономическим расчётам, «альтернатива» начала выигрывать у нефти и газа.

Впрочем, и России удалось получить свой хайп. Речь идёт о сделке «ОПЕК+», в рамках которой страны-члены картеля и независимые нефтепроизводители (включая нашу страну) договорились о сокращении добычи. Ряд экспертов склоняются к тому, что этот пакт оказался удачным именно благодаря психологическим факторам, а не каким-то реальным подвижкам на нефтяном рынке. *«Соглашение работает слишком хорошо, чтобы быть правдой... В медицине врача выручает подчас эффект плацебо: вещество без явных лечебных свойств используется в качестве лекарственного средства, а его эффект связан с верой самого пациента в действенность препарата. Падение нефтяных цен сподвигло экспортёров на эту старую уловку: координация действий, пусть даже во многом фиктивная, успокаивает, заговаривает рынок, для которого видимость мира и устойчивости лучше пугающей неопределённости перспектив, волатильности цен и нервозности игроков на бирже»*, – отмечает старший научный сотрудник ИМЭМО РАН Михаил Субботин (см. статью ««ОПЕК+» и новая мифология»).

К категории хайпа можно отнести и активизацию деятельности российских компаний на зарубежных рынках. В условиях западных санкций, под которые попал отечественный НГК, проекты в различных регионах мира служат неплохим аргументом. Мол, смотрите: санкции не только не «разорвали в клочья» российскую экономику и её ТЭК, но даже не мешают отечественным ВИНК осуществлять зарубежную экспансию. *«За последние три года западные операторы вынуждены были уйти из российских проектов или в лучшем случае заморозить своё участие в них. Зато районы активности российских добывающих компаний за это же время успели не просто глубоко вклиниться в “зону жизненных интересов” США, но и вплотную приблизиться уже к их национальной территории»*, – пишет наш автор Константин Сергеев (см. статью «Нефть для России – не только в России»).

Таким образом, сегодня в выигрыше оказывается тот, кто не только предлагает рынку энергоресурсы по более выгодной цене и с оптимальной логистикой, но и обеспечивает себе «психологическое преимущество». Поэтому вне зависимости от того, останется ли в моде слово «хайп», пользоваться описываемым им эффектом нам придётся ещё долго. ■

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

**РЕСУРСЫ
ШЕЛЬФА**

16+

Журнал «Ресурсы шельфа»

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-53542,
выдано 04.04.2013 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 РАН, заместитель председателя
Центрального совета Всероссийского общества
охраны природы

Александр МАТВЕЙЧУК
К. и. н., академик РАН

Анатолий ДИОРДИЕНКО
Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН
Секретарь Редакционного совета

Издатель

Андрей СОЛДАТОВ
asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор
Валерий АНДРИАНОВ
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора
Дмитрий ГУРТОВОЙ
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 22.02.2018

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 – © ОАО «Газпром нефть»



NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Нефтегазовый хайп

В современных «энергетических войнах» всю большую
роль играют «психологические атаки»

1



ИЗ ПЕРВЫХ УСТ

Голова придумала – руки сделали

Для обеспечения полномасштабного импортозамещения
необходимо начинать с развития российских НИОКР.
Интервью с начальником Департамента технологиче-
ских партнёрств и импортозамещения ПАО «Газпром
нефть» Сергеем АРХИПОВЫМ

4

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

П. БОГОМОЛОВ,

кандидат политических наук

Год под знаком Трампа

Решив внутриполитические проблемы, глава Белого до-
ма может наконец-то заняться обещанной международ-
ной энергетической экспансией

13

М. СУББОТИН,

старший научный сотрудник ИМЭМО РАН

«ОПЕК+» и новая мифология

Нефтяной картель начинает играть заметную роль
на рынке только тогда, когда для того складываются эконо-
мические условия

18

К. СЕРГЕЕВ

Прощай, нефтедоллар?

Американская валюта начинает терять статус основного
средства расчёта за поставки энергоносителей

23

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КПМГ

Антон УСОВ,

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

Николай ЛЕГКОДИМОВ,

партнёр, руководитель практики консультирования
по перспективным технологиям для нефтегазового
сектора

КПМГ в России и СНГ

Блокчейн: не только банки

Новая технология находит применение как в финансо-
вой сфере, так и в нефтегазовом комплексе

28



«Газпром нефть»



«Газпром нефть»



СИБУР

РЕСУРСЫ

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

Попутный газ: проблема или ценное сырьё?

Россия сохраняет пальму первенства по объёмам сжига-
ния этого перспективного ресурса

31**М. КУТУЗОВА**

Ветер в паруса энергетики

Строительство шельфовых ветровых парков и других
объектов ВИЭ существенно меняет ландшафт глобально-
го ТЭК

39**В. ПРУСАКОВ**

СУГ на перепутье

Увеличивающиеся объёмы производства сжиженных уг-
леводородных газов будут востребованы как внутри
страны, так и на зарубежных рынках

45**ПЕРЕРАБОТКА**

Бюрократия – враг нефтепереработки

Как преодолеть технологические, финансовые и адми-
нистративные барьеры на пути развития отрасли? Ин-
тервью с российским специалистом в области нефтепе-
реработки Владимиром КАПУСТИНЫМ

50**ШЕЛЬФ****Ю. БАНЬКО**

Упущенный шанс

Почему тормозится проект по переоборудованию лихте-
ровоза «Севморпуть» в буровое судно?

56**МИРОВОЙ РЫНОК****К. СЕРГЕЕВ**

Нефть для России – не только в России

Вопреки санкциям отечественные компании расширяют
свою деятельность за рубежом

60**БЛИЖНЕЕ ЗАРУБЕЖЬЕ****В. МИШИН**

Затишье над Каспием

В 2018 год страны Прикаспия вошли в «режиме ожидания»
важных политических и экономических событий

67**EX LIBRIS****А. МАТВЕЙЧУК**,

кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

На скрижалях российской горной истории

Вышла книга, посвящённая деятельности директоров
Горного института – первого российского высшего тех-
нического учебного заведения

71**БЫЛОЕ****А. МАТВЕЙЧУК**,

кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

На изломе двух революций

Российская нефтяная промышленность в период Фев-
ральской и Октябрьской революций 1917 года

72



Голова придумала – руки сделали

Для обеспечения полномасштабного импортозамещения необходимо начинать с развития российских НИОКР

В связи с введением западных санкций российская нефтяная отрасль взяла курс на импортозамещение. Этому способствовало и падение курса рубля, приведшее к росту стоимости зарубежного оборудования и технологий. Но по каким направлениям должно развиваться импортозамещение? Необходимо ли стремиться полностью заменить иностранное оборудование на российское во всех секторах отрасли – от нефтедобычи до переработки? Или надо дать шанс иностранным компаниям, готовым осуществить локализацию в России своих высокотехнологичных производств? Наконец, как компании-заказчику и отечественному поставщику найти и услышать друг друга? На эти и другие вопросы в интервью «Нефти России» отвечает начальник Департамента технологических партнёрств и импортозамещения ПАО «Газпром нефть» Сергей АРХИПОВ.

– Сергей Олегович, как Вы можете оценить общий уровень развития импортозамещения в ТЭК?

– Давайте определимся с терминологией. Импортозамещение – это процесс как создания российских технологий и производств, так и локализации производств иностранных компаний в России. Главное – развить российскую инженерную и промышленную базу, способную выпускать самые передовые продукты под задачи отрасли.

В разных источниках можно найти разную статистику, поскольку у каждо-

НАША СПРАВКА



Фото – Максим Толстой

Сергей Олегович АРХИПОВ – начальник Департамента технологических партнёрств и импортозамещения ПАО «Газпром нефть». В прошлом – член правления и заместитель генерального директора по инновациям ОАО «ОМЗ», основатель некоммерческого акселератора для стартапов и технологий ресурсосбережения и энергоэффективности CleanTech Russia,

Выпускник Юридического института МВД России, Гарвардского университета и Массачусетского технологического института. Президент российского Клуба выпускников Гарвардского университета. Официальный представитель в России Ассоциации выпускников Массачусетского технологического института.

Сергей Архипов преподаёт технологическое предпринимательство, организационный дизайн и стратегию в МФТИ.

го своё видение ситуации с импортозамещением, свой базис для расчёта. Практически все нефтегазовые компании говорят о 90–95-процентном уровне российского контента в перечне своих закупок. И это вполне достоверная информация, особенно если принять во внимание, что в добыче – порядка 80% затрат на приобретение труб, а российские трубы очень конкурентоспособны.

Говорить языком процентов не всегда правильно. «Мал золотник, да дорог» – такая русская пословица лучше характеризует проблематику импортозамещения в нефтяной отрасли, где есть небольшая в относительных цифрах, но существенная зависимость от новейшего поколения высокотехнологичных решений. Поэтому повестка импортозамещения и возникла – ведь в современном мире, и не только в нефтянке, небольшая доля высокотехнологичных продуктов оказывает несравненно большее влияние на перспективы развития отрасли, чем все остальные. Шельф и сланцевые месторождения могут наиболее эффективно разрабатываться только с применением самых современных технологий,

поэтому они и находятся под прицелом санкций – именно в этих направлениях зависимость отрасли от импорта наиболее высока.

Такая ситуация не исключительно российская. Задачи импортозамещения, а по сути – увеличения доли национального контента стояли и стоят во всех нефтедобывающих странах, начиная с Норвегии и заканчивая Саудовской Аравией. Той же Норвегии, например, удалось превратиться из «страны рыбацких деревушек» в признанного мирового технологического лидера добычи на шельфе. Другие же страны только в начале пути.

Задача импортозамещения – не столько политическая, сколько экономическая и прагматическая. Это вопрос развития высоких технологий, обеспечения снабженческой безопасности, когда необходимые для нормальной бесперебойной работы технологии доступны независимо от обстоятельств, да и просто вопрос национальной гордости за сложнейшие технологические решения, которые страна может реализовывать. В нашем случае санкции подтолкнули от-

расль к более активному развитию национальных производителей и поставщиков высокотехнологичных продуктов.

Согласно данным Минпромторга, за период 2014–2016 гг. доля импортной машиностроительной продукции в ТЭК упала с 56% до 52%. В нефтяной отрасли планируется достичь практически полного импортозамещения к 2020 г. Можно говорить, что этот процесс идёт достаточно успешно. В любом случае, каким бы целевым процент ни был, есть критические направления, в которых необходимо быть первыми в мире по технологиям. Следующий этап – максимальный экспорт российских технологий в другие нефтедобывающие страны, а значит, и подтверждённое технологическое лидерство.

– Чем, по Вашему мнению, для российского рынка удобны западные партнёры? И чем они принципиально отличаются от российских?

– С точки зрения качества «железа» и программного продукта разницы практически нет. Но если говорить о фундаментальных различиях, то тут дело в наличии того, что у нас принято считать маркетингом и что таковым не является. Речь идёт о сервисе, который зарубежные партнёры готовы предложить и который является способом контроля над каналом продаж, а точнее – над рынком. Ведь вы покупаете у них не продукт, а решение своей проблемы через их сервисную функцию. Это, может быть, замена запчастей, которая продаётся не как замена запчастей, а как сервисная операция обслуживания (меняют только то, что износилось, а не то, что по плану замены положено). Или же это покупка сервисных услуг по сейсмике, гидро-разрыву пласта.

Иными словами, это уход от классического дробления потребителем задачи на субкомпоненты (работы, оборудование, расходные материалы и т. д.), объединение компонентов на уровень задачи и полноценное делегирование части своих устоявшихся функций сервисной компании. Она все эти компоненты собирает в одну услугу и продаёт потребителю как сервис. В какой-то мере это похоже на то, что происходило в эпоху перехода от натурального хозяйства к специализированному.

В связи с этим интересны два ключевых следствия перехода на сервисную модель. Первое – добровольный отказ (постепенная утрата) пользователем от

части его ранее ключевых компетенций. Передача на аутсорсинг части своих функций является элементом перехода на сервисную модель.

Второе – концентрация ваших бывших компетенций в новых центрах, у поставщиков сервиса (сервисных провайдеров). Если вы не сервисный провайдер, то и новейшие технологические решения тоже не ваши. То есть, отдавая – перестаёшь учиться.

Проблема перехода компетенций и навыка обучения от пользователя к сервисной компании – это, наверное, проблема государственного уровня. Хотя пользователь сам отказывается от тех или иных функций, передавая их в сферу компетенций сервисного провайдера, задача национальной экономики – всё-таки сохранить их в своём контуре. В противном случае возникает сервисная зависимость от внешнего агента. Мы это видим на житейском примере компаний Uber или «Яндекс.Такси». Водитель с автомобилем несёт главные издержки и риски, а основную маржу получает не он, а тот сервисный элемент, который обеспечивает водителя пассажирами.

При этом мы все понимаем, что прогресс не остановить. Конечно, можно жить и натуральным хозяйством, как в Советском Союзе, но это очень дорого, поскольку только узкая специализация позволяет достигать наименьших затрат. И если мы и дальше собираемся конкурировать на мировом рынке, то на наш успех должны работать не только лучшие технологии, но и лучшие мировые практики, в частности сервисный подход.

Сейчас очень модно говорить об индустрии 4.0, но в теме нашей дискуссии это ещё один дополнительный элемент зависимости – теперь ещё и от ИТ, а по сути, от поставщика ИТ. Конечно, хорошо, что благодаря установленным датчикам вы можете экономить на планово-профилактических ремонтах и заменять только те узлы, которые действительно нужно менять. В то же время вы полностью попадаете в зависимость от того поставщика, который продал вам напичканное ИТ-решениями оборудование с такой эффективной сервисной функцией.

Задача создать внутри отрасли полноценных национальных сервисных игроков нового поколения является важным направлением импортозамещения. Системная поддержка российских сервисных высокотехнологичных компаний, – пожалуй, главная государственная цель ближайшего времени.

– Получается, что на сегодняшний день западные поставщики оборудования, владельцы технологий имеют лучшие позиции в сервисе, чем российские. Это, на Ваш взгляд, вопрос опыта?

– Прежде всего, вопрос мышления. Когда вы видите, что мир меняется, вопрос в том, как вы пытаетесь вписаться в эти перемены со своей существующей базой. Мы все хорошо знаем, что вначале было Слово – то есть идея первична, а материя вторична. Недаром ведущий технологический вуз мира, Массачусетский технологический институт (MIT), выбрал девиз *Mens et Manus* (головой и руками). То есть вначале подумал и придумал, а только затем сделал. Спокойное обдумывание и осознание того, что сервисная модель побеждает на рынке (и за счёт специализации, и благодаря интеграции новейших разработок индустрии 4.0), позволяет компаниям сделать важный качественный переход от поставщика «железяки» к поставщику решения для клиента. У нас, к сожалению, ещё сильна марксистская идея примата материального – вера в важность обладания физическим активом. Но мир со времён Маркса сильно поменялся и усложнился. И есть много тому примеров: владение «железкой» или тремя тысячами метров свободных производственных площадей не имеет смысла без обладания сервисным решением под нужды клиента.

Сейчас мы усиленно решаем задачу обеспечения импортонезависимости на технологическом уровне, понимая, что следующим этапом будет достижение технологической независимости на уровне сервиса на принципах индустрии 4.0. Если не делать этого теперь, мы действительно откатимся далеко назад. Что вселяет здоровый оптимизм, так это то, что рынок в новой парадигме, как зарубежный так и российский, ещё окончательно не сложился. Компании пытаются нащупать контуры новой сервисной экономики. Мы, как нефтяная компания, это видим и активно поддерживаем идеи цифровой трансформации российских предприятий.

– Вопрос разработок – один из ключевых в развитии импортозамещения. Достаточно ли инвестиций вкладывается в НИОКР?

– С точки зрения абсолютных цифр в России в последние несколько лет наблюдается рост объёмов финансирования НИОКР. Государство выделяет доста-

точно большие деньги на это. Если же обратиться к относительным цифрам, то доля России в глобальных расходах на НИОКР упала с 3% до 2%.

Цифры цифрами, но, как говорил Александр Суворов, «побеждай не числом, а умением». Важно, не сколько вы тратите, а на что и какой результат получаете – цыплят ведь по осени считают. Согласно той же статистике, в последнее время основная доля НИОКР поступает в сферу ВПК. Другая большая часть выполняется на средства госкорпораций. А в передовых экономиках финансированием НИОКР занимаются преимущественно малые и средние компании. Именно они формируют основные технологические заделы, которые потом приобретаются крупными компаниями через слияние, поглощение, покупку патентов. К примеру, в фармацевтической сфере гиганты уже давно не занимаются разработкой – это слишком затратно и рискованно.

Почему именно маленькие компании? Они десятками, сотнями рождаются и также десятками, сотнями умирают, а «выжившие» выдают то решение, которое потом масштабируется на весь рынок. Поэтому эффективная работа с малыми и средними компаниями в технологической сфере позволит нам создать дополнительный мультипликатор эффективности по НИОКР, в том числе для нефтегаза. К слову, у нас в импортозамещении небольшие компании выигрывают – они быстрее и дешевле решают инженерные задачи.

В принципе хороший проект деньги всегда найдёт. Тем более что в последнее время Минпромторг создал большое число эффективных инструментов финансирования – как возвратного, так и безвозвратного. Однако часто российские компании в силу своего менталитета стремятся получить исключительно невозвратное госфинансирование. Говорят, не хотим, мол, брать заёмные деньги от ФРП под 5% годовых, а хотим невозвратную ссуду. С таким подходом всё сразу видно – кашу с такой компанией не сварить. Если она не рассчитывает зарабатывать с продаж создаваемого продукта, чтобы отдать кредит, то это тревожный сигнал о том, что, возможно, перед нами «проект-грантоед».

– Какие направления НИОКР нужно развивать в первоочередном порядке? Где мы отстаём больше всего?

– Нам следовало бы сфокусироваться на сверхкритичных проектах. Взять, к

примеру, баженовскую свиту. Она формально находится в санкционном периметре, но объективно в мире нет технологий, которые в состоянии обеспечить её эффективную разработку. Поэтому «Газпром нефть» совместно с рядом других игроков создала полигон для изучения этой проблематики и поиска методов эффективной добычи на бажене. И здесь требуется создание новых, стопроцентно российских по происхождению и прорывных по сути технологий. Разумеется, они будут базироваться на каких-то существующих решениях. Но мы понимаем, что такие решения без адаптации, модификаций, улучшений, без предложения новых свойств не в состоянии решить задачу. Поэтому бажен – это наше первое направление.

Следующая потребность – это многостадийный гидроразрыв пласта. Здесь критичную роль играет моделирование самого процесса ГРП. В мире количество подобных программных комплексов можно пересчитать по пальцам одной руки, и все они американского происхождения. При поддержке Минпромторга, Минэнерго, Минсвязи и совместно с другими компаниями мы провели уникальный конкурс и сформировали четыре консорциума по созданию российского продукта для моделирования гидроразрыва. В результате конкуренции победил консорциум «МФТИ – Сколтех – СПбГУ». Продукт, создаваемый консорциумом, будет на голову превосходить зарубежные аналоги. Процесс, который начался как программа импортозамещения существующих американских аналогов, сейчас превращается в процесс импортоопережения с колоссальным экспортным потенциалом. И это естественно, поскольку Россия, будучи лидирующей страной по добыче нефти, имеет все предпосылки для того, чтобы стать ещё и лидером по экспорту технологий для «нефтянки».

Межведомственная группа Минпромторга и Минэнерго, при участии представителей всех наших вертикально интегрированных нефтяных компаний, сформировала список технологий, на которые действительно имеется спрос. Определено порядка 60 направлений, по которым осуществляется сейчас технологическая разработка самых передовых российских решений. Все эти направления из области высоких технологий, и каждое из них имеет огромный экспортный потенциал. В этом мы убедились в ходе дискуссий с нефтяными

компаниями стран Персидского залива, чья зависимость от западных технологий близка к 100%. Для них переход на российские решения является элементом диверсификации системы поставщиков. Здесь нет никакой политики, это абсолютно чистая экономика. Когда существует монополия одного поставщика и он диктует невероятные цены, диверсификация – единственно правильный путь.

Повторюсь, что существуют два равноценных подхода к импортозамещению: путём разработок с нуля российских решений и за счёт локализации производств зарубежных игроков в партнёрстве с российскими компаниями. Здесь уместна китайская поговорка: «неважно, какого цвета кошка, главное, чтобы она ловила мышей».

– Вопрос локализации достаточно интересный. Не является ли это некой подмной понятием? По идее, остаются те же иностранные поставщики, та же зависимость, но в российской обёртке?

– Здесь всё зависит от тех целей, которые ставятся перед проектом. Например, у нашей компании есть внутренний перечень критериев, по которому мы определяем, является ли продукт российским или нет, то есть решает ли он задачу обеспечения нашей снабженческой безопасности. В частности, для себя мы решили, что к 2020 г. российским продуктом должен считаться тот, в котором доля отечественного контента свыше 90%. С точки зрения сервисной услуги – более 50% ключевых технологических работников с паспортами РФ и доля расходов на российский персонал до 90%.

Такие критерии, как Вы понимаете, в принципе не позволяют манипулировать и предлагать нам отвёрточную сборку. Она может нас устроить только на два-три года, а дальше продукт нужно будет всё равно развивать, выпускать его следующее поколение, заниматься его модернизацией на самом высоком конкурентоспособном уровне под наши задачи здесь, в России. И если в РФ не будет создана база инженеров, которые могли бы это осуществлять, то мы будем иметь дело с обычным устареванием производства. Примеров тому у нас в истории достаточно.

Пресловутые «Жигули» завода «АвтоВАЗ» – это пример, на мой взгляд, плохого технологического трансфера (локализации), поскольку не было обеспечено конкурентоспособного технологическо-

го развития продукта, сопоставимого с лучшими аналогами мирового рынка.

Наша задача – при локализации нефтегазовых технологий не наступить на старые грабли и сделать так, чтобы продукт мог улучшаться именно в России, технологически расти быстрее зарубежных конкурентов. И одно из обязывающих условий – локализация НИОКР. Если этого нет, то проект можно считать заранее обречённым на технологическое отставание.

– Преимущества локализации для западных игроков понятны – они сохраняют свой бизнес. А в чем плюсы для российских компаний?

– Это – скорость импортозамещения, возможность дополнительного развития в России навыков и иных подходов к ведению бизнеса, рост конкуренции на отечественном рынке, обмен знаниями и множество других полезных эффектов. Западные компании – сложившиеся технологические лидеры с отлаженной системой качества, производственной системой, пулом поставщиков компонентов и системных решений. Любая локализация для них – это реорганизация существующих слаженно работающих систем, это затраты денег и времени. При отсутствии достаточно внятного и жёсткого давления такая компания просто построит сборочный участок – ангар, предложит отвёрточную сборку, и вы будете получать свои насосы, в которых российским будет только шильдик. Что нас, разумеется, не устраивает, потому что при очередном витке какой-нибудь политической истерии мы можем лишиться поставщика. Соответственно, полноценная «прописка» зарубежной компании – это не только сборка, но и производство компонентов в России и осуществление НИОКР. Вот что мы считаем локализацией.

– То есть, по Вашему мнению, локализация производства будет способствовать развитию наших разработок?

– Однозначно. Здесь стоит обратить внимание на норвежский опыт локализации, который можно признать самым успешным в мире. Чем он отличался, скажем, от бразильского? Тем, что бразильцы требовали капитальных инвестиций и измеряли эффективность проектов по объёмам капложений в них – подход материализма. И если поставщик не вписывался в установленные рамки, то он просто отделялся штрафом.

Принуждение к наращиванию бразильского «железа» дало прирост национального контента, но не в передовых отраслях. И теперь бразильским шельфом занимаются норвежцы, для которых была первична идея.

При развитии своей нефтяной промышленности норвежцы атаковали проблему прямо в сердце. На первых порах они предъявили зарубежным компаниям только одно требование – локализацию НИОКР без привязки к локализации промышленности. Это повлекло за собой необходимость испытывать то, что расчётчики посчитали, а инженеры нарисовали. А это уже органично привело к созданию маленьких инновационных компаний, которые начинали выпускать продукты под темы, созданные НИОКР. Постепенно эти инжиниринговые компании стали реализовывать свои продукты через системы субподрядов и субпоставок. И сейчас мы видим, что Норвегия – безусловный лидер в области шельфовых технологий. Поэтому вопрос локализации НИОКР – ключевой.

– А что если процесс локализации создаст «тепличные» условия для утечки наших технологий и мозгов за рубеж?

– В современном конкурентном мире важнее, что и сколько к вам притекает. А вода, как известно, всегда дырочку найдёт. Приведу пример с российской прорывной компанией RRT Global. Она в своё время разработала технологию изомеризации, в разы превышающую по эффективности существующие аналоги. Несколько лет она пыталась реализовать свои технологические решения в России, но не смогла. В итоге открыла офис в США и продала технологии компании мировому лидеру. Есть множество других примеров, когда компании были вынуждены уходить на рынок Соединённых Штатов, потому что они предлагали частичные, точечные решения. В этом как раз и была проблема RRT. Они не предлагали процесс всего НПЗ, а только часть – изомеризацию. Модели сервисной экономики, которая предоставляла бы клиенту полное решение под ключ, у них не было. Поэтому единственным вариантом продвижения их интересной технологии была продажа её тому игроку, который предлагает комплексные решения, но об этом мы уже с вами говорили.

Допустим, вы разработали суперэффективную систему заканчивания скважин, а рынок структурирован так, что

эта операция покупается клиентом у сервисной компании как лишь один из компонентов сервиса. Значит, вы оказываетесь со связанными руками, поскольку не можете продать свои улучшения никому, кроме как сервисной компании.

Причём если посмотреть на аппетиты иностранных и российских сервисных компаний, покупающих маленькие технологические предприятия, то сравнение будет не в нашу пользу. Зарубежные компании приобретают технологические решения в десятки раз охотнее, чем наши. Тут дело даже не в возможностях, а в стратегической нацеленности, в мировоззрении. Если вы нацелены на постоянный рост и технологическое лидерство – это одна история. Тогда вам во что бы то ни стало нужны новые технологии и вы скупаете технологичные компании. Если же вы ориентированы просто на операционное зарабатывание денег, то это совершенно другой разговор. Вы просто идёте к технологическому лидеру и просите его продать вам его «старую лопату». Именно такое поведение привело российскую промышленность в то состояние, в котором она сейчас находится – в состоянии догоняющего игрока.

«Мы будем максимально эффективно зарабатывать и покупать лучшие доступные технологии за рубежом», – именно такой лейтмотив, «арабский подход», если хотите, был заложен в 1990-е и 2000-е. Поэтому мы не можем говорить о том, что у нас что-то безвозвратно утекло на Запад. Можно сказать, что оно, наоборот, вернулось в виде тех или иных решений, которые мы всё равно используем за большие деньги. Тут вопрос фундаментальный. Нужно на уровне государства и отрасли создавались условия, стимулирующие локальные сервисные компании активно развивать собственные технологические решения и приобретать маленькие технологические стартапы через сделки M&A (слияния и поглощения). Нужно повысить уровень активности российских сервисных компаний в сфере M&A в десятки раз. Только так они смогут на равных конкурировать в сфере передовых технологий с признанными мировыми лидерами. Это ещё одно из тех направлений деятельности по импортозамещению, которое мы сейчас считаем приоритетным.

Например, мы курируем разработку роторных управляемых систем, причём мы не закупаем эти системы прямо, а приобретаем сервис, в котором они

лишь часть, но важная. Так вот, мы курируем все стадии опытно-промышленных испытаний, подсказываем, что нужно изменить, как улучшить продукт. А следующий этап – это внедрение российских роторных систем в закупки, которые совершаются сервисными компаниями, нашими поставщиками. Обеспечить российский продукт конкурентным доступом к российскому же рынку – это лучшая гарантия от утечки мозгов.

– Как добиться уверенности в том, что все технологии, разрабатываемые в локализованном партнёрстве, будут использоваться в России?

– Есть хорошая русская поговорка: «насиленно мил не будешь». Поэтому единственное, чем мы можем обеспечить гарантированный доступ к технологическим решениям для себя, – это наличие этих инжиниринговых центров рядом с собой. А также тем, что в этих центрах работают люди с российскими паспортами. Если же там трудятся иностранцы, есть вероятность того, что они завтра возьмут чемодан и улетят. То есть нужно обеспечить максимально высокую вероятность того, что в любой ситуации доступ к технологии у нас сохранится – через физическую локализацию на территории РФ, через наличие российских разработчиков, квалифицированных рабочих, инженеров.

Когда у нас будет полностью отлажена работа по цепочке «голова придумала – руки сделали», тогда мы сможем говорить о том, что достигли импортонезависимости.

Импортозамещение – это в первую очередь конкурентоспособные продукты. Поэтому импортозаместитель должен думать об экспортном потенциале. Продукты, которые мы разрабатываем, априори должны быть достойны мирового внимания, и конкурентоспособны на внешних рынках.

К примеру, 10 лет назад в России не было собственного проппанта. Но стимулирование российских производителей этой продукции (не в последнюю очередь со стороны «Газпром нефти») позволило коренным образом изменить ситуацию. И сегодня даже иностранные сервисные компании в России используют отечественный проппант. Более того, он идёт на экспорт. И это подтверждение того, что мы можем обеспечить развитие наших локальных поставщиков до того уровня, что они начинают не только удовлетворять внутренний ры-



«Газпром нефть»

нок, но также смело выходят на международную арену.

– Интересный пример. А если говорить про переработку? Здесь есть какие-то приоритетные направления по импорто-замещению?

– Да, это катализаторы и присадки. Катализаторы входят в приоритетное направление межведомственной рабочей группы. Здесь лидирующую функцию по разным типам катализаторов на себя взяли «Роснефть» и «Газпром нефть». «Роснефть» уже выпускает в Ангарске собственные катализаторы. «Газпром нефть» реализует проект катализаторного производства на базе Омского завода. Планируется ввод мощностей, достаточных для обеспечения российской отрасли отечественными катализаторами.

Катализаторное производство относится к разряду тех, где заметно влияние экономии масштаба. То есть чем больше вы производите, тем ниже у вас себестоимость. Поэтому здесь, конечно, важен вопрос консолидации спроса всей отрасли, нужен и выход на экспорт.

Присадки – та же самая история. Реальность такова, что российские компании по ряду направлений занимались

блендингом: брали импортные компоненты и смешивали их. Сейчас сделан акцент на создание полноценных российских компонентов. И первая ласточка – это проект, реализуемый компаний «Транснефть» по созданию присадочно-го производства в ОЭЗ «Алабуга».

– Если ли смысл заменять основные технологии в переработке на отечественные?

– В больших инвестиционных проектах по строительству и модернизации НПЗ или нефтехимических предприятий, как правило, лицензиарами являются зарубежные игроки. Для заказчика важно то, что лицензиар гарантирует возможность получить проект под ключ. Цена лицензии – несколько миллионов долларов, что при стоимости самого проекта в миллиарды долларов даже незаметно.

Однако если посмотреть глубже, выбор зарубежного лицензиара сразу ограничивает для заказчика свободу стратегии контрактования – влечёт за собой привлечение иностранного ЕРС-подрядчика, а тот приводит ещё и своих аккредитованных (как правило, зарубежных) поставщиков. В результате получается, что согласно статистике Минэнерго, более 70% (по стоимости) обо-

рудования и прочих продуктов внутри крупных проектов – импортного происхождения. Хотя есть конкурентоспособные российские аналоги. В этой ситуации мы ещё раз убеждаемся, что в современном мире недостаточно просто производить качественный продукт – нужно понимать структуру рынка и то, как этот продукт встроить в правильные каналы продаж. Здесь нет теории заговора – просто так работает весь мир. И, например, китайские компании поняли эти принципы, и давно успешно реализуют свои продукты, находясь в каналах продаж американских, европейских, корейских и прочих ЕРС-подрядчиков. Ведь даже величайшим автогонщикам нужно знать правила дорожного движения, выезжая в город.

Озадачившись вопросом увеличения доли российских продуктов в крупных проектах, в компании «Газпром нефть» разработали программу быстрого доступа. Она должна быть реализована при поддержке Минпромторга и Минэнерго. В ней отмечается, что критически важный момент – это «прописка» российских предприятий в вендор-листах (утверждённых каталогах доверенных поставщиков) крупных ЕРС-корпораций

и лицензиаров. Если вы не включены в такой вендор-лист, то и поставлять оборудование не можете. По нашим оценкам, прописка россиян в таких вендор-листах будет способствовать увеличению доли отечественного контента в проектах до 80%.

Также в ходе нашего анализа было установлено, что из 10 ключевых лицензий, на которые разбиваются крупные проекты, порядка восьми в той или иной мере готовности существуют в России. Есть отечественные разработки, которые не дошли до уровня полноценной лицензии. И надо помочь им достигнуть такого уровня.

В России есть наработки, но на практике многие из них ещё не опробованы, кроме как в лаборатории. Поэтому важно сначала всё протестировать, показать, что всё это работает, и далее думать над вопросом интеграции.

– Выходит, что принципиальной задачи заменить иностранные технологии на все 100% – нет?

– Конечно, нет. Всё-таки мы создаём российских конкурентоспособных поставщиков и понимаем: чтобы на рынке не было монополии и завышенных цен, должна быть здоровая конкуренция. В том числе борьба между национальными и зарубежными поставщиками. Но важна также и их кооперация по созданию новых совместных решений. При этом есть задача создать полноценные российские аналоги, способные достойно конкурировать в 100% случаев.

– Интересно Ваше мнение о ситуации в области автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП). Многие эксперты видят здесь наибольшее отставание.

– В самом деле, тема АСУ ТП – очень интересна. По сути, в мире нет жёстких стандартов, и поэтому такие системы производят множество компаний. В условиях санкций какие-то источники могут отказать в поставке, но всегда есть другие. Также имеется теоретическая идея стандартизации хотя бы на уровне одной страны. И здесь мы видим, что у нас создаются концерны из множества российских поставщиков, которые действительно начинают предлагать отечественные решения. Есть и примеры успешной глубокой локализации, например, Schneider Electric.

Имеются проблемы в области программного обеспечения, причём в основ-

ном на уровне операционных систем. Это беда не только нефтегазовой отрасли, пользователями ОС являются все секторы экономики. Но что касается профессионального ПО, то здесь мы видим, что усилиями российских математиков и разработчиков создаются отличные конкурентоспособные продукты (пример, 3D-моделирование ГРП). Поэтому именно с точки зрения узкоспециальных нефтяных ПО проблема остро не стоит.

– Итак, задачи и сферы развития импортозамещения ясны и чётко обозначены. Что может помочь в их эффективной реализации?

– Первое – это необходимо активно вовлекать потребителя в тот проект, который он считает важным для себя. То есть, допустим, если производитель говорит, что роторные управляемые системы – это важный проект, а потребитель так не считает, то, следовательно, он не вовлекается, и не помогает разработчику довести идею до промышленного воплощения. Рано или поздно это приведёт к тому, что будут созданы очередная ненужная бумага и образец, которые будут пылиться где-нибудь на полке.

Второй критически важный момент – это стимулирование потребителя, а не производителя. То есть то, о чем мы спорим с Минпромторгом. Это успешно работает во всём мире: государство стимулирует потребителей покупать отечественный контент, а не производителей выпускать новый вид продукта. Здесь должен работать базовый принцип: спрос рождает предложение.

Некоторые также относят к критическим условиям доступность госфинансирования. Но, на мой взгляд, это отчасти надуманная история. Ряд проектов, с которыми мы работаем, в последнее время, как ни странно, отказываются от государственной поддержки. Они в состоянии самостоятельно найти деньги при одном условии – потребитель должен объективно показать размер рынка. Приступая к разработке нового продукта, здоровому бизнесу важно понимать, сколько единиц он сможет продать. Компании-потребители должны показать не только свою внутреннюю потребность, но также долгосрочный (по их прогнозам) спрос всей отрасли.

Также принято считать, что наличие долгосрочных обязывающих контрактов на покупку является очень важным условием освоения новых видов продукции. Мы видим, что на практике в большин-

стве случаев это не так. По сути, долгосрочный контракт нужен для того, чтобы позволить производителю привлечь финансирование под гарантированный спрос. Если производитель и так в состоянии найти инвестиции, то долгосрочный контракт ему не нужен.

– Сейчас активно обсуждается проект создания независимых технологических полигонов для испытания новых образцов нефтегазового оборудования. Как крупные компании на это смотрят? Насколько вообще необходимы независимые полигоны?

– Главное чтобы полигон создавался не ради красивого здания, а как инструмент решения технической задачи. Рассмотрим технологический полигон «Бажен», созданный «Газпром нефтью» в Ханты-Мансийске. Потребность в таком полигоне обусловлена объективной необходимостью действовать сообща многим игрокам – договориться о едином подходе, единых стандартах при решении технологических задач.

«Газпром нефть» активно выступает за совместные испытания всеми ВИНК новых продуктов. Почему? Потому что в России существует проблема отсутствия референций для новых продуктов. То есть они не могут быть куплены, потому что их ещё никто не покупал – это циклический аргумент без решения.

Если не убрать технологический снобизм, то проблема не решится никакими полигонами. Полигоны будут просто простаивать.

Сейчас мы пытаемся через Минэнерго убедить коллег проводить совместные испытания, в которые каждый бы мог вносить свою лепту. Они могли бы зачитываться референтными. Над этим идёт работа. А будет ли это проходить на независимом полигоне или на подконтрольном ВИНК объекте – не знаю. Думаю, что в ряде случаев, наверное, эффективнее проводить такие испытания на активе конкретной компании, в силу хотя бы готовой инфраструктуры. В любом случае, нужно для начала договориться о принципах совместных испытаний, о координации при составлении технических заданий, о совместном использовании полигонов, а не занимать позицию технологического сепаратизма.

От того, что вы в одиночку испытали какой-то компрессор, вы не получили никакого особого ноу-хау. Это обычный товар, который обращается на рынке. И в чем смысл прятаться за забором, испы-

тивать что-то «в темноте», никому об этом не говорить? У каждой компании есть некие ноу-хау, которые, возможно, не нужно предавать всеобщей огласке. Но абсолютно неправильно относить к ноу-хау работу с обычными поставщиками классического набора оборудования и технологий. Это нерационально и просто дорого.

Например, сейчас крупнейшие зарубежные нефтяные компании переходят к объединению стандартов на шельфе и на суше. Они выходят на гораздо более глубокий уровень кооперации, такой нам может только сниться. Экономика в эпоху недорогой нефти диктует потребность в объединении, чтобы сократить издержки. И поэтому программы совместных испытаний и стандартизации стоит рассматривать как успешный инструмент достижения целей.

– Безусловно, фактор контакта очень важен. По Вашему мнению, нужно ли крупным компаниям больше встречаться с представителями отечественных производителей, поставщиков, чтобы лучше понимать друг друга? Порой российские производители, особенно средние и мелкие, не могут пробиться даже на обычную аудиенцию с менеджером крупной компании...

– Суть не в том, насколько доступен заказчик, а в том, насколько у него внутри отработана система взаимодействия с внешним окружением. Если заказчик работает по принципу повышения операционной эффективности конкретного проекта с установленным оборудованием, его единственный интерес – купить трубу или компрессор на 10% дешевле. Другие альтернативные способы (например, компримирования или использования другой трубы) ему объективно не интересны в силу технических условий и стандартов существующего проекта.

Как правило, подразделение закупок или импортозамещения работает над тем, чтобы заместить конкретные импортные аналоги. Или чтобы создать нечто для будущих проектов, но тоже вполне конкретное. Если в компании есть система технологического скаутинга – значит, дополнительно можно привлекать и инновационные технологические решения, которые не вписываются в систему существующих проектов.

Нельзя сказать, что пробиться невозможно. Вопрос в том, приносите ли вы заказчикам решения, которые они действительно ищут? И можно ли говорить

о закрытости, когда вы приносите решение, пусть даже невероятно инновационное, но в котором у заказчика объективно нет потребности? Думаю – нет.

– С одной стороны, со всеми встретиться, конечно, невозможно. Но с другой стороны, элементарная аудиенция способна ускорить многие процессы, сделать их понятными, причём для обеих сторон...

– Золотое правило – это знать потребности вашего клиента и предлагать решения. В нашей компании в разных подразделениях есть открытая информация о насущных потребностях, будь то НИ-ОКР, поставки или импортозамещение. Ознакомиться с такими формализованными данными и предлагать под них решения – это и есть простой и верный подход.

Например, на нашем сайте в разделе «Закупки» в рубрике «Технологические партнёрства» находится перечень интересующих нас продуктов. Там же описана очень простая процедура коммуникации по их предложению. Все заявки обрабатываются, и есть большое число примеров аккредитации новых поставщиков в нашу систему закупок именно через данный перечень.

«Газпром нефть» также активно занимается и технологическим скаутингом. Мы понимаем, что это уже не импортозамещение, а полноценное импортоопережение, поиск действительно прорывных разработок, которые могут менять структуру отрасли в целом.

Если система внутри компании выстроена по принципу достижения максимального результата операционной деятельности здесь и сейчас, то «высмотреть» технологические вызовы и решения на горизонте 5–10 лет будет сложно. Люди сфокусированы на сегодняшнем дне, и то, что будет через 5–10 лет, на данный момент их не интересует. Далеко не все компании – не только российские, но и западные – обладают компетенциями нормального технологического скаутинга. Поэтому и привыкли просто покупать лучшие доступные решения.

На мой взгляд, технологический скаутинг – это обязательная деятельность для обеспечения технологического лидерства компании в скором будущем. Для этого внутри неё должна быть структурная функция, которая тратила бы на скаутинг время. Нужна также команда профессионалов, которые выступали бы в качестве технологических брокеров, способных внедрить новейшие уникаль-

ные решения в текущие и будущие проекты компании.

– Сергей Олегович, назовите, пожалуйста, несколько топовых проектов отрасли, которые направлены на решение задач по импортозамещению.

– Отличный проект импортозамещения, которым может гордиться наша компания, – это производство базовых масел для буровых растворов, которые в России раньше никогда не выпускались. В 2017 г. была произведена первая партия, успешно пройдены испытания. Теперь одна западная сервисная компания готова закупать весь объём. Это – наша гордость, продукт, который появился благодаря нашей стратегии импортозамещения, и который очень конкурентоспособен.

Сейчас также реализуется интересный проект в аграрном секторе. Казалось бы, где аграрная промышленность, а где нефтянка? Но взаимосвязь есть. Это проект по производству российской гуаровой камеди. Гуар – это бобовая культура, растёт в основном в Индии и Пакистане, важнейший компонент для проведения ГРП. Огромное количество гуара потребляет нефтяная промышленность. До того как придумали ГРП, его производство было небольшим, в основном для нужд пищевой промышленности. Сейчас российские компании при нашей поддержке проводят селекцию гуара в Крыму и Краснодарском крае.

Ещё один пример – проект «Кибер ГРП» (прорывное технологическое решение с огромным экспортным потенциалом – программный продукт для моделирования ГРП). Могу также отметить выпуск компрессоров в ОАО «Казань-компрессормаш». Этот завод теперь в состоянии выпускать всю типоразмерную линейку компрессоров для российской нефтяной отрасли. Мы год работали с их инженерами, чтобы добиться такого результата. По шельфовой тематике можно отметить успехи в создании российского сейсмического комплекса.

На самом деле я вижу, что нет такой сферы, в которой было бы нельзя кого-то отметить. Есть разный уровень успехов и разные стадии проектов, но к 2020 г. мы планируем получить конкурентоспособные российские решения по всем критическим направлениям нефтяной отрасли.

*Интервью подготовили
Анатолий Замрий,
Наталья Силкина ■*



Euro Petroleum Consultants

Конференция России и стран СНГ по технологиям катализа

9-10 АПРЕЛЯ 2018, МОСКВА

SHARING KNOWLEDGE,
SHAPING BUSINESS

RU-CAT



ДОСТИЖЕНИЕ МАКСИМАЛЬНОГО УСПЕХА С ПОМОЩЬЮ ИННОВАЦИОННЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ

Ключевые темы конференции:

- Катализаторы для каталитического риформинга (с НРК и со стационарным слоем катализатора) и изомеризации
- Катализаторы гидропроцессов (гидроочистка, гидрокрекинг ВГО)
- Катализаторы ФКК для максимального получения нефти и олефинов
- Катализаторы селективной гидрогенизации
- Гидрокрекинг остатков (в кипящем слое и суспензионные процессы)
- Каталитическая депарафинизация
- Катализаторы твердокислотного алкилирования
- Катализаторы для производства ароматических углеводородов, олефинов и ПАВ
- Управление катализаторами - защитные слои, регенерация, отработанные катализаторы, извлечение металлов, предсульфидирование, инструменты мониторинга и КИП
- Испытания современных катализаторов, методы и процедуры оценки

www.europetro.com

moscow@europetro.ru

+7 495 517 77 09



Euro Petroleum Consultants

13-я Конференция и выставка России и стран СНГ по технологиям переработки нефтяных остатков

10-11 АПРЕЛЯ 2018, МОСКВА

SHARING KNOWLEDGE,
SHAPING BUSINESS

Russia & CIS BBTC 2018

ЕДИНСТВЕННОЕ МЕРОПРИЯТИЕ ПО ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ В РОССИИ И СТРАНАХ СНГ

Ключевые темы конференции:

- Катализаторы для каталитического риформинга (с НРК и со стационарным слоем катализатора) и изомеризации
- Катализаторы гидропроцессов (гидроочистка, гидрокрекинг ВГО)
- Катализаторы ФКК для максимального получения нефти и олефинов
- Катализаторы селективной гидрогенизации
- Гидрокрекинг остатков (в кипящем слое и суспензионные процессы)
- Каталитическая депарафинизация
- Катализаторы твердокислотного алкилирования
- Катализаторы для производства ароматических углеводородов, олефинов и ПАВ
- Управление катализаторами - защитные слои, регенерация, отработанные катализаторы, извлечение металлов, предсульфидирование, инструменты мониторинга и КИП
- Испытания современных катализаторов, методы и процедуры оценки

www.europetro.com

moscow@europetro.ru

+7 495 517 77 09

Год под знаком Трампа

Решив внутривнутриполитические проблемы, глава Белого дома может наконец-то заняться обещанной международной энергетической экспансией



Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

Финансовые и технологические проблемы, а также прочие невзгоды, обрушившиеся на российский ТЭК в 2014–2017 гг., были для Вашингтона и Брюсселя лишь репетицией. В ближайшие месяцы нашему нефтегазовому комплексу стоит ожидать новых вызовов со стороны Запада. Надеяться на то, что тяжелейшие испытания для него уже позади, – ошибка.

Поэтому надо изменить фундаментальные оценки современной геополитической эволюции в её сырьевом разрезе. Прежде всего, эволюции Соединенных Штатов и их курса в мировой энергетике.

Призрак холодной войны

Сколь бы неприятным это ни было для многих отечественных аналитиков, надо признать ошибочным один из их главных выводов годичной давности. Согласно ему, администрация Барака Обамы якобы довела отношения с Россией до крайности, до самого дна, ниже которого опуститься уже невозможно. В действительности, однако, команда первого чернокожего президента США на целых три года оттянула запуск эффективного антикремлёвского оружия Америки в условиях балансирования на грани новой холодной войны.

Обама и его сторонники отодвинули планы достижения энергетической гегемонии и, как ядра этого курса, – подготовки к массовой топливной экспансии в Европу, а затем и в Азию (хотя в иные её уголки американское углеводородное сырьё уже поставляется). В Вашингтоне была

За три года Россия смогла, в немалой степени за счёт доходов от нефти и газа (хотя и сниженных из-за неблагоприятной ценовой конъюнктуры), укрепить юрисдикцию РФ над Крымом, согласовать и начать строительство «Турецкого потока», победно завершить операцию в Сирии и в целом переоснастить свои Вооружённые Силы более чем на 60%. Мы впечатляющим образом увеличили объёмы импортозамещения, адаптировались к санкциям, да ещё и реализовали собственные, притом гигантские, энергопроекты, в том числе «Ямал СПГ».

ослаблена, смята и до поры до времени нейтрализована сердцевина этой экспансии – «Североатлантический акт об энергетической безопасности». Документ, продвигавшийся тогдашними оппозиционерами-республиканцами, выглядел наступательно. Он касался нефтяной и угольной отраслей, других секторов энергетики, но прежде всего – природного газа.

В преамбуле говорилось, что из 30,2 трлн ф³ «голубого топлива», ежегодно добываемого в США, в стране потребляется 26,6 трлн. Имеющийся избыток может стать основой для «энергетического прорыва» в Старый Свет.

И вот сенаторы Джон Хувен, Джон Маккейн, Лайза Мурковски и Джон Баррассо призвали нарастить добычу газа, сократить его потери на промыслах и одновременно создать инфраструктуру для его экспорта. Как отмечалось ещё в 2014 г. в статье Хувена и Маккейна на страницах The Wall Street

Journal, надо «потребовать от министра энергетики США немедленно одобрить поставки СПГ на Украину, союзникам по НАТО и в Японию в дополнение к другим странам, входящим в зоны свободной торговли».

«Топливные ревизионисты» на Капитолийском холме добились многого. Но прежде всего – слома европейского энергобаланса, в рамках которого «13 стран континента получали из РФ более половины потребляемого ими газа, а четыре государства – Литва, Эстония, Финляндия и Латвия – зависели от России на 100%». «Четверть “голубого топлива”, используемого в ЕС, – ужасались авторы законопроекта, – перекачивается из РФ, причём в основном через Украину». Знали бы тогда противники «российской газовой экспансии», что в 2017 г., вопреки всем подножкам, экспорт «Газпрома» в Европу достигнет почти 194 млрд м³ и составит 40% газового баланса стран ЕС. Их хватил бы сердечный приступ, и они потребовали бы от Обамы не просто масштабных, а немедленных контрмер под страхом импичмента!

За три года Россия смогла, в немалой степени за счёт доходов от нефти и газа (хотя и сниженных из-за неблагоприятной ценовой конъюнктуры), укрепить юрисдикцию РФ над Крымом, согласовать и начать строительство «Турецкого потока», победно завершить операцию в Сирии и в целом переснастить свои Вооружённые Силы более чем на 60%. Мы впечатляющим образом увеличили объёмы импортозамещения, адаптировались к санкциям, да ещё и реализовали собственные, притом гигантские, энергопроекты, в том числе «Ямал СПГ».

ОПОЗДАНИЕ ОБАМЫ

Почему и на каком основании прежний вашингтонский истеблишмент отсрочил в 2014–2016 гг. начало близящейся энергетической дуэли за Европу, ограничившись отдельными стычками и разведкой боем на Балтике и на Чёрном море? И почему наша дипломатия, не придав значения этому выгодному для России феномену «опоздания Обамы», разочарованно настаивала на признании факта якобы предельной деградации отношений? С высоких трибун утверждалось, что ничего хуже быть не может...

Причины задержки вашингтонского наступления на мировом энергетическом рынке были как внутренними, так и внешними. Демократы, проигравшие американские выборы в ноябре 2016-го, органично не приемлют национального первенства базовых отраслей тяжёлой промышленности США. Они политически блокируются с другими секторами экономики и их лоббистскими структурами.

Источниками электоральной поддержки Хиллари Клинтон были: мир высоких технологий и информатики, близкий к Кремниевой долине; экологический истеблишмент; университетская общественность, кинематографическая и театральная богема, а также СМИ; этнические (в том числе индейские) кланы и ряд органов местного самоуправления. Все они – давние враги нефтяников, газовиков, угольщиков, химиков, сервисников и энергетиков в целом.

Кроме того, демократов подкармливали пожертвованиями нефтегазовые монархии Ближнего Востока: им-то сырьевой ренессанс Америки не нужен совершенно. Три года спустя, на старте 2018-го, в Вашингтоне сообщили о начале по линии ФБР расследовании в отношении «Фонда семьи Клинтон» (Clinton Foundation). Цель разбирательства, развернувшегося на сей раз против демократов, – вскрыть мотивы,

Причины задержки вашингтонского наступления на мировом энергетическом рынке были как внутренними, так и внешними. Демократы, проигравшие американские выборы в ноябре 2016-го, органично не приемлют национального первенства базовых отраслей тяжёлой промышленности США. Они политически блокируются с другими секторами экономики и их лоббистскими структурами.

механизмы и цели денежных переводов в пользу недавней претендентки на президентский пост. Переводов, само собой, из Персидского залива, где неизменно аплодировали нагромождению демократических заторов на пути американского ТЭК.

Комментируя статью газеты The Hill, сообщившую об этом 5 января нынешнего года, ТАСС справедливо напомнил: «Трам не раз заявлял, что его экс-соперница причастна к коррупции. Она оказывала услуги в сфере политики государствам, которые делали пожертвования в фонд; в их число входила Саудовская Аравия». Что же касается Израиля, осуждавшего ставку Вашингтона на арабскую нефть вместо разработки собственной, то в Тель-Авиве администрацию Обамы и её фавориту недолюбливали. А вот в Иране, освобождённом при согласии США от внешних санкций, – наоборот ценили. Чего же добивались в столь непростых условиях сенаторы-республиканцы от сопротивлявшегося им окружения Обамы ещё тогда, в 2014-м?

«Продвигаемый нами закон обеспечит ускоренное создание... маршрутов для сбора и перекачки природного газа, расположенных на федеральных и индейских территориях, – писали (тогда еще оппозиционные) законодатели в своей статье. – Кроме того, билль установит крайний срок для согласования прав на прокладку таких трубопроводов, предоставив правительству США всего 30 дней для выдачи разрешения или отказа в таковых. И, наконец, этот же закон облегчит экспорт СПГ нашим союзникам».

«Сейчас единственным в США экспортным терминалом такого профиля является расположенный на Аляске Kenai LNG, принадлежащий ConocoPhillips, – с осуждением отмечали далее сенаторы. – Минэнерго США выдало окончательное решение на создание ещё одного подобного объекта в Техасе, и он приступит к экспортной отгрузке к концу 2015 г. Кроме того, строительство шести таких терминалов одобрено лишь условно. А ещё 26 проектов до сих пор рассматриваются, причём большинство из них – уже более года». Всё, чем возмущались настроенные против Обамы республиканцы, «заиграло» лишь сейчас. Не только стартовые, но и расширенные требования горячих сторонников полнокровного возрождения американского ТЭК получили зелёный свет при Трампе – и вскоре это отзовется эхом в Европе.

Что же касается России, то мы, оценивая правление Обамы, к сожалению, подзабыли хрестоматийные постулаты о первенстве базиса над надстройкой. В течение всего периода демократической администрации нас возмущали её антикремлёвские демарши, морально-политическое двуличие, майдан-

но-путчистские интриги на Украине, медийные диверсии и тому подобное. И правильно возмущали! Но только подчас забывалось главное. Классический сюжет под названием «Похищение Европы», переложенный теперь уже на язык нефтегазовой мифологии, к немалому для нас удобству замедлялся. Да-да, он на деле откладывался, что следовало, пусть и скрытно, ценить в Москве. Ценить даже вопреки антироссийским секторальным санкциям.

Итак, налицо рельефный пример того, что в переоценках нуждается не только прогноз. То есть не только перспектива отечественного ТЭК и его место в мире. С этим у нас, кстати, неплохо. О чём и было сказано в тексте недавнего поручения Владимира Путина Правительству РФ по доработке сразу двух важных документов – Доктрины энергетической безопасности и Транспортной стратегии до 2030 года. Акцент в ходе предстоящих корректировок (которые должны быть внесены к середине 2018 г.) предложено сделать на СПГ, на его растущей, несмотря на колебания цен, роли в Азиатско-Тихоокеанском регионе и во всем мире. Однако нового и самокритичного взгляда требует, как ни странно, и отраслевая ретроспектива – вчерашний день глобальной энергетической политики и дипломатии.

Последний год стабильности?

Уинстон Черчилль, этот «хитрый лис» британских консерваторов, недаром сказал однажды, что в отличие от других стран в России главная загадка всегда заключена не в будущем. Чаще всего она кроется в... истории, древней или вчерашней, да и в том, каким образом сами же россияне прочтут её в очередной раз.

И ведь действительно, в 1917-м наши прадеды не могли поверить, что всего четыре года назад они всенародно праздновали 300-летие дома Романовых! В 1956-м, на гребне хрущёвской десталинизации, наши деды разбирались: как и почему три грозных десятилетия были пройдены под беспрекословным лидерством «великого вождя». И так бывает почти всегда. Не исключением являются и отдельные главы не только общегосударственной, но и нефтегазовой летописи нашей страны.

Возможно, на сей раз окажется, что 2017-й, при всех проблемах, был последним сравнительно спокойным и предсказуемым (благодаря сделке в формате «ОПЕК+») годом для нашего ТЭК в первой четверти XXI века и что мы, сетуя на отдельные внешние препоны, не разглядели вокруг себя этой относительной стабильности. Причём не разглядели в момент, чреватый ухудшением. На дворе – канун превращения топливно-сырьевого рынка в арену совершенно открытого и жестокого противоборства. Противоборства, навязываемого Москве с целью вытеснить её с самого устойчивого, коммерчески выгодного и, казалось, гарантированного рынка углеводородов – европейского.

Многое в минувшем году было сделано российским нефтегазовым комплексом, в том числе за рубежом. Но кое-что делалось с изынами. Причём некоторые из них были обусловлены как раз ошибочным посылом, будто бы диалог между Россией и Западом, прежде всего США, всё равно опущен до крайне низкой планки. Так что излишняя деликатность нам, мол, ни к чему!

Ещё недавно руководитель зарубежной энергетической корпорации, прибыв с визитом в Москву, мог последовательно посетить офисы наших ведущих энергетических компаний,

выслушать бизнес-предложения, сравнить и сопоставить их... Теперь этой былой широты инвестиционного выбора в России почти не осталось.

Не осталось в Москве, как видно, и понимания того, что судебные и иные конфликты и имущественные схватки с участием отечественных топливных гигантов – не только внутренние реалии самой России. Они в равной мере портят в глазах иностранцев наш внешнеэкономический имидж. А то, что исход миллиардных исков переходит в режим ручного управления и подвергается вмешательству со стороны Кремля, – отнюдь не помогает сгладить тлеющие на этой почве проблемы. Ибо такое вмешательство порождает сомнения в прочности института частной собственности в РФ. Оно ещё больше озадачивает потенциальных зарубежных партнёров нашего ТЭК. Независимо от улучшения кредитных рейтингов они всё ещё сомневаются – идти или не идти в Россию с её турбулентным бизнес-климатом, да ещё при необходимости преодоления внешних секторальных санкций?!

Что же касается зарубежных нефтегазовых активов российских игроков или используемых ими транзитных трубопроводов, то здесь вопрос нередко заключается в оптимальной (или не очень) реакции Москвы на те или иные вызовы. Никто не спорит: прозвучавшее под Новый год в Киеве признание, что на Украине в прошлом рассматривалась возможность подрыва трубы, доставляющей экспортный газ из России в Европу, и впрямь стало информационной бомбой. Это – не что иное, как пропагандистская ошибка крупного калибра со стороны Украины и одновременно актуальный аргумент в нашу пользу. Так что прав сенатор Франц Клин-

На дворе – канун превращения топливно-сырьевого рынка в арену совершенно открытого и жестокого противоборства. Противоборства, навязываемого Москве с целью вытеснить её с самого устойчивого, коммерчески выгодного и, казалось, гарантированного рынка углеводородов – европейского.

цевич, мгновенно ухватившийся за это признание. Он публично подтвердил отечественным и зарубежным СМИ: готовящийся перевод львиной доли газовых поставок на маршруты, идущие в обход Украины, – не каприз и не антикиевский выпад Кремля, а вынужденная мера. Причём вынужденная как для Москвы, так и для европейских стран, хотя они это не всегда понимают.

Но почему бы не обернуть на пользу нашему ТЭК просьбу президента Порошенко – продать российский газ Украине «на определённых условиях»? Иными словами, почему бы не обыграть этот очередной виток нашего зигзагообразного энергодиалога с соседями, которых, как известно, не выбирают? Обыграть таким образом, чтобы недавний пассаж того же Петра Порошенко о переходе на «добрый пенсильванский уголёк и СПГ из Луизианы» вызвал повсюду как можно больше саркастических улыбок.

Бывает, однако, и спорная (с нашей же стороны) реакция на некоторые события, в том числе в дальнем зарубежье. Реакция, которая излишне провоцирует американцев и их

клиентов к дальнейшему обострению мер против России, способных в ближайшем будущем ещё более ухудшить санкционный режим. Так, если МИД РФ неоднократно заявлял, что исход недавнего референдума и последовавшие события в Иракском Курдистане являются внутренним делом Ирака, то оправдана ли реклама кажущихся сепаратными российских сделок по нефти и газу с той же ближневосточной автономией?

Кроме того, курды остаются курдами по разные стороны ближневосточных границ. На фоне недавнего получения «Газпромом» долгожданного разрешения Анкары на прокладку второй ветки «Турецкого потока» в направлении Балкан январский поход Реджепа Тайипа Эрдогана на курдский Африн в Сирии уже не представляется (при всей серьёзности) перво-

колов из обороны в наступление. Он властно распустил на Капитолии комиссию по расследованию российского вмешательства в выборы, переложив эту надоевшую рутину на Министрство юстиции. Он нацелил кадрово-обновлённое ФБР против Хиллари Клинтон. Активно вступился за своего зятя Джареда Кушнера, встречавшегося с московским юристом Натальей Весельницкой. Поддержал иск ободренного ходом событий экс-главы предвыборного штаба республиканцев Пола Манфорта, обвинившего спецпрокурора Роберта Мюллера в превышении полномочий.

Однако при этом, заметьте, истинного смягчения и конструктивизма в диалоге с Кремлём как не было, так и нет. *«Политика Трампа (в отношении РФ. – Ред.) являет собой продолжение подхода кабинета Обамы, осуществлявшегося после 2014 г., – резонно полагает бывший координатор санкционной политики госдепартамента США Дэниел Фрид. – Тот язык, который президент использует в своих выступлениях, в том числе применительно к России, представляет собой часть более широкой стратегии: он подчёркивает то, какими мы хотели бы видеть отношения с Москвой».*

Итак, Трамп просто делится своим видением важных для нас вещей: как они должны выглядеть после того, как мы где-то и в чём-то прогнёмся перед Америкой. А мы нередко принимаем это за чистую монету – как свидетельство желания Вашингтона сделать назревшие шаги нам навстречу. В действительности же президент США если и борется с версией кремлёвского вмешательства, то не ради улучшения связей с Россией. Слово товарищ Саахов из «Кавказской пленницы», он заявляет: вмешательство было, но только лично я не имею к этому никакого отношения. Трамп действует в корыстных интересах. Его недавняя фраза о своей *«гениальности, причём стабильной гениальности»* как раз и означает правоту нашего предположения. Дескать, наивное международное окружение должно судить о заявлениях и поступках властолюбивого миллиардера не так, как тайно замышляет и изощренно делает он сам, а по внешним признакам.

Упрочив свои позиции на национальном Олимпе, Трамп возьмётся за главное. Намечено, судя по всему, вытеснение России из Европы – политическое и экономическое. Причём одним из инструментов этого станет наращивание углеводородного экспорта из США в Старый Свет.

Белому дому, заявляющему о якобы несметных запасах сланцев в Северной Америке, в действительности наверняка известны имеющиеся ограничения. Сланцевая добыча не способна покрыть широкие экспортные задачи на десятилетия вперёд. Поэтому 4 января администрация США заявила о снятии всех запретов и лимитов на бурение на шельфе страны (включая Атлантику, Северный Ледовитый и Тихий океаны).

В столь масштабном вызове Америки как раз и состоит международно-отраслевой стержень 2018 г. Пока мы лишь гадаем – в какой мере будут расширены «чёрные списки» российских компаний и физических лиц, будут ли ужесточены кредитная блокада и режим секторальных санкций. Кое-что на столь болезненную тему, как одновременно прояснилось и в Вашингтоне, и в Давосе, уже включено неумолимыми американскими бюрократами в проект февральского санкционного декрета. Но главным станет не только это. Важно, каковы будут масштабы и темпы экспансии США на мировой энергетический рынок. ■

Упрочив свои позиции на национальном Олимпе, Трамп возьмётся за главное. Намечено, судя по всему, вытеснение России из Европы – политическое и экономическое. Причём одним из инструментов этого станет наращивание углеводородного экспорта из США в Старый Свет.

степенной региональной проблемой для Москвы. Но курды, увы, официально заклеили нас, назвав предателями. Это должно стать тревожным сигналом для российских компаний в любых курдских регионах Сирии, Ирана, Ирака или самой Турции.

БУРИТЬ ВСЕГДА, БУРИТЬ ВЕЗДЕ...

Впрочем, Курдистан, Венесуэла или какие-то иные спорные адреса для российских инвестиций – лишь малая часть ключевой проблемы нашего анализа на старте 2018 г. Суть же в том, что в течение прошлого года российская политология, в том числе энергетическая, исходила в своих подходах к США из сомнительного тезиса, относящегося к Трампу.

Почему-то считалось, что рецидивы подковёрной внутриполитической борьбы и нападки на Белый дом никак не дают ему возможности приступить к обещанному улучшению американо-российских отношений. А что если в действительности подножки Трампу со стороны демократов наоборот не позволяли ему всерьёз развернуть фронтальную атаку на Россию и её ТЭК? Отвлекали, так сказать, от генеральной задачи, призванной теперь лишь отчасти раскрыться в расширенных антикремлёвских санкциях февраля 2018 г.?

Многие из нас относились к неуравновешенному республиканцу скорее как к импульсивному фольклорному персонажу. На фоне Давоса 2018 было бы, пожалуй, правомерно процитировать яркое описание его нравов на страницах швейцарской Tages Anzeiger. *«Босс постоянно на всех рычит, – пересказывала она отзывы очевидцев. – Он матерится и угрожает. “Чёрт” – одно из его любимых слов. Он питается почти одним фастфудом. Он просит молодую пиар-ассистентку погладить ему брюки, не снимая их, и летает вместе со своим штабом под оглушительную музыку Элтона Джона. Зовут этого человека Дональд Трамп».*

Но вот тот же эксцентрик (не без поддержки могущественного закулисы) перешёл под перезвон рождественских коло-



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



«ОПЕК+» и новая мифология

Нефтяной картель начинает играть заметную роль на рынке только тогда, когда для того складываются экономические условия



Михаил СУББОТИН,
старший научный сотрудник ИМЭМО РАН

В конце 2016 г. 13 стран ОПЕК и 11 не входящих в картель государств, включая Россию, впервые договорились о сокращении добычи нефти. Участники сделки должны были снизить производство суммарно на 1,8 млн баррелей в сутки от уровня октября 2016 г., в том числе страны ОПЕК согласились сократить добычу на 1,2 млн барр./сут, а Россия – на 300 тыс. барр./сут. 25 мая 2017 г. в Вене действие соглашения было продлено на девять месяцев, до конца марта 2018 г.

Наконец, согласно заявлениям участников Министерского комитета в Омане, действие сделки «ОПЕК+» охватит весь 2018 г. Более того, к ней присоединились ещё шесть стран-наблюдателей, которые заявили о своей готовности в случае необходимости снизить добычу. Все они прекрасно понимают: будет день – будет и пища, а пока достаточно и жеста солидарности. Невидимая рука рынка, глядишь, всё сама отрегулирует, а героям имитации достанутся призы.

Между тем, соглашение «ОПЕК+» на наших глазах превращается в очередную нефтяную миф, который призван доказать возможность картеля и его союзников держать рынок под своим контролем, или, что то же самое, приписать этому соглашению рост цен на нефть к концу 2017 г.

Хронология событий

Министр энергетики РФ Александр Новак, выступая в качестве сопредседателя седьмого заседания Министерского мониторингового комитета стран ОПЕК и не ОПЕК, сообщил, что по итогам 2017 г. соглашение выполнено на 107%. Его участники демонстрируют изумительную дисциплину, а некоторые, по словам Новака, даже выходят за рамки взятых обязательств. Такого уровня исполнения обязательств странами-экспортёрами нефти ещё не было в истории. А благодаря совместным усилиям России и ОПЕК существовавший на рынке избыток запасов нефти и нефтепродуктов был сокращён за один год в два раза.

Эффективность соглашения была изначально ограничена ростом нефтедобычи в странах, которые к нему не присоединились. Да и ограничивать производство взялись с рекордно высокого уровня – 33,21 млн барр./сут., – который был достигнут в октябре 2016-го, то есть заведомо сохраняя избыток предложения над спросом.

ОПЕК не может в полной мере повлиять даже на своих членов. «Сокращение» добычи в том числе достигнуто путём исключения из расчётов трёх стран – Ирана, Нигерии и Ливии. Они были освобождены от снижения производства. Кроме того, к соглашению не присоединились многие серьёзные игроки – не члены ОПЕК. А рост спроса на 3,2 млн барр./сут может быть с лихвой перекрыт увеличением сланцевой добычи в США и усилиями Бразилии и Канады. Так, по прогнозам, в 2019 г. американские нефтяники будут производить 11,04 млн барр./сут, что больше текущей добычи мирового лидера – России с её 10,85 млн барр./сут.

Колебания цен, проблемы с бюджетами стран, военно-политическая ситуация и т. п. вызывают рост или падение добычи. В частности, Саудовская Аравия и ОАЭ снизили производство, а Иран, Нигерия и Ливия его увеличили. В США (по данным EIA) запасы в нефтехранилищах сократились по сравнению с прошлым годом, но в тот же период они выросли в Китае. То есть произошёл своего рода их транзит. Более того, с июня 2017 г. условия соглашения многими его участниками уже фактически не соблюдаются.

В рамках сделки «ОПЕК+» Россия, как известно, взяла на себя обязательство снизить добычу на 300 тыс. барр./сут с рекордного уровня октября 2016 г., когда в течение одного месяца была достигнута планка – 11,247 млн барр./сут. В результа-

те объявлено, что РФ удалось выполнить взятые на себя обязательства: по данным Reuters, суточная добыча нефти в стране в 2017 г. достигла максимума в 10,98 млн барр./сут. Это выше уровня в 10,96 млн барр./сут, зафиксированного в целом за 2016 г. Причём нефтяной экспорт из Российской Федерации продолжил рост, увеличившись на 1,1%, до 256,787 млн т. Россия вплотную приблизилась к рекордным показателям 2004 г., когда из страны было вывезено 260,3 млн т нефти.

Интернет-ресурс «Нефтянка» замечательно определил ситуацию: *«Начинаем 2018 г. на позитивной ноте – добыча растёт, экспорт приближается к рекордному уровню. При этом “Россия неукоснительно исполняет обязательства в рамках “ОПЕК+”... Как это всё удаётся совместить? Да какая разница!»*

ЭФФЕКТ ПЛАЦЕБО

Рынки восприняли достигнутые договорённости всерьёз, цена на нефть поползла вверх, оживились биржевые спекулянты. Аналитики начали подсчитывать возможные дополнительные доходы бюджетов стран-экспортёров, если цена задержится на выросших значениях.

Сообщения о сделке «ОПЕК+» выглядят как победные реляции, переходящие в восторг: *«России удалось наладить конструктивный диалог на Ближнем Востоке, что особенно важно на фоне военной операции в Сирии, а также политических изменений в Саудовской Аравии»; «очевиден успех соглашения об ограничениях добычи нефти»; «понятно, что соглашение об ограничении добычи нефти между членами ОПЕК и странами, не входящими в нефтяной картель, наконец, принесло плоды»; «ОПЕК и Россия объединились в конце 2016 года против угрозы со стороны американских сланцевиков»; «только на слухах и предположениях» о сделке «ОПЕК+» цена на нефть смогла восстановиться с \$30 за баррель в январе 2016 г.»;* *«этого вполне хватило, чтобы перекрыть финансовые потери от снижения добычи»* и т. п.

Соглашение работает слишком хорошо, чтобы быть правдой. И действительно, если, по мнению Александра Новака, окончательная стабилизация ещё не достигнута, а излишки, которые нужно убрать с рынка, составляют примерно 120 млн баррелей, то значит цена на нефть подросла до 70 долларов в условиях излишка предложения за счёт каких-то других факторов... И всё равно «ОПЕК+» всемоу голова?!

Соотношение спроса и предложения, а не громкие заявления ОПЕК и примкнувших к ней стран определяют ситуацию на рынке. Рынок протестировал уровень цен ниже 30 долларов за баррель и вышел на 50–55 долларов. Но это ещё не значит, что сложившийся уровень цен – это заслуга того самого соглашения. И наоборот, признание ограниченности своих возможностей – не капитуляция ОПЕК перед рынком, а конец имитации победы над ним.

В медицине врач выручает подчас эффект плацебо: вещество без явных лечебных свойств используется в качестве лекарственного средства, а эффект его применения связан с верой самого пациента в действенность препарата. Падение нефтяных цен сподвигло экспортёров на эту старую уловку: координация действий, пусть даже во многом фиктивная, успокаивает, заговаривает рынок, для которого видимость мира и устойчивости лучше пугающей неопределённости перспектив, волатильности цен и нервозности игроков на бирже...

Тем временем на рынке действуют фундаментальные причины, формирующие соотношение спроса и предложения, которые могут совпадать или не совпадать со словесными интервенциями. Так, в момент подготовки к продлению соглашения «ОПЕК+» СМИ сообщили, что *«резкий обвал начался в середине дня, когда пресс-секретарь президента РФ Дмитрий Песков сообщил, что Россия по-прежнему не приняла решения – продлевать или нет сделку с ОПЕК»*. Спустя два часа глава Минэнерго Александр Новак поспешил заверить, что Россия *«склоняется к продлению соглашения»*, но обвал котировок лишь усилился, а торги завершились на минимумах дня.

Что же произошло? По данным исследовательской компании Kepler, объём сырья в танкерах снижался с конца февраля. Однако в конце мая ситуация изменилась, запасы начали расти, несмотря на сокращение добычи в государствах ОПЕК и странах, не входящих в картель, но присоединившихся к сделке. Трейдеры трезво оценили перспективы рынка и решили зафиксировать прибыли, начав распродажу. На рынок стала поступать нефть из запасов, которые были созданы за последние годы и хранились в танкерах.

В результате не заявления или заговора, а конкретный избыток предложения нефти на рынке сбил её цену, но вера в силу слухов и предположений несколько не ослабевает...

МИФ ОБ ЭМБАРГО 73-ГО

Механизм формирования мифа об «ОПЕК+» напоминает историю возникновения легенды о нефтяном эмбарго 1973 г. как решающем факторе роста цен в 1970-е. Этот миф позволял сформировать образ жадных арабов, которые взвинтили цены на нефть и создали массу проблем её потребителям во всём мире. Такую версию с большой охотой поддерживали пиар-службы ведущих нефтяных компаний, поскольку она позволяла снять с себя ответственность за километровые очереди на бензозаправках и переложить её на страны-члены ОПЕК. Однако, если эмбарго было хотя и сравнительно краткосрочным, но реальным и если его использовали как повод для взвинчивания цен, соглашение «ОПЕК+» выглядит по большей части как имитация бурной деятельности.

Опыт 1970-х показал странам-членам ОПЕК, что пировать можно, но сравнительно недолго. Тогда удалось сыграть на дисбалансе в спросе и предложении и за несколько лет взвинтить цену на нефть. Но и расплата оказалась жестокой: рынок не мог после этого «подняться с колен» более 20 лет. В свою очередь, такое наказание долларом отрезвило многих членов картеля. Он пережил детский период «мести Западу» с его многочисленными попытками эмбарго и взрывами трубопроводов и стал вполне прагматичной организацией, которая по мере своих сил и вопреки заявлениям и действиям отдельных своих ретивых членов старается не раскачивать, а напротив, стабилизировать нефтегазовый рынок.

Экономика и политика на рынке нефти всегда были тесно связаны, но нужно понимать границы допустимого. Каждый раз после арабо-израильских войн ближневосточные страны мечтали насолить Западу. Например, во время тройственной войны против Египта, ещё в 1956 г., арабы взорвали трубопроводы, доставлявшие нефть в порты Ливана и Сирии с нефтепромыслов Саудовской Аравии и Ирака, спровоцировав «нефтяной голод» в Западной Европе. Правда, тогда кризис был быстро преодолен.

В ходе шестидневной войны 1967 г. Ирак объявил «полный нефтяной бойкот» Западу и призвал к этому другие арабские страны. Эффект оказался ещё меньшим, и уже в августе 1967-го на Хартумской конференции глав арабских государств было принято решение отказаться от бойкота. В мае 1970-го в Сирии вывели из строя трубопровод, качавший нефть из Саудовской Аравии, и теперь уже руково-



дители Сирии заговорили о новом нефтяном бойкоте. И опять мимо...

Следовательно, попытки подиктовать свои условия предпринимались неоднократно, но при низком спросе на нефть и, соответственно, низких ценах на неё они не вели к тем результатам, на которые был сделан расчёт. Другое дело, что с 1959-го по 1973 г. относительная цена нефти (по сравнению с динамикой цен на промышленную продукцию) неуклонно снижалась. Соответственно, экономика постепенно привыкала к энергорасточительному образу жизни. В свою очередь, низкие цены на топливо не стимулировали его производителей наращивать усилия по добыче. В конце концов, возник дисбаланс.

15 мая 1973 г. в Ираке, Кувейте и Алжире на один час, а в Ливии – на сутки была приостановлена поставка нефти иностранным покупателям – предупредительная акция в надвигающейся нефтяной войне. Однако точка перелома в спросе и предложении пришлось на конец 1973 г. Она могла наступить позднее – эксперты ожидали энергетический кризис в 1975 г., но очередная ближневосточная война спровоцировала «преждевременные роды»...

После октябрьской арабо-израильской войны 1973 г. 10 стран – членов ОАПЕК (Организация арабских стран – экспортеров нефти, созданная в 1968 г.) приняли решение сокращать добычу каждый месяц на 5%, постепенно втягиваясь в бойкот «прямых пособников Израиля». Цены на нефть, начиная с первого шока после войны 1973 г., подскочили в четыре раза. А после второго шока, революции в Иране в 1979 г., – в три с лишним раза.

Эмбарго было прекращено уже в марте 1974 г., но цена на нефть росла и после это-

го. Следовательно, не стоит путать причину и повод: фундаментальные факторы роста цен сохранялись не полгода действия эмбарго, а целых семь лет... А в США даже ещё и в 1981 г. из-за особенностей ценового регулирования. Следовательно, дисбаланс в спросе и предложении был причиной энергетического кризиса 1973–1980 гг., который состоял из двух шоков, связанных с войной Судного дня и революцией в Иране. А эмбарго послужило прологом к нему и спусковым крючком. Более того, последующее падение нефтяных цен происходило под канонаду ирано-иракской войны 1980–1988 гг., которая унесла более миллиона жизней, но не смогла сломать естественного течения энергетического цикла.

Таким образом, ОПЕК начинает играть заметную роль на рынке только тогда, когда для того складываются экономические условия, а никак не наоборот. Падающие цены, как свидетельствует исторический опыт, подрывают дисциплину, а частные бюджетные проблемы отдельных стран и конкретные условия добычи в них многих заставляют нарушать систему квот или сворачивать работы независимо от них. При этом лопни, но держи фасон: конечно, хочется казаться всеильным и приписать стандартную балансировку рынка своим координационным способностям.

ОБЯЗАТЕЛЬСТВА И ПРИНЦЫ

Впрочем, в какой-то момент над сделкой «ОПЕК+» нависла серьёзная угроза под названием «бюджетная политика Саудовской Аравии». Но всё решилось «делом принцев», а по сути, неким вариантом налога на коррупцию. Пока в России 25 лет

обсуждают компенсационный платёж за приватизацию 1990-х, саудовские власти в решении сходной проблемы пошли напролом, через отель Хилтон...

Дело в том, что, как обычно бывает при снижении цен на нефть, тяготы ограничения добычи пришлось взять на себя главным образом Саудовской Аравии. Она вынуждена была рисковать своей долей на рынке ещё и из-за планов проведения IPO компании Saudi Aramco объёмом до 100 млрд долларов, которое намечено на 2018 г. Чем выше цена на нефть, тем выше цена пакета компании. Вместе с тем, чем выше нефтяные котировки, тем активнее действуют американские производители сланцевой нефти. При ценах выше 50 долларов, по оценке Rystad Energy, добыча в США будет расти на 1 млн баррелей в сутки ежегодно вплоть до 2020 г., покрывая две трети всего нового спроса на нефть в мире (в среднем 1,5 млн барр./сут).

Оказавшись в тупиковой ситуации, власти Саудовской Аравии начали было готовить радикальную смену курса экономической политики. Предполагалось ликвидировать субсидии на бензин, сбалансировать бюджет, отказавшись от части бюджетных обязательств, тем самым и от попыток поднять цены на нефть. То есть перестать бороться с рынком, сокращая добычу и теряя свою долю на мировом рынке. Страна долго жила, надеясь переждать, перетерпеть неблагоприятный период конъюнктуры и усердно проедавая свои валютные резервы. Их объём, по данным Aljazeera, за три года упал в 1,5 раза – с 737 млрд долларов в августе 2014-го до 487 млрд в июле 2017-го.

Поэтому, как сообщало агентство Bloomberg со ссылкой на источники в Эр-Рияде, с 2018 г. Саудовская Аравия намерена была прекратить практику субсидирования внутренних цен на топливо. Это позволило бы резко сократить расходы саудовского бюджета, который на 90% наполняется за счёт нефтяных налогов и уже сводился с дефицитом в 15% ВВП (три четверти которого, по оценкам МВФ, были вызваны именно поддержкой низких цен на бензин). Поворот в экономической политике саудитов способен был привести к тому, что их бюджет мог бы выдерживать более низкие цены на нефть. А следствием этого решения могла бы стать новая ценовая война за передел рынка и формальный конец соглашения «ОПЕК+».

Понятно, что подобный отказ от бюджетных обязательств создавал для властей многочисленные социально-экономические проблемы внутри страны и полити-

ческие – на международной арене. Однако в рукаве у руководителей государства неожиданно нашёлся козырь. В ночь на 5 ноября 2017 г. по инициативе Национального антикоррупционного комитета, возглавляемого 32-летним наследным принцем Мухаммедом бен Салманом Аль Саудом, были взяты под стражу 11 принцев, 38 чиновников и бизнесменов, которых отравили в гостиницу Хилтон. Число задержанных потом увеличилось до 200 человек. Было объявлено о заморозке счетов и активов подозреваемых, но не счетов самих принадлежащих им компаний, чтобы они работали, как ни в чём не бывало.

Власти объявили о намерении конфисковать у задержанных активы на сумму до 800 млрд долларов. Но 22 января стало известно, что за 100 миллиардов долларов правительство готово освободить и снять все обвинения с арестованных принцев. Как передавал Reuters, за свою свободу Аль-Валид ибн Талал предлагал «пожертвование» Саудовской Аравии, но генерального прокурора и других высокопоставленных лиц сумма не устроила. Потом промелькнула цифра в 300 млрд долларов.

Мухаммед бен Салман всерьёз отнёсся к объявленной им реформе в королевстве и не хочет никому дать шанса ей противостоять. Первым крупным шагом этой реформы должно стать IPO госкомпании Saudi Aramco, намеченное на I квартале 2018 г. А президент США Дональд Трамп недавно вступил в конкуренцию с Европой за место проведения этого IPO, предлагая американские биржи. Цена за 5% акций прогнозируется на уровне 100 млрд долларов (оценка компании в целом – до 2 трлн долларов, мировой рекорд капитализации).

Мировые цены на нефть взлетели на новостях из Саудовской Аравии не столько из-за политического кризиса, сколько из-за того, что стало ясно – королевство не выходит из сделки «ОПЕК+». Более того, Эр-Рияд произвёл особое впечатление на рынок, заявив о сокращении экспорта нефти (правда, не добычи) на 10%, или на 120 тыс. барр./сут, чтобы поддержать высокие цены. Одним словом, Саудовская Аравия делает максимум возможного, чтобы к моменту IPO Saudi Aramco цены на «чёрное золото» были на локальном пике.

ПРАЗДНИКА НЕ БУДЕТ

Другое дело, что произойдёт потом... Трагиться на поддержку цен королевство больше не будет, и велика вероятность того, что, чем выше сегодня заберётся нефть,

тем ниже она затем упадёт... Саудовская Аравия и Россия, крупнейшие участники соглашения «ОПЕК+», неоднократно подчёркивали, что выход из создавшейся ситуации должен быть очень медленным и постепенным. Назывались сроки от квартала до полугода. Однако не исключено, что всё решится само собой, если цены на нефть начнут снижаться. И такой сценарий развития событий в 2018 г., по мнению многих экспертов, весьма вероятен.

Согласно январскому краткосрочному прогнозу Минэнерго США, рост спроса на нефть составит лишь 1,7 млн барр./сут и будет сосредоточен главным образом в развивающихся странах Азии. Потребление нефти в Европе практически не изменится (14,3 млн барр./сут), а в Канаде даже начнёт сокращаться (с 2,41 до 2,38 млн барр./сут). В 2017 г. при добыче 97,97 млн барр./сут мировая экономика потребляла 98,38 млн баррелей. Дефицит поставок привёл к распродаже излишков, накопленных в коммерческих хранилищах, и взвинтил цены почти на 30% – до максимумов с декабря 2014 г. в 69,2 доллара за баррель Brent. Но продолжения «праздника» не будет: в 2018 г. в мире предполагается добывать на 0,2 млн барр./сут больше, чем потребляется, а в 2019-м избыток вырастет до 0,35 млн барр./сут.

Производство нефти в мире в ближайшие два года будет расти быстрее, чем спрос, а рынок вернётся к состоянию избыточного предложения. Благодаря ренессансу сланцевой добычи, расширению производства в Канаде и других странах, не присоединившихся к соглашению «ОПЕК+», в 2018 г. на рынок будет поступать дополнительно 2,4 млн барр./сут.

В результате прирост мировой добычи станет рекордным с 2014 г. (2,8 млн барр./сут), поскольку на «сланцевую революцию» наложилось решение ОПЕК качать максимально возможные объёмы и ждать, что рынок сбалансирует себя сам. Следовательно, решение о пакте «ОПЕК+» появилось ровно тогда, когда рынок прошёл точку перелома. Сначала произошёл отраслевой кризис перепроизводства, затем начали уходить с дороги все, кто не выдержал ценовой конкуренции, наконец, рынок продемонстрировал признаки стабилизации спроса и предложения и уровень цен в узком диапазоне. Именно в этот момент на сцене появилась «ОПЕК+», которая приписала эту стабилизацию себе. И рынок удовлетворенно поддержал этот миф, поскольку, как известно, худая стабильность лучше доброй волатильности. ■



XV МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ 2018

16 мая, Москва, «Балчуг Кемпински»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ

ОРГАНИЗАТОР **RPI** www.rpi-conferences.com

СПОНСОРЫ

NOVOMET

OILTECH

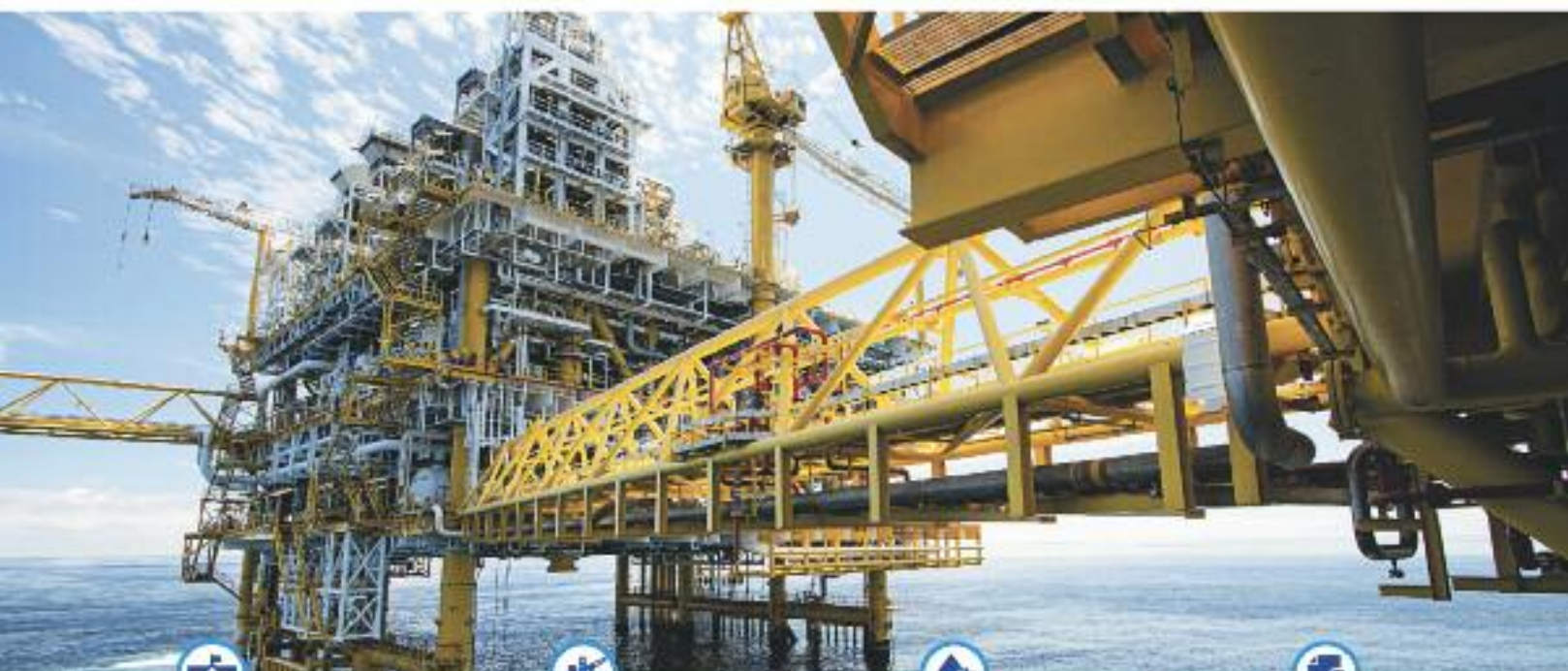


ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2018!

**ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ
ШЕЛЬФОВЫХ ПРОЕКТОВ В УСЛОВИЯХ СЛОЖИВШЕЙСЯ ЦЕНОВОЙ КОНЬЮНКТУРЫ**



Государственные и корпоративные планы по развитию оффшорных проектов и созданию сопутствующей инфраструктуры



Освоение шельфа южных, арктических и дальневосточных морей: перспективы нефтегазоносности месторождений, опыт реализации проектов, проблемы и пути их решения



4 года санкций для нефтегазовой отрасли РФ – первые итоги импортозамещения. Оборудование и технологические решения для реализации шельфовых нефтегазовых проектов



Экономические и нормативно-правовые аспекты освоения месторождений на шельфе РФ. Как достичь экономической эффективности проектов в современных российских условиях и снизить риски?

**15
ЛЕТ**

**ВЕДУЩЕМУ
МЕРОПРИЯТИЮ
ОТРАСЛИ,
ЕЖЕГОДНО
ПРОХОДЯЩЕМУ
ПРИ ПОДДЕРЖКЕ
ПАО «ГАЗПРОМ»**

130+

**ВЕДУЩИХ
ИГРОКОВ
ОТРАСЛИ**

20+

**АВТОРИТЕТНЫХ
СПИКЕРОВ
ЭКСПЕРТОВ**



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

Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru

www.rpi-conferences.com

Прощай, нефтедоллар?

Американская валюта начинает терять статус основного средства расчёта за поставки энергоносителей



Константин СЕРГЕЕВ

В последнее время многие страны мира всё меньше устраивает гегемония традиционного тандема: «зелёный друг» – «чёрное золото». Это становится ещё более очевидным по мере того, как (по признанию самих же американских СМИ) углубляется процесс превращения Соединённых Штатов из всемирного кредитора в мирового должника № 1. Изящная комбинация, благодаря которой странам-потребителям для покупки энергоносителей предвзительно приходится приобретать ещё и доллары США, рискует оказаться далеко не вечной, а принудительная «демократизация» традиционных нефтяных кладовых (Ирака, Ливии и других) – недостаточно эффективной, чтобы обеспечить поддержку национальной валюты всё новыми порциями «освобождённой» нефти, добыча которой поставлена под контроль американских операторов. Здоровая конкуренция не заставила себя долго ждать.

URALS ПОДКРАЛСЯ НЕЗАМЕТНО

Идея постепенно «отвязаться» от доллара при экспорте энергоносителей возникла в России ещё в начале 2000-х. Однако её реализация была отсрочена – сперва из-за глобального кризиса 2008–2009 гг., а затем – в результате бурных событий 2014–2015 гг., сопровождавшихся резким пикированием нефтяных котировок. В основе этой идеи лежит организация прямых продаж смеси Urals непосредственно за рубли, без дисконтного пересчёта по марке Brent, котировки которой установлены в долларах.

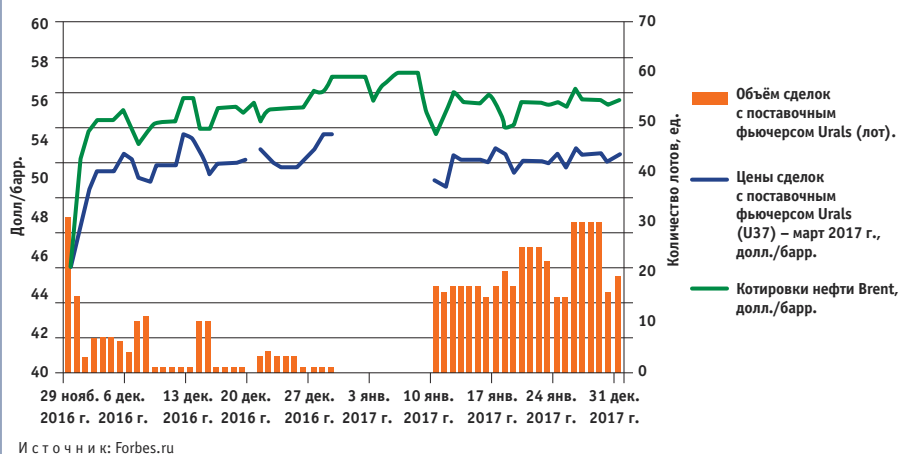
Прозрачность и объективность существующих схем пересчёта оставляют желать лучшего, что делает зависимым стоимость российского нефтяного экспорта от цен на «чёрное золото», добываемое западными операторами в Северном море. Обычно Urals (относительно более тяжёлая смесь сортов, добываемых в Поволжье, Западной Сибири и, собственно, на Урале) заметно уступает в цене более лёгкой Brent. Согласно оценкам агентства Platts, в последние семь лет дисконт не превышал 4 доллара на баррель, а временами (вследствие снижения поставок «тяжёлых» сортов из Ирака и Ирана) российская смесь стоила дороже североморской. Даже спустя три

месяца после того, как Иран вернулся на экспортный рынок (февраль 2016 г.), Urals уступала Brent лишь около 1,9 доллара на баррель. Среднесрочная же (до конца 2017 г.) динамика этого показателя оценивалась российскими экспертами в пределах 3–4 долл./барр.

В подобных условиях на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже (СПбМТСБ) в конце ноября 2016 г. стартовали торги трёхмесячными фьючерсами на Urals с поставками на условиях FOB из порта Приморск. При минимальном размере поставок – 720 тыс. барр. – объём начального контракта был определён в 1 тыс. барр. Заявленные же мощности балтийских терминалов по отгрузке достигали 1,5 млн барр./сут.

Заметим, что на первом этапе фьючерсы всё же номинировались в долларах. Это было сделано для того, чтобы минимизировать валютные риски и привлечь к торгам максимальное количество участников. Поначалу западные эксперты встретили данное сообщение достаточно критически, припомнив неудачу аналогичной инициативы в 2006–2012 гг. И действительно, первые шаги оказались не слишком удачными. Фактические отгрузки, спланированные на март 2017 г., затем перенесли на конец года. Причём связано это было не

Рис. 1. Динамика торгов поставочным фьючерсом Urals на СПБМТСБ



Источники: Forbes.ru

столько с недостатком покупателей, сколько с неопределённостью самой процедуры реализации подобных сделок (в частности, с таможенным декларированием). Эти трудности удалось разрешить лишь к октябрю. Однако пока биржевая цена на российскую смесь даже в чисто спекулятивных сделках постепенно приобретала всё более чёткие очертания (см. рис. 1), на рынке появились новые факторы, способствующие успеху этого не очень-то приятного (для нефтедоллара) начинания.

КИТАЙСКИЕ СЮРПРИЗЫ

В то время как Запад отнёсся к российским попыткам продвижения прямых продаж Urals с изрядной долей скепсиса, вполне здоровый интерес к ним проявили деловые круги КНР. Причём первые признаки этого были зафиксированы почти за полгода до фактического начала торгов соответствующими фьючерсами на СПБМТСБ — ещё в мае 2016 г.

Впрочем, причины подобного интереса вполне очевидны: пользуясь относительно благоприятной рыночной конъюнктурой, Поднебесная наращивает закупки «чёрного золота», стремясь уже к 2020 г. довести объём своих стратегических запасов до 550 млн баррелей. Её также не особо устраивают так называемые синтетические котировки Brent или Dubai. Причём по мере роста мировых цен этот дискомфорт только увеличивается. К тому же в современных геополитических реалиях вопрос «Почём?» для Пекина всё теснее связывается с вопросом «У кого покупать?» Ответом на него стало решительное изменение географии основных источников импорта в пользу России, которая уже в I квартале 2016 г. опередила Саудовскую Аравию (см. рис. 2).

Согласно оценкам Федеральной таможенной службы РФ, по итогам 2016 г. Китай получил из России 47 млн т нефти на сумму 14,83 млрд долларов, что обеспечило почти пятую часть российских экспортных поступлений.

Согласно оценкам Федеральной таможенной службы РФ, по итогам 2016 г. Китай получил из России 47 млн т нефти на сумму 14,83 млрд долларов, что обеспечило почти пятую часть российских экспортных поступлений. В 2017 г. РФ ещё больше укрепила свои позиции поставщика № 1 нефти в Китай: только в июле её экспорт достиг 5 млн т. Причём тенденция к росту сохранилась и в последующие месяцы. На этом фоне

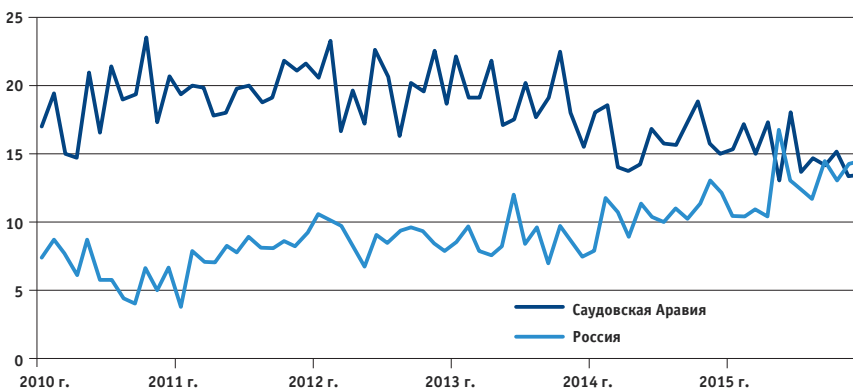
вполне естественным выглядит предложение СПБМТСБ коллегам с Шанхайской нефтегазовой биржи (SHPGX) — подключиться к торгам фьючерсами на Urals. В том числе — в качестве клирингового брокера, контролирующего совокупные расчёты за партии нефти, приобретённые китайскими партнёрами.

По мнению руководства Федеральной антимонопольной службы РФ, соответствующий меморандум может быть подписан уже в ближнесрочной перспективе. При этом для китайской стороны могут представлять интерес как физические поставки российской нефти по фьючерсам, так и использование их для страхования (хеджирования) рисков. В том числе — и для контрактов на поставку смеси ESPO по трубопроводной системе Восточная Сибирь — Тихий океан, на долю которых приходится львиная часть китайского нефтяного импорта из России.

Согласно оценкам российских отраслевых аналитиков (к примеру, Василия Тануркова из «Велес-Капитала»), Китаю будет удобнее хеджировать эти контракты через котировку Urals, чем посредством аналогичных операций по Brent или WTI. В частности, это объясняется более устойчивой разницей в цене между ESPO и Urals.

Впрочем, эксперты не исключают возможности того, что со временем ESPO сможет стать ещё одной независимой эталонной маркой для прямых продаж российской нефти, на сей раз — для азиатских рынков, потеснив на них Dubai Crude. Решающим фактором для этого должно стать увеличение объёмов продаж и расширение рынков сбыта. На сегодняшний день среднесуточные объёмы отгрузки смеси Urals оцениваются в 3 млн баррелей, а ESPO — порядка 600 тыс., причём оба

Рис. 2. Сравнительная динамика импорта сырой нефти Китаем из России и Саудовской Аравии, % от общего импорта сырой нефти КНР



Источники: Генеральная администрация Таможенной Службы КНР, RBC Capital Markets.

эти показатели проявляют тенденцию к дальнейшему росту. В то же время поставки «чистой» Brent (по мере истощения запасов шельфа Северного моря) постепенно снижаются, а предложения Dubai и Oman – преимущественно стагнируют.

Таким образом, поступательно увеличивая экспорт Urals (преимущественно на Запад) и ESPO (на Восток), Россия получает шансы обрести сразу два эталонных сорта, благодаря которым впоследствии можно будет полностью отказаться от доллара США.

Кстати, пока российский рубль сосредотачивает свои силы, к решительному наступлению на энергетическом фронте, похоже, готовится китайский юань. В июне – июле прошлого года Шанхайская международная энергетическая биржа (INE) провела успешное тестирование программ торговли фьючерсами

Поступательно увеличивая экспорт Urals (преимущественно на Запад) и ESPO (на Восток), Россия получает шансы обрести сразу два эталонных сорта, благодаря которым впоследствии можно будет полностью отказаться от доллара США.

на сырую нефть, номинированных в родной валюте. В результате этого в США резко активизировались опасения, что реальные торги в юанях будут запущены уже на рубеже 2017–2018 гг., пока на западных фондовых рынках царит рождественское затишье. Впрочем, благодаря возросшей санкционной активности официального Вашингтона, подобные «подарки» в новом году нефтедоллар может получить не только из Поднебесной.

БРАТЯ ПО САНКЦИЯМ

Прежде всего, к таким инициативам готов присоединиться Иран, над которым нависла угроза расторжения так называемой ядерной сделки и возобновления санкций – по крайней мере, со стороны США. Вашингтон уже успел официально объявить на уровне ООН о создании новой антииранской коалиции. Любопытно, что уже при первых намёках на возможность возврата к блокаде иранского нефтяного экспорта, российские операторы (в частности, «Роснефть», «Газпром нефть», «ЛУКОЙЛ») сообщили о существенном расширении своих инвестици-



Иранский лидер аятолла Али Хаменеи

онных планов в отношении энергетического сектора этой страны.

Ещё дальше по пути активизации двустороннего сотрудничества пошёл иранский лидер аятолла Али Хаменеи, который в ноябре 2017 г. открыто призвал изолировать США, отказавшись от их валюты при взаимных расчётах с Россией. В качестве эффективного инструмента для совместного «отражения» санкций гн Хаменеи рассматривает использование риала и рубля в двух- и многосторонних финансовых операциях.

Однако гораздо большую тревогу американских наблюдателей вызывает возможность применения бартерных схем. Причём как в привычных вариантах – «нефть в обмен на продовольствие и оборудование», – так и в чисто энергетических взаиморасчётах. Например, дополнительный риск для нефтедоллара представляет широкая реализация бартерных схем при поставках российского газа через Туркменистан в северные провинции Ирана, которая является одним из ключевых элементов двустороннего сотрудничества. Помимо этого речь идёт о планах дополнительных закупок Россией до 500 тыс. барр./сут иранского «чёрного золота», против осуществления которых титенно боролась ещё администрация Б. Обамы.

Вместе с расширением проектов по добыче углеводородов российскими компаниями на территории Ирана подобные шаги могли бы минимизировать последствия новых санкций для иранской экономики (если они всё-таки будут введены). Возможно, «безденежные» сделки в XXI веке и выглядят несколько архаично. Зато они весьма действенно устраняют политически враждебного «валютного посредника». К тому же они способствуют согласованию позиций Ирана и России по совместному освоению перспективных энергорынков Европы и Азии, ко-

торые вызывают столь нездоровые аппетиты сланцевых операторов США.

Почти одновременно с Ираном свой собственный вариант избавления от господства нефтедоллара предложила Венесуэла. Вслед за введением Вашингтоном в августе прошлого года новой порции санкций, дополнительно ограничивающих доступ официального Каракаса к рынкам перекредитования долговых обязательств, президент Николас Мадуро объявил о намерениях полностью отказаться от использования «зелёного друга» в международных расчётах. В Вашингтоне подобное заявление поначалу посчитали блефом, но уже в сентябре 2017-го Венесуэла официально номинировала цены на свое «чёрное золото» в китайских юанях, с пересчётом по курсу, не слишком выгодному для доллара США.

А после того как руководство Венесуэлы официально заявило о своём решении не принимать более доллары в качестве оплаты за поставки нефти и нефтепродуктов, их экспортёры (в том числе и из самих США) начали конвертировать свои счета в евро. Более того, по данным экспертов Zerohedge, государственная нефтяная корпорация PdVSA рекомендовала партнёрам по совместным проектам не только открыть счета в евро, но и перевести в эту денежную единицу все денежные авуары.



Президент Венесуэлы Николас Мадуро

Но и на этом дело не закончилось: в ходе своего октябрьского (2017 г.) блиц-визита в Москву, Минск и Анкару Николас Мадуро заявил о запуске новой формулы расчёта цен на нефть, с использованием российского рубля, китайского юаня и «некоторых других» валют. При этом он не без иронии отметил, что, ужесточая финансовую блокаду Венесуэлы, США создают серьёзные проблемы для собственного бизнеса, которому будет крайне затруднительно получить выплаты по ранее предоставленным займам. В

то же время долг перед Россией может быть успешно реструктуризован, в том числе за счёт прямого доступа российских операторов к освоению месторождений на территории Венесуэлы, к активам перерабатывающих предприятий (частично расположенных в США), а также путём применения клиринговых схем взаимных поставок нефти («тяжёлая» в обмен на «лёгкую»).

Особо стоит отметить планы приобретения Венесуэлой в первом полугодии 2018-го 1,2 млн баррелей нефти марки Urals с её последующей переработкой на местном НПЗ Isla. На этом фоне снижение физических объёмов поставок венесуэльской нефти и нефтепродуктов в США, при постепенном вытеснении доллара из расчётов за них, выглядит особенно контрастно.

К тому же риски для нефтедоллара отнюдь не исчерпываются попытками замены его рублём, юанем, евро, их всевозможными комбинациями в новых валютных корзинах или двусторонними бартерными схемами.

Его Величество Золото

Статус этого вечного рыночного антагониста доллара США может повыситься уже в среднесрочной перспективе. По крайней мере, именно такие опасения вызвало заявление первого заместителя председателя Центрального Банка России Сергея Швецова о том, что страны БРИКС предполагают в скором времени создать



Reuters

собственную систему торговли золотом. Учитывая, что четверо из пяти членов данной организации (Бразилия, Россия, Индия, Китай и ЮАР) являются крупнейшими производителями этого благородного металла, а двое (РФ и КНР) – ещё и одними из основных его импортёров, подобные планы выглядят не только естественными, но и вполне осуществимыми. Вдобавок весь предшествующий санкционный период оказался просто удивительно удачным для России с точки зрения пополнения её золотого запаса (см. рис. 3).

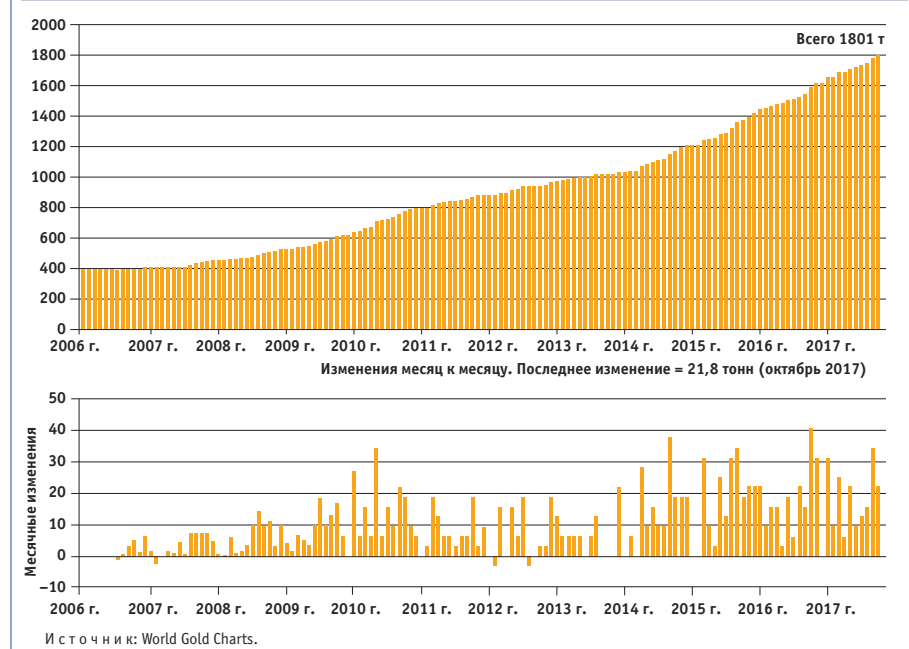
Уже к ноябрю 2017 г. Банк России официально заявил об его увеличении до

1801 т (на 186 т с начала года). Причём только в октябре золотые закрома Родины были пополнены на 21,8 т. При сохранении подобных темпов уже в начале 2018 г. Россия может обогнать Китай (1842 т). Таким образом, общий золотой запас группы БРИКС составит не менее 4300 т, или порядка 54,5% от аналогичного показателя США (8133,5 т), который декларирует себя на неизменном уровне с 2006 г.

Развитие «параллельного» рынка золота в подобных условиях может ещё больше изменить данное соотношение не в пользу Соединённых Штатов и существенно повысить шансы на использование золотого стандарта при расчётах за энергоносители. В свою очередь, это приведёт к бурному росту вынужденного спроса на золото как промежуточного товара, необходимого для последующего приобретения нефти и газа, и, следовательно, – к постепенному вытеснению нефтедоллара из столь удобной для него ниши мировой валюты. В частности, эксперты Saudi Research and Marketing Group (SRMG) из Саудовской Аравии прогнозируют, что начало реализации «золотых» контрактов на энергоносители может стать причиной значительного (до 35–37%) увеличения цен на этот благородный металл, что обещает валюте США существенные потери в курсовом весе.

Конечно, пока «зелёный друг» (и владельцы станка по его изготовлению) может испытывать иллюзию незыблемости своего господства. Но даже долгая дорога начинается с первого шага, и с каждым днём подобных шагов на пути ослабления позиций нефтедоллара становится всё больше.

Рис. 3. Динамика изменения золотого запаса России, т





Bringing
Goals to Solutions

Oil & Gas series



PRC Russia&CIS

Конгресс по нефтепереработке и нефтехимии

9-10 Апреля, 2018

Four Seasons Hotel Москва, Россия

Повышение рентабельности в сегменте Downstream

Конференц
Сессии

Выставочная
Зона

Круглые
Стол

Бизнес
Встречи



РЕКЛАМА

prcrussia.com

+ 7 495 204 1465 (Россия)

info@prcrussia.eu



Блокчейн: не только банки

Новая технология находит применение как в финансовой сфере, так и в нефтегазовом комплексе



www.kpmg.ru

Антон УСОВ,
партнёр, руководитель международной практики по работе с компаниями
нефтегазового сектора;
Николай ЛЕГКОДИМОВ,
партнёр, руководитель практики консультирования
по перспективным технологиям для нефтегазового сектора
КПМГ в России и СНГ

Технология блокчейн, или, как её ещё называют, технология «распределённого реестра» (distributed ledger), или, как её калькируют в наших государственных документах, «технология блоковой цепи», появилась вот уже почти десять лет назад. Изначально она была заявлена коллективом авторов в качестве основы для биткойна и механизма для «прямых онлайн-платежей электронными наличными без посредничества финансовых организаций».

ИЗ ФИНАНСОВ – В НЕФТЕГАЗ

Длительное время практически вся деятельность в области появившейся технологии была уделом так называемых криптоэнтузиастов. Они верили, что за взаимодействием на основе блокчейна, не требующим доверия к устоявшимся финансовым и государственным институтам, стоит новое технократическое (во многом анархическое) будущее. При этом данная технология не выходила за рамки первоначального сценария применения, а именно платежей, расчётов, клиринга обязательств между участниками и т. п. Бурный рост как собственно числа криптовалют, так и объёма рынка, в том числе и феноменальная волатильность основных криптовалют на протяжении последней пары лет вкупе с фантастическими нормами прибыли отдельных ICO¹-проектов, привел к взрывному росту интереса к этой технологии. Тем не менее вплоть до прошлого года этот ин-

¹ ICO – initial coin offering.

терес главным образом лежал, условно говоря, в «криптофинансовой» области. И основными игроками на данном рынке оставались как индивидуальные трейдеры и предприниматели, так и молодые команды блокчейн- и криптостартапов.

Само собой разумеется, первой отраслью, которая начала всерьёз присматриваться к применению технологии блокчейн для решения задач крупного бизнеса, стала банковская отрасль. Как зарубежные, так и российские банки создали внутренние подразделения для проработки концепций применения блокчейна в ежедневных процессах. Банки и работающие с ними вендоры и консультанты начали осуществлять пилотные проекты и проводить «подтверждения концепции» (PoC²), а также разрабатывать «минимально жизнеспособные продукты» (MVP³). И блокчейн стал приобретать устойчивые корпоративные очертания.

Первоначально все усилия по апробации технологии затрагивали практически только платежи и расчёты. Но по мере распространения концепции «умных контрактов» (smart contracts) сфера возможного применения технологии блокчейн стала выходить не только за пределы изначально подразумевавшихся «платежей электронными наличными», но и за пределы собственно финансовой сферы. «Умный контракт», а именно программный протокол, определяющий алгоритм заключения, поддержания и исполнения контрактов в архитектуре блокчейна, позволил существенно расширить возможности технологии – с уровня проведения платежей на уровень подписания и автоматического исполнения сделок и договоров, а также их документального сопровождения. На сегодня «пилоты» и полноценные проекты с использованием блокчейна уже вовсю идут в энергетической отрасли, розничной и оптовой торговле, страховании, логистике.

Нефтегазовый комплекс, изначально скептически смотревший на использование блокчейна, сегодня активно ищет новые возможности для своего бизнеса с применением данной технологии. Например, крупные международные нефтетрейдеры, такие как Trafigura⁴ и Mercuria⁵, уже запустили блокчейн-про-

екты для повышения эффективности сделок по нефти, оптимизируя процессы торгового финансирования, проверки документов сделки, и т. д. У нефтяников появилась даже своя собственная криптовалюта (bilur⁶), в обеспечение которой создатели – британская компания R FinTech – выделили миллион баррелей сырой нефти.

В целом нефтяная отрасль, где по большей части доминируют ВИНК, в силу своей комплексной структуры и большой доли «бумажных» и «мануальных» процессов предоставляет бизнесу практически безграничные возможности по оптимизации и реинжинирингу процессов и созданию новых бизнес-моделей на основе технологии блокчейн. Они могут применяться по всей цепочке – от добычи до переработки, от отгрузки до реализации, – а также по всему функциональному набору – от закупок сырья и МТР до управления ремонтными работами и цепочками поставок.

Блокчейн на службе ВИНК

Сегодня мы в КПМГ видим значительное количество сценариев возможного применения технологии блокчейн в российских нефтегазовых компаниях уже при текущем уровне автоматизации. В качестве примера рассмотрим её использование в розничной торговле моторным топливом и сопутствующими товарами.

Так, в розничных продажах одним из возможных кейсов является внедрение блокчейна в программы лояльности (особенно при реализации кросс-программ с несколькими участниками-партнёрами). Блокчейн позволяет увеличить эффективность клиринга между участниками-партнёрами, повысить доверие со стороны клиентов, упростить конвертацию баллов лояльности. В настоящее время блокчейн уже внедрён в огромное количество программ лояльности по всему миру, и адаптация и репликация данного опыта относительно проста.

Организация электронной торговой площадки (ЭТП) на платформе блокчейна и реализация на её базе «смарт-контрактов» оптовой и мелкооптовой торговли нефтепродуктами позволяют привлечь большее количество конечных покупателей за счёт повышения прозрачности процесса торгов. Кроме того, повышается маржинальность сделок бла-

годаря обеспечению конкурентности торгов. И как косвенный эффект – снижаются риски поступления претензий со стороны ФАС в части недопустимой конкуренции и создания ограничений на приобретение топлива.

Расчёты с джобберами и защита бренда топлива и самой компании – ещё одна потенциальная область удачного применения технологии блокчейн. Повышение прозрачности взаиморасчётов, обеспечение контроля за поставками и продажами, особенно при реализации «чужого» топлива, – вот некоторые из преимуществ блокчейна при работе по схеме франчайзинга.

Контроль цепочек поставок – также один из возможных частных сценариев применения блокчейна. В случае розничной торговли это может быть как контроль контрафакта и скоропортящихся продуктов при поставках сопутствующих товаров, так и контроль всей товарной цепочки по топливу – особенно при совмещении блокчейна с технологией «интернет вещей» (IoT⁷) на узлах, резервуарах и средствах измерения.

Примеров потенциального использования блокчейна в нефтегазовой отрасли можно привести много. Конечно, не все они ограничиваются розницей. Блокчейн может быть применён в самых различных сферах – от контроля метрологического обеспечения по всему измерительному контуру производства до повышения прозрачности голосования акционеров, от морской логистики и фрахта до контроля железнодорожной отгрузки.

Технология блокчейн приходит в крупный бизнес, в том числе нефтегазовый, всерьёз и надолго. И отнюдь не случайно «технологии распределённого реестра» стали одним из пунктов программы цифровизации российской экономики, принятой Правительством РФ. К лету этого года, согласно поручению Президента Российской Федерации, государство и ЦБ⁸ должны определиться со своим отношением ко многим новым понятиям, связанным с блокчейном. В то же время, каким бы ни стал юридический статус смарт-контрактов, налоговый статус криптовалют, экономические определения майнинга, учиться работать с технологией блокчейн российской нефтегазовой отрасли стоит уже сейчас. ■

² PoC – proof of concept.

³ MVP – minimum viable product.

⁴ <https://www.trafigura.com/news/natixisc-ibm-and-trafigura-introduce-first-ever-blockchain-solution-for-us-crude-oil-market/21324>

⁵ <https://www.reuters.com/article/us-davos-meeting-mercuria/mercuria-introduces-blockchain-to-oil-trade-with-ing-socgen-idUSKBN1531DJ>

⁶ https://www.blockchaindailynews.com/Bilur-The-next-Generation-Cryptocurrency_a25382.html

⁷ IoT – internet of things.

⁸ <http://kremlin.ru/acts/assignments/orders/55899>

21-23 МАРТА 2018

ОМСК

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ И УЧАСТИИ:

Министерство промышленности,
транспорта и инновационных
технологий Омской области

Администрация города Омска

Межрегиональная ассоциация
«Сибирское соглашение»

Омская ТПП

НП «Сибирское машиностроение»

Союз машиностроителей России



СИБИРСКИЙ ПРОМЫШЛЕННО- ИННОВАЦИОННЫЙ ФОРУМ

ПРОМТЕХЭКСПО

В ЭКСПОЗИЦИИ ФОРУМА:

**АВТОМАТИЗАЦИЯ,
ЭЛЕКТРОНИКА,
ИЗМЕРЕНИЯ**

ОМСКГАЗНЕФТЕХИМ

МАШИНОСТРОЕНИЕ

МЕТАЛООБРАБОТКА

СВАРКА

ЭНЕРГОСИБ, СИБМАШТЭК

ИНЭКСПО

ВЫСТАВКИ-ПАРТНЕРЫ:



АВТОМАТИЗАЦИЯ
Санкт-Петербург



**ПРОМЫШЛЕННАЯ
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ПРИВОДЫ**
и сопутствующие выставки



**РАДИОЭЛЕКТРОНИКА
И ПРИБОРОСТРОЕНИЕ**
международная специализированная выставка

Попутный газ: проблема или ценное сырьё?



Россия сохраняет пальму первенства по объёмам сжигания этого перспективного ресурса

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

В силу неразвитости газотранспортной инфраструктуры и отсутствия доступных газовых рынков добываемый вместе с нефтью попутный газ нередко закачивается обратно в пласт для повышения внутрипластового давления, просто выпускается в атмосферу или сжигается на факелах. Это представляет собой серьёзную проблему для отрасли. Различают две основные формы попутного нефтяного газа (ПНГ) – это газ газовых шапок (gas-cap gas) и связанный (растворённый) газ (dissolved gas). В отличие от сухого, чистого (свободного) газа, состоящего почти исключительно из метана, в состав ПНГ входят и более тяжёлые углеводороды. По своему химическому составу он является жирным природным газом (см. табл. 1).

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БОМБА

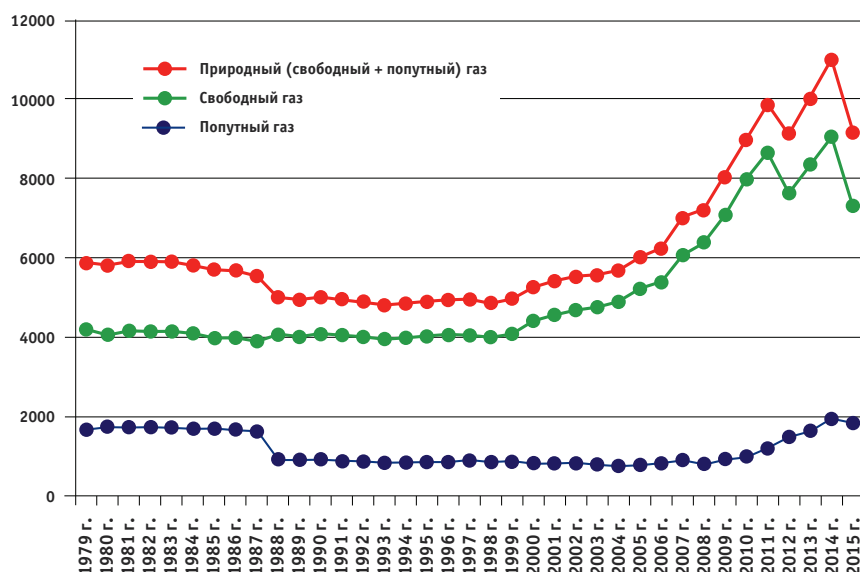
Если применить к мировым доказанным запасам природного газа (порядка 185 трлн м³) коэффициент 0,2, типичный для структуры разведанных газовых запасов США (см. рис. 1), то получится, что доказанные запасы ПНГ в мире превышают сейчас 37 трлн м³. С 1996 г. они выросли более чем на 50% (см. табл. 2).

В среднем по миру утилизируется лишь около половины добываемого ПНГ, ещё примерно четверть используется для нужд самих промыслов, а более 25% уничтожается.

Ежегодно порядка 140–150 млрд м³ ПНГ, не находящего сбыта в силу неразвитости газотранспортной инфра-

Табл. 1. Примерный химический состав типичного попутного газа, %

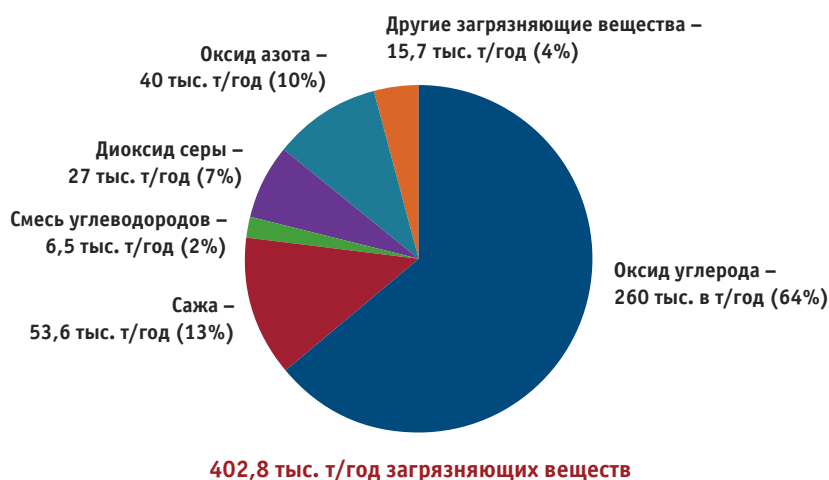
Компонент	Химическая формула	% по объёму	% по весу
Метан	CH_4	81	60
Этан	C_2H_6	5,5	7,7
Пропан	C_3H_8	6,6	13,5
Бутан	C_4H_{10}	4,0	10,8
Пентан	C_5H_{12}	1,4	4,8
Азот	N_2	1,0	1,3
Двуокись водорода	CO_2	0,17	0,33

Рис. 1. Доказанные запасы попутного и свободного природного газа в США* в 1979–2015 гг., млрд м³

* По состоянию на конец года, стандартные условия США.

Источники: https://www.eia.gov/dnav/ng/ng_enr_sum_dcu_NUS_a

Рис. 2. Объём загрязняющих веществ, образующихся при сжигании ПНГ на факельных установках



Источники: Федеральная служба по надзору в сфере природопользования.



структуры, выпускается в атмосферу или сжигается на факелах. А это, по подсчётам Всемирного банка, эквивалентно четверти ежегодного потребления газа в США или 30% в Евросоюзе и соответствует примерно трём четвертям годового российского экспорта природного газа.

Но особенно тревожно то, что в результате сжигания указанного количества ПНГ в атмосферу Земли ежегодно поступает 270–290 млн т углекислого газа. Причём объёмы сжигания и вредных выбросов сокращаются крайне медленно.

При сгорании ПНГ на факелах, которое не является полным, в атмосферу выделяются сажа, окислы азота, монооксид углерода (угарный газ), бензол, фосген, толуол, тяжёлые металлы (ртуть, мышьяк, хром), окислы серы, в частности двуокись серы, несгоревший метан и т. д. (см. рис. 2). При этом нагревающий атмосферу потенциал (Global Warming

При сгорании ПНГ на факелах, которое не является полным, в атмосферу выделяются сажа, окислы азота, монооксид углерода (угарный газ), бензол, фосген, толуол, тяжёлые металлы (ртуть, мышьяк, хром), окислы серы, в частности двуокись серы, несгоревший метан и т. д.

Табл. 2. Динамика мировых доказанных запасов попутного газа в 1996–2016 гг., трлн м³

Регион/страна	Доказанные запасы, трлн м³ (по состоянию на конец года)			
	1996 г.	2006 г.	2015 г.	2016 г.
Всего	24,7	31,64	37,08	37,32
Страны ОЭСР	2,94	2,98	3,58	3,56
Страны ЕС	0,72	0,56	0,26	0,26
Страны СНГ	6,18	7,52	10,72	10,72
Северная Америка	1,7	1,6	2,22	2,22
США	0,94	1,2	1,74	1,74
Канада	0,38	0,32	0,44	0,44
Мексика	0,36	0,08	0,04	0,04
Южная и Центральная Америка	1,2	1,44	1,54	1,52
Аргентина	0,12	0,08	0,08	0,08
Боливия	0,02	0,14	0,06	0,06
Бразилия	0,04	0,06	0,08	0,08
Колумбия	0,04	0,02	0,02	0,02
Перу	0,04	0,06	0,08	0,08
Тринидад и Тобаго	0,1	0,1	0,06	0,06
Венесуэла	0,82	0,94	1,14	1,14
Европа и Евразия	7,96	8,56	11,36	11,34
Азербайджан	NA	0,18	0,22	0,22
Дания	0,02	0,02	*	*
Германия	0,04	0,02	*	*
Италия	0,06	0,02	*	*
Казахстан	NA	0,26	0,2	0,2
Нидерланды	0,32	0,24	0,14	0,14
Норвегия	0,3	0,46	0,38	0,36
Польша	0,02	0,02	0,02	0,02
Румыния	0,08	0,12	0,02	0,02
Россия	6,18	6,24	6,46	6,46
Туркменистан	NA	0,46	3,5	3,5
Украина	NA	0,14	0,12	0,12
Великобритания	0,16	0,08	0,04	0,04
Узбекистан	NA	0,24	0,22	0,22
Ближний и Средний Восток	9,84	14,52	15,88	15,88
Бахрейн	0,02	0,02	0,04	0,04
Иран	4,6	5,38	6,7	6,7
Ирак	0,68	0,64	0,74	0,74
Израиль	*	*	0,04	0,04
Кувейт	0,3	0,36	0,36	0,36
Оман	0,12	0,2	0,14	0,14
Катар	1,7	5,1	4,86	4,86
Саудовская Аравия	1,14	1,42	1,68	1,68
Сирия	0,04	0,06	0,06	0,06
ОАЭ	1,16	1,28	1,22	1,22
Йемен	0,06	0,06	0,06	0,06
Африка	2,04	2,88	2,84	2,86
Алжир	0,74	0,9	0,9	0,9
Египет	0,16	0,4	0,36	0,36
Ливия	0,26	0,28	0,3	0,3
Нигерия	0,7	1,04	1,06	1,06
Азиатско-Тихоокеанский регион	1,98	2,64	3,24	3,5
Австралия	0,26	0,46	0,7	0,7
Бангладеш	0,06	0,08	0,04	0,04
Бруней	0,08	0,06	0,06	0,06
КНР	0,24	0,34	0,96	1,08
Индия	0,12	0,22	0,26	0,24
Индонезия	0,4	0,52	0,56	0,58
Малайзия	0,48	0,5	0,24	0,24
Мьянма	0,06	0,1	0,1	0,24
Пакистан	0,12	0,16	0,1	0,1
Папуа – Новая Гвинея	*	*	0,02	0,04
Таиланд	0,04	0,06	0,04	0,04
Вьетнам	0,04	0,04	0,12	0,12

* Менее чем 0,01 млрд м³.

Пересчёт в запасы попутного газа сделан с использованием единого коэффициента – 0,2.

Источники: составлено по BP Statistical Review of World Energy 2017. – Lnd.: BP. 2017. P. 26.

Ежегодно порядка 140–150 млрд м³ ПНГ, не находящего сбыта в силу недоразвитости газотранспортной инфраструктуры, выпускается в атмосферу или сжигается на факелах. А это, по подсчётам Всемирного банка, эквивалентно четверти ежегодного потребления газа в США или 30% в Евросоюзе и соответствует примерно трём четвертям годового российского экспорта природного газа.

Potential, GWP) метана, считающегося самым вредным из тепличных газов, в 34 раза выше GWP двуокиси углерода (CO₂), служащего «эталонном» парникового воздействия на атмосферу Земли. Подсчитано, что выброс ПНГ в атмосферу и сжигание его на факелах сопровождаются соответственно выделением 0,5–12,78 и 1,45–6,2 г углекислого эквивалента тепличных газов на каждый МДж. При этом на выбросы несгоревшего метана приходится в среднем 0,14–4,77 г.



Рис. 3. Негативное воздействие сжигания ПНГ на окружающую среду



Источники: Федеральная служба по надзору в сфере природопользования.

Табл. 3. Экономико-экологическая характеристика сжигания и основных методов использования / переработки ПНГ

	Сжигание	Закачка в ГТС	Закачка в пласт	Генерация	Неглубокая переработка	Глубокая переработка
Капитальные вложения, руб./м ³	0,1	5	4,4	54,2	15	13,8
Экономический эффект/ущерб, руб./м ³	-2,8	3	—	5,2	7,6	19,8
Упущенная выгода, руб./м ³	от 2,8 до 22,6	от 2,2 до 16,8	от 3 до 19,8	от 2,4 до 14,6	12,2	—
Экологический ущерб*	7,1	—	—	1,2	—	—

* Эквивалент млн т CO₂ с учётом неполного сгорания и меньшей эффективности сжигания газа на факеле.

Источники: Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. — Фонд дикой природы в России, 2017.

Табл. 4. Динамика добычи и использования попутного газа в России, млрд м³

	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Добыча природного газа, млрд м ³	569,4	557,0	556,9
Добыча ПНГ, млрд м ³	72,5	78,6	83,3
Сжигание ПНГ на факелах, млн м ³	12,295	10,466	12,402
Коэффициент полезного использования ПНГ, %	85,5	88,2	87,0

Источник: ЦДУ ТЭК.

Помимо вредного воздействия на климат, выбросы приводят к увеличению заболеваемости местного населения раком лёгких, бронхов, к поражениям печени и желудочно-кишечного тракта, нервной системы, зрения.

Кроме того, сжигание ПНГ сопровождается тепловым загрязнением окружающей среды: вокруг факела радиус термического разрушения почв колеблется в пределах 10–25 м, растительности — от 50 до 150 м (см. рис. 3).

С апреля 2015 г. Всемирный банк совместно с ООН осуществляет инициативную частно-государственную программу по полному прекращению сжигания ПНГ к 2030 г. Однако она требует серьёзных финансовых вливаний. Подсчитано, что доведение утилизации ПНГ даже до 95% на существующих промыслах предполагает капитальные вложения в размере до 7,5 млрд долларов. А для предотвращения сжигания ПНГ на новых объектах необходимо до

2020 г. вложить ещё порядка 15,5 млрд долларов.

Между тем, ПНГ является весьма ценным ресурсом. Наиболее перспективной в экономическом плане представляется его глубокая переработка (см. табл. 3).

Попутный газ является важным сырьём для энергетики и химической промышленности. Он имеет высокую теплотворную способность, которая колеблется в пределах от 9 до 15 тыс. ккал/м³, но его использование в энергогенерации затрудняется нестабильностью состава и наличием большого количества примесей, что требует дополнительных затрат на очистку (осушку).

В химической промышленности содержащиеся в ПНГ метан и этан используются для производства пластмасс и каучука, а более тяжёлые элементы служат сырьём для получения ароматических углеводородов, высокооктановых топливных присадок и сжиженных углеводородных газов, в частности сжиженного пропан-бутана технического (СПБТ) (см. рис. 4).

ПЕЧАЛЬНАЯ ПАЛМА ПЕРВЕНСТВА

По оценке Всемирного банка (ВБ), сделанной на основе данных космического мониторинга, Россия держит пальму первенства по сжиганию попутного газа — порядка четверти его общемирового объёма. Однако официальная российская статистика приводит другие, гораздо более низкие показатели. Согласно ей, в 2016 г. на факелы было отправлено всего 12,4 млрд м³ попутного газа (см. рис. 5 и табл. 4).

Степень утилизации ПНГ заметно разнится по отдельным российским компаниям, среди которых явным лиде-

Попутный газ является важным сырьём для энергетики и химической промышленности. Он имеет высокую теплотворную способность, которая колеблется в пределах от 9 до 15 тыс. ккал/м³, но его использование в энергогенерации затрудняется нестабильностью состава и наличием большого количества примесей, что требует дополнительных затрат на очистку (осушку).

Рис. 4. Применение попутного нефтяного газа

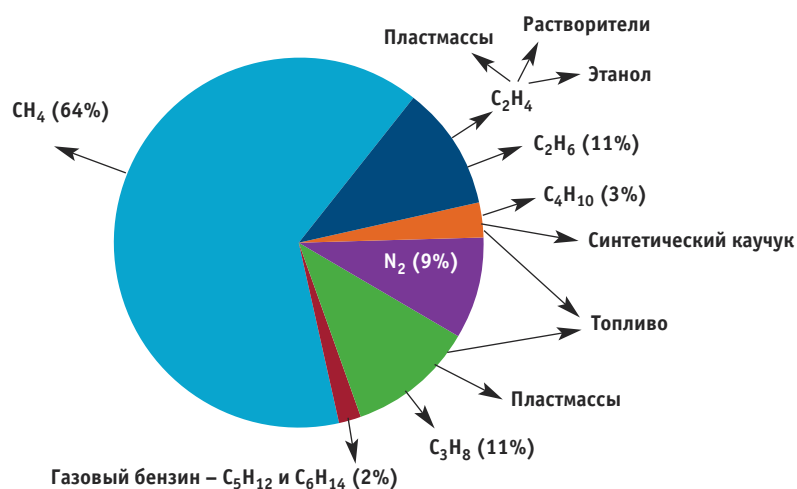


Табл. 5. Динамика утилизации ПНГ отдельными нефтегазовыми компаниями России в 2011–2015 гг., %

Компания	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.
«Газпром»	86	85	99,5	99,6	95,6
«Газпром нефть»	64,5	69,3	79,9	81,4	80,2
«Зарубежнефть»	н/д	н/д	20,44	35,6	60,8
Иркутская НК	н/д	н/д	46,85	64,4	47,5
«ЛУКОЙЛ»	79,3	87,6	88	89,8	92
«Роснефть»	53,4	53,5	69,8	80,8	87,9
«Салым Петролеум»	30,6	89,6	97,2	96,1	95,9
«Сахалин Энерджи» («Сахалин-2»)	193	93	97	94,9	96,1
«Сургутнефтегаз»	97,81	99,2	99,17	99,1	99,4
«Татнефть»	н/д	н/д	н/д	95,2	95,2
«Эксон НЛ» («Сахалин-1»)	н/д	н/д	н/д	97,7	95,3
«НОВАТЭК»	н/д	н/д	н/д	94,1	96

Источники: Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. – Фонд дикой природы в России, 2017.

ром остаётся «Сургутнефтегаз» с коэффициентом утилизации почти 100% (см. табл. 5).

В 2009 г. было принято Постановление Правительства РФ № 7 о доведении уровня использования ПНГ до 95% к 2012 г. Затем этот срок был продлён до 2014 г. Требование достижения 95-процентной планки утилизации вписывается непосредственно в текст выдаваемых лицензий на освоение нефтегазовых месторождений. Нарушителям грозят серьёзные штрафы. Тем не менее предписываемый правительственным документом норматив ещё далёк до достижения.

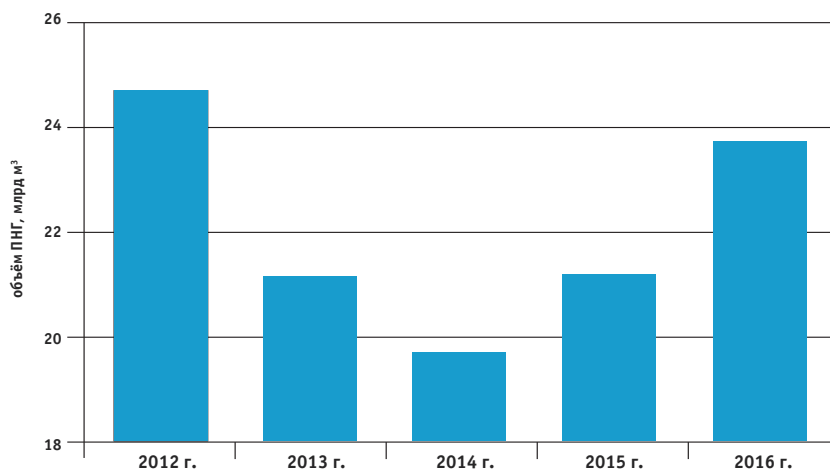
Основными районами сжигания ПНГ в России являются Восточная Сибирь (до недавнего времени – в основном за счёт Ванкорского месторождения) и Западная Сибирь (см. рис. 6 и табл. 6).

По подсчётам специалистов Всемирного банка, в результате сжигания ПНГ

на факелах в атмосферу Земли ежегодно выделяется более 300 млн т углекислого газа, из которых порядка 100 млн т приходится на Россию. Объём выбросов сажи при сжигании ПНГ в нашей стране оценивается приблизительно в 0,5 млн т в год.

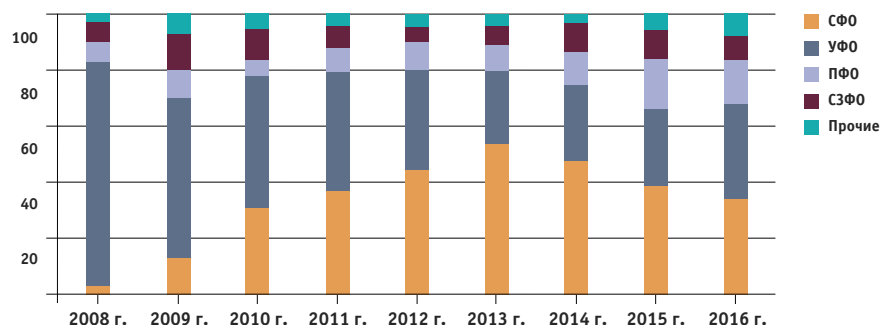
За последние десять лет только в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах на факелах сожжено более 60 млрд м³ ПНГ. В результате окружающая среда и население подвергаются воздействию экологически вредных продуктов сгорания ПНГ, в том числе и канцерогенных, что приводит к существенному повышению заболеваемости населения в регионах нефтегазодобычи. За год в результате сжигания ПНГ в атмосферу выбрасывается более 400 тыс. т вредных веществ. А платежи за загряз-

За последние десять лет только в Ханты-Мансийском и Ямало-Ненецком автономных округах на факелах сожжено более 60 млрд м³ ПНГ. В результате окружающая среда и население подвергаются воздействию экологически вредных продуктов сгорания ПНГ, в том числе и канцерогенных, что приводит к существенному повышению заболеваемости населения в регионах нефтегазодобычи.

Рис. 5. Динамика сжигания ПНГ в России в 2012–2016 гг. по данным космического мониторинга, млрд м³

Источники: Проблемы и перспективы использования попутного нефтяного газа в России. – Фонд дикой природы в России, 2017.

Рис. 6. Региональная структура сжигания ПНГ в России в 2008–2016 гг., %



Источник: Росстат.

Табл. 6. Полезное использование ПНГ по федеральным округам, %

	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
Уральский	84	87	91	93	94	93
Дальневосточный	89	91	95	93	94	95
Сибирский	23	24	26	59	74	76
Приволжский	77	76	82	84	83	82
Южный	91	96	96	96	96	93
Северо-Западный	54	65	62	66	74	75
Северо-Кавказский	85	86	83	84	81	83
В среднем по России	76	76	81	85,2	88,2	87,0

Источник: ЦДУ ТЭК.

нение окружающей среды при этом не превышают 0,8–1,2% от стоимости реализуемой нефти.

По расчётам Министерства природных ресурсов и экологии РФ, из-за сжигания ПНГ Россия ежегодно теряет около 140 млрд рублей. Это совокупная стоимость жидких углеводородов, пропана, бутана и сухого газа, производимых при переработке ПНГ. А с учётом средних экспортных цен на природный газ потери достигают порядка 50 млрд долларов.

ЗАРУБЕЖНЫЙ ОПЫТ

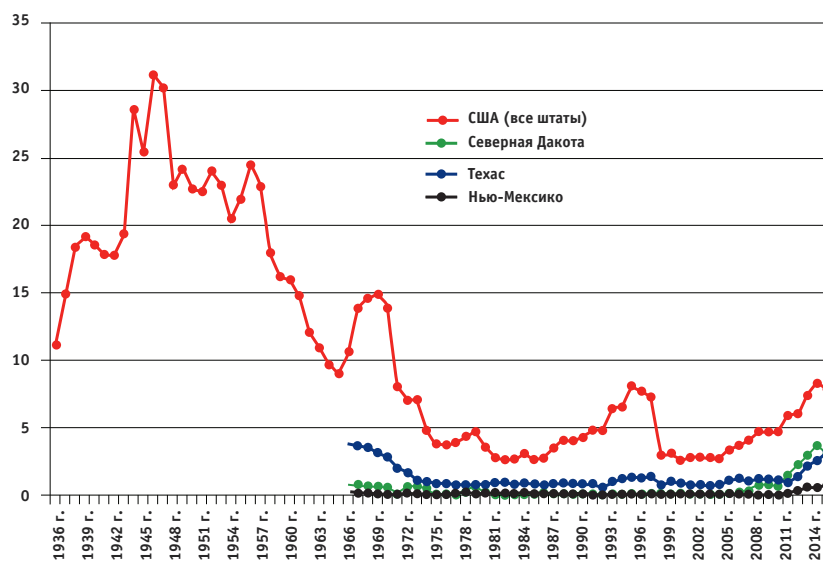
В большинстве зарубежных нефтегазодобывающих стран (из них почти во всех развитых) существуют серьёзные ограничения на сжигание попутного газа. К примеру, в Великобритании оно запрещено без редко выдаваемого специального письменного разрешения Министерства энергетики и изменения климата, которое пристально следит за утилизацией добываемого газа и охраной окружающей среды. В Норвегии сжигание ПНГ становится практически невозможным. Там освоение нефтегазового месторождения разрешается лишь после того, как официально согласован и утверждён способ утилизации извлекаемого с нефтью газа.

Техас, где сжигается лишь 0,4% добываемого газа. Согласно правовым нормам, в прибрежных водах штата газ может непрерывно сжигаться лишь в течение не более 48 часов в случае аварийного отказа оборудования или испытания скважины и не дольше 144 часов в течение месяца. На более длительные сроки требуется официальное разрешение, которое неохотно выдаётся Службой минерального управления США (MMS). Что же касается эксплуатационных скважин, то верхний месячный лимит для сжигания ПНГ здесь определён в 0,2039 млн м³ на скважину в первый год, 0,10194 млн м³ во второй и 0,05097 млн м³ в последующие годы. Но не везде в США такие строгие законы. Например, в Северной Дакоте, где ограничения на сжигание ПНГ были введены лишь с октября 2014 г., на факелы ранее отправлялось порядка 30% всего добываемого ПНГ.

В большинстве других развитых зарубежных стран утилизация ПНГ составляет 97–99%.

Ситуация в развивающихся странах гораздо хуже. К примеру, в Нигерии ежегодно сжигается более 8 млрд м³, или

Рис. 7. Динамика выпуска в атмосферу и сжигания ПНГ на факелах в США в 1936–2015 гг., млрд м³



Источник: ЕИА.

В США в настоящее время объёмы сжигания составляют менее 8 млрд м³ в год. При этом основными сжигателями являются штаты Техас, Северная Дакота и Нью-Мексико (см. рис. 7).

Наиболее детально соответствующее законодательство разработано в штате

свыше 60% добываемого попутного газа, а соответствующие потери для национальной экономики оцениваются в 5 млрд долларов. Для страны, годовой бюджет которой составляет порядка 24 млрд долларов (2017 г.), это довольно внушительная цифра.



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



Адрес: Уфа, ул. Менделеева, 158

Тел: +7 (347) 246 41 77, 246 41 93

E-mail: gasoil@bvkaexpo.ru

@gazneftufa

#газнефтьуфа

#газнефтьтехнологии

#гнт

БВК БАШКИРСКАЯ
ВЫСТАВОЧНАЯ
КОМПАНИЯ

ЗАБРОНИРОВАТЬ СТЕНД
www.gntexpo.ru



РЕКЛАМА



XV СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ

• **ВЫСТАВКА** •

НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО



**28 - 30
МАРТА**



- Добыча нефти и газа
(технологии и оборудование)

- Геология, геофизика

- Сейсмическое оборудование
и услуги

- Транспортировка, переработка
и хранение нефти,
нефтепродуктов и газа

- Трубы и трубопроводы,
инструменты и др.

г. Оренбург

ООО «УралЭкспо»

(3532) 67-11-03, 67-11-05, 45-31-31
uralexpo@yandex.ru, www.URALEXPO.ru

Ветер в паруса энергетики



Строительство шельфовых ветровых парков и других объектов ВИЭ существенно меняет ландшафт глобального ТЭК

Мария КУТУЗОВА

По прогнозу британской аналитической компании Westwood Global Energy, к 2026 г. мощность мировой морской ветроэнергетики достигнет 100 ГВт (в 2017 г. она равнялась 17,1 ГВт). Технический прогресс способствует развитию этой отрасли. Средняя мощность одной ветротурбины, установленной на шельфе в прошлом году, достигла 5,9 МВт, тогда как на суше она составляет 2,5 МВт. В 2017 г. датская Vestas предложила для ветропарка Triton Knoll у побережья Великобритании установку мощностью 9,5 МВт с лопастями в 80 м. К 2021 г. прогнозируется переход на турбины более 10 МВт. Сейчас в разработке находятся новые установки – до 20 МВт. Westwood оценивает капитальные вложения в этот сегмент в 2017–2026 гг. в 444 млрд евро. Самая большая доля этих средств направляется на рынок электрокабелей, в ближайшие 10 лет их потребуется порядка 46 тыс. км. Производственные затраты в морской ветроэнергетике могут достичь 70 млрд евро.

Пятилетка морской ветроэнергетики

Согласно данным обзора глобальной морской ветроэнергетики, подготовленного BVG Associates по заказу Norwegian Energy Partners, этот сегмент ВИЭ за последние 15 лет вырос до уровня международной индустрии. Однако в Европе за последние годы отрасль получила особое развитие. Сейчас она быстро захватывает азиатские рынки, а в ближайшей перспективе значительный рост прогнозируется в США. К 2022 г. установленные в мире мощности морской ветроэнергетики могут достичь, согласно прогнозу BVG, 46,4 ГВт. Лидерами по приросту станут Китай, Германия и Великобритания.

Интересный рынок в этом сегменте может сформироваться во Франции, стартовой в настоящее время с нуля в мор-

ской ветроэнергетике. К 2022 г. предполагается реализация нескольких крупных проектов общей мощностью 2,1 ГВт в акваториях Ла-Манша и Бискайского залива, а также запуск демонстрационных мощностей в Средиземном море. Кроме того, в стране предполагается проведение тендера на строительство в районе Дюнкерка крупного морского ветропарка на 750 МВт.

На Великобританию к концу 2017 г. пришлось порядка 7 ГВт установленной мощности в морской ветроэнергетике. За ближайшие пять лет реализация нескольких крупных проектов позволит стране достичь рекордных 13,6 ГВт. Что касается Германии, то в конце прошлого года она насчитывала порядка 5,4 ГВт установленной мощности в этом сегменте, к 2022 г. данный показатель может вырасти до 9,4 ГВт. Большая часть (примерно 75%) новых немецких ветропарков будет возведе-

АТР, прежде всего в Индии, Южной Корее, Австралии, Вьетнаме. Власти Тайваня уже предложили инвесторам 36 потенциальных участков для строительства ветроферм, рассчитывая к 2025 г. создать порядка 3 ГВт установленных мощностей благодаря сотрудничеству местных и международных компаний.

Можно также отметить план National Offshore Wind Energy Policy, принятый в 2015 г. индийскими властями. Первые

К 2022 г. европейская ветрогенерация достигнет 33,9 ГВт установленной мощности, а в Азии этот показатель составит 11,3 ГВт. На рынке АТР будут лидировать Китай, Япония и Тайвань.



на в Северном море, а ещё 25% придётся на акваторию Балтийского моря.

К 2022 г. европейская ветрогенерация достигнет 33,9 ГВт установленной мощности, а в Азии этот показатель составит 11,3 ГВт. На рынке АТР будут лидировать Китай, Япония и Тайвань. Рынок морских ветропарков в Азии быстро рос в последние годы. По итогам 2016 г. Китай стал лидером в АТР – установленная мощность в этом сегменте достигла в стране 1,6 ГВт. Начиная с 2018-го и до 2022 г. в КНР планируется быстрый рост (на 25% в год), до 8,2 ГВт мощностей морских ветропарков. А инвестиции на эти цели могут достигнуть 22,4 млрд евро. В этот период в Поднебесной будет установлено порядка 68% новых мировых мощностей морской ветроэнергетики.

К 2030 г. прогнозируется быстрое становление отрасли в Японии и Тайване. На рынке станут заметны и другие проекты в

тендеры на участки для сооружения индийских ветроферм на шельфе ожидаются в 2018–2019 гг. Предполагается, что новые планы по развитию морской ветроэнергетики поддержат развитие ВИЭ в стране и помогут увеличить уже существующие в Индии мощности ветропарков (пока они находятся только на суше) с 28,7 ГВт до 60 ГВт к 2022 г.

В 2016 г. Южная Корея запустила в эксплуатацию первую ветроэнергетическую ферму Тамра на 30 МВт, вторая очередь проекта должна быть введена в 2020 г., благодаря чему его мощность возрастет до 430 МВт. Во Вьетнаме существуют планы по наращиванию пока небольшой пока по объемам морской ветрогенерации – до 6 ГВт к 2030 г.

С низкого уровня начнёт развиваться американская морская ветроэнергетика. Согласно оценке BVG, в прогнозируемый

период установленная мощность в США достигнет 1 ГВт. В конце 2016 г. в стране был запущен в эксплуатацию первый ветропарк на шельфе. В 2018–2022 гг. в этот сегмент в США предполагается вложить порядка 8,4 млрд евро, что позволит реализовать несколько крупных проектов.

Глобальные инвестиции по всей цепочке создания стоимости в морской ветроэнергетике в 2018–2022 гг. могут составить 108,25 млрд евро, из них на Европу придётся 77,5 млрд евро. Согласно прогнозам Bloomberg New Energy Finance (BNEF), мощности этой отрасли увеличатся к 2030 г. почти до 115 ГВт, рынок будет расти примерно на 16% в год. Лидером тут станет Китай.

ШАХМАТЫ ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БИЗНЕСА

В целом в Европе уже работают 4149 ветротурбин, объединённых в 94 ветрофермы, установленные на шельфе 11 стран. Мощность европейских морских ветропарков достигла по итогам 2017 г. 15,8 ГВт, увеличившись за год на рекордные 3,1 ГВт. Традиционно на европейском рынке лидируют Великобритания (1,7 ГВт, введенных в прошлом году) и Германия (1,3 ГВт новых мощностей). На стадии строительства находятся 11 морских ветропарков мощностью в 2,9 ГВт. Согласно прогнозам, к 2020 г. европейская ветроэнергетика на шельфе вырастет до 25 ГВт, а к 2030 г. установленная мощность в этом сегменте может увеличиться до 49,5–98,93 ГВт. Среди лидеров особо выделяются Великобритания, Германия, Дания, Нидерланды и Бельгия.

Вместе с тем, по мнению российского эксперта в области возобновляемой энергетики Владимира Сидоровича, суммарные капиталовложения в рамках морских ветроэнергетических проектов, по которым приняты окончательные инвестиционные решения, значительно снизились по сравнению с рекордным 2016 г. – с 18,2 до 7,5 млрд евро. Это связано с переходом к новой модели рынка, основанной исключительно на конкурсных отборах. Снижение инвестиций может сказаться на объемах ввода новых объектов после 2020 г.

Главная сделка 2017 г. – это, скорее всего, слияние Siemens Wind Power и Gamesa, произошедшее в апреле. В результате на рынке появился крупнейший производитель оборудования для ветрогенерации, за плечами у которого выпуск турбин установленной мощностью порядка 75 ГВт. Причём он обладает портфелем заказов на 21 млрд евро. Но на этом дело не закончи-



лось, объединённая компания поглотила Adwen, производителя турбин для морских ветроэнергетических проектов. Siemens Gamesa провозгласила стратегию – «Один сегмент – одна технология». Морская ветроэнергетика станет главным приоритетом компании как минимум на ближайшие три года.

Можно отметить и другие интересные «шахматные шаги» лидеров европейского энергетического рынка. Одним из мировых лидеров внедрения возобновляемых источников энергии является Дания. По итогам 2017 г. ветроэнергетика в этом скандинавском королевстве обеспечила 43,6% выработки электроэнергии, что является очередным рекордом. Показателен прошлогодний отказ национальной датской компании DONG Energy не только от использования угля в электроэнергетике (он должен быть осуществлён к 2023 г.), но и от всех своих нефтегазовых активов (они проданы INEOS). Более того, DONG (аббревиатура от датского Dansk Olie og Naturgas или английского варианта Danish Oil and Natural Gas) даже сменила название на Ørsted, переименовав себя в честь датского учёного Ханса Кристиана Эрстеда, открывшего в 1820 г. явление электромагнетизма.

За последние годы датская компания стала мировым лидером морской ветроэнергетики. Её доля в глобальном рынке – 25%, в европейском – 17%. Не так давно Ørsted получила контракт на строительство новых мощностей в 1,4 ГВт в рамках

В целом в Европе уже работают 4149 ветротурбин, объединённых в 94 ветрофермы, установленные на шельфе 11 стран. Мощность европейских морских ветропарков достигла по итогам 2017 г. 15,8 ГВт, увеличившись за год на рекордные 3,1 ГВт.

уже действующего морского ветропарка Hornsea у побережья Великобритании. Экспансия на новом бурно растущем рынке и финансовые успехи датчан на этом пути не оставили ни единого шанса нефтегазовым проектам. По словам главы Ørsted Хенрика Паулсена, 2017 г. стал рубежом, когда морская ветроэнергетика стала дешевле «чёрной энергии» ископаемых источников. Сейчас датская компания нацелена на полный переход к ВИЭ – «зелёную трансформацию».

Одна из крупнейших в мире морских ветростанций запущена в промышленную эксплуатацию в ноябре в 2017 г. у побережья Великобритании. Ветроферма Dudgeon состоит из 67 турбин производства компании Siemens общей мощностью 402 МВт. По информации компании-оператора ветростанции норвежской Statoil, уже к концу 2017 г. она произвела 1 ТВт • ч. С момента принятия инвестиционного решения до пуска объек-

та прошло всего три года. Оператору удалось реализовать проект за 1,5 млрд долларов, что ниже запланированного бюджета. Партнёрами Statoil стали компании Masdar (со штаб-квартирой в Абу-Даби) и китайская China Resources (Holdings) Company. Ветроферма способна обеспечить электроэнергией 400 тыс. домов в графства Норфолк. За два последних года в Великобритании стоимость контрактов на такую электроэнергию снизилась в два раза – с 117 до 57 фунтов за 1 МВт • ч.

В октябре 2017 г. Statoil ввела в эксплуатацию у побережья Шотландии первую в мире плавающую морскую ветроферму Hywind. В немецком секторе Северного моря в прошлом году заработал ветропарк Сэндбэнк мощностью 288 МВт компании Vattenfall. Здесь установлены 72 турбины компании Siemens мощностью 4 МВт. Проект был реализован в соответствии с графиком и бюджетом в 1,2 млрд евро. Кроме того, в декабре в Германии начал работу ветропарк Нордзее на 332 МВт. В Нидерландах, в Северном море, введена в эксплуатацию крупная ветроферма Джемини на 600 МВт стоимостью 2,8 млрд евро. Сейчас в стране предпринимаются попытки реализовать проекты без поддержки государства.

ЕВРОПЕЙСКАЯ ЭКСПАНСИЯ

В настоящее время крупнейшие европейские игроки в области ветроэнергетики устремляются на новые рынки. Так, датская Vestas стала технологическим парт-

нёром совместного предприятия финской Fortum и отечественной «РОСНАНО» – «Фортум Энергия». В его рамках планируется построить в России несколько ветропарков мощностью 1 ГВт. Vestas собирается локализовать производство ветрогенераторов в Ульяновской области. А российская «дочка» итальянской компании Enel создаст до конца 2021 г. крупнейший ветропарк в Арктике мощностью 201 МВт. Его разработчиком стала голландская компания Windlife Renewables. Залогом успеха этого проекта может оказаться то, что среднегодовая скорость ветра на побережье Баренцева моря составляет 8,5 м в секунду.

Одним из самых интересных для европейских игроков стал рынок Тайваня. Начавшие реорганизацию Ørsted и Siemens продали корпорации GeoSea компанию A2SEA, строительного подрядчика морских ветропарков. A2SEA нужна GeoSea для продвижения на тайваньский рынок. В конце 2017 г. последняя создала совместное предприятие с местной судостроительной компанией CSBC Corporation. СП нацелено на сооружение морских ветропарков у побережья Тайваня.

В свою очередь, Ørsted также давно работает на тайваньском рынке, а Siemens Gamesa в конце 2017 г. открыла в Тайбэе свой офис в Азиатско-Тихоокеанском регионе и сейчас изучает участки для организации производства и сборки морских ветряков для Тайваня.

США стали ещё одним рынком, привлекательным для старта нового бизнеса европейских компаний. В апреле прошлого года Ørsted открыла американскую штабквартиру в Бостоне. За датчанами подтянулись и другие европейские игроки, специализирующиеся на морской ветроэнергетике, – Atlas Professionals, BVG Associates и Global Renewables Shipbrokers.

До последнего времени в Соединённых Штатах не наблюдалось особого прорыва в этом сегменте. Лишь недавно недалеко от побережья Род-Айленда был введён в эксплуатацию первый глубоководный ветропарк мощностью 30 МВт. Сейчас в стране идёт строительство ещё нескольких ветроэнергетических объектов на шельфе. По данным Министерства энергетики страны, в США одобрена реализация 28 проектов морских ветропарков общей мощностью более 24 ГВт, из которых в 18 наблюдается значительный прогресс. Согласно официальным оценкам, к 2020 г. в Соединённых Штатах может быть введено в эксплуатацию 3 ГВт морских ветропарков, а к 2030 г. их мощность достигнет

22 ГВт. Уже сейчас эксперты говорят о возможности инвестирования 28 млрд долларов в данный бизнес.

Однако есть и другие прогнозы. Так, Westwood Global Energy консервативно подходит к возможностям операторов морской ветрогенерации в США. Согласно оценкам британских аналитиков, к 2026 г. рост соответствующих мощностей на шельфе страны может составить 2,5 ГВт, а к 2030 г. 5 ГВт.

Нельзя забывать о прогрессе в наземной ветроэнергетике в Штатах. С 2009-го по 2016 г. мощности американских сухопутных ветропарков выросли в два раза, достигнув 82 ГВт. В 2017 г. в стране введено в эксплуатацию порядка 7 ГВт ветровых электростанций, а их установленная мощность превысила 89 ГВт.

В период 2010–2017 гг. мировые инвестиции в ВИЭ достигли 2,5 трлн долларов. По итогам 2017 г. лидирует Китай, выделивший на эти цели порядка 132,6 млрд долларов, что на 24% выше показателя предшествующего года. На втором месте США с 56,9 млрд долларов.

Проекты морских ветроферм в основном сконцентрированы у побережья северо-восточных штатов США, а также Калифорнии, Гавайев, в акваториях Мексиканского залива и Великих озёр. Имеются и кажущиеся фантастикой планы строительства огромной ветрофермы в Атлантическом океане. Согласно оценкам научного сообщества, океанский ветропарк, раскинувшийся на площади в 3 млн км² в Северной Атлантике, может полностью обеспечить современные потребности человечества в энергии. Серьёзные ограничения на такие проекты накладывают сезонность: высокая выработка в осенне-зимний период сменяется падением продуктивности в летний – на 80% от среднегодовой.

НАЦИОНАЛЬНЫЕ ПРИОРИТЕТЫ ВИЭ

В мире ветроэнергетические проекты входят по итогам 2017 г. на втором месте по объёмам привлекаемых в «чистую энергетику» инвестиций. На первое место сейчас вышла солнечная энергетика, в которую в прошлом году было инвестировано порядка 160,8 млрд долларов. На

«ветер» приходится 107,2 млрд долларов. А на третьем месте расположились новые технологии, включая электротранспорт, с суммарными инвестициями – 48,8 млрд долларов.

В период 2010–2017 гг. мировые инвестиции в ВИЭ достигли 2,5 трлн долларов. По итогам 2017 г. лидирует Китай, выделивший на эти цели порядка 132,6 млрд долларов, что на 24% выше показателя предшествующего года. На втором месте США с 56,9 млрд долларов. Исключая крупные гидроэлектростанции, в 2017 г. в мире было введено 160 ГВт мощностей возобновляемой энергетики. В том числе на солнечную пришлось 98 ГВт, ветроэнергетику – 56 ГВт, биомассу и мусор – 3 ГВт, малую гидроэнергетику – 2,7 ГВт, геотермальную – 700 МВт, приливную – менее 10 МВт. По данным Глобального совета по ветроэнергетике, суммарные установленные мощности в этой сфере в 2017 г. достигли 540 ГВт. В 29 странах ветропарки превышают уровень в 1 ГВт, а в девяти из них производители вышли на 10 ГВт установленной мощности. В Китае этот показатель уже превысил 150 ГВт.

В нынешнем году перед крупнейшими потребителями энергии в различных регионах мира встали новые задачи. Так, 17 января депутаты Европарламента проголосовали за целевой показатель в 35% ВИЭ в энергобалансе ЕС к 2030 г. Индия и Саудовская Аравия сообщили о новых инвестициях в развитие солнечной и ветроэнергетики.

В России в последние годы заявлены новые планы по строительству генерирующих объектов на основе возобновляемых источников энергии: солнечной, ветровой и малых ГЭС. К 2024 г. доля ВИЭ в электроэнергетике РФ должна достичь порядка 2,5%, в строй предполагается ввести около 5,5 ГВт новых генерирующих объектов. За последнее время в России вступили в эксплуатацию первые солнечные электростанции, а вот история развития отечественной ветроэнергетики только начинается.

У Российской Федерации огромный потенциал в этом сегменте ВИЭ, благодаря географическим особенностям нашей страны. Эксперты считают, что, возможно, он крупнейший в мире, что позволит со временем не только решать точечные проблемы недостатка энергоснабжения в отдельных регионах страны, но и экспортировать российскую электроэнергию. Министерство энергетики РФ сообщило, что за 2017 г. в стране было построено больше мощностей ВИЭ, чем за два предыдущих года. Так,

если в 2015–2016 гг. в РФ введены мощности на 130 МВт, то в 2017 г. – на 140 МВт. Из них более 100 МВт – солнечные электростанции, а 35 МВт – первый крупный российский ветропарк, запуск которого состоялся в начале 2018 г.

РОССИЙСКИЕ ГОРИЗОНТЫ

В России практически с нуля создана индустрия солнечной энергетики – от исследований до строительства генерирующих станций. Нельзя не упомянуть о запуске в стране производства солнечных панелей нового поколения на основе отечественной гетероструктурной технологии, позволяющей достигнуть КПД выше 22%. В результате изготавливаемые в РФ панели вошли в мировую тройку лидеров по эффективности. Завод по их производству был построен в г. Новочебоксарске (Чувашия) компанией «Хевел», совместным предприятием «РОСНАНО» и «Реновы». Мощности завода в 2018 г. планируется увеличить до 250 МВт модулей (160 МВт в 2017 г.).

На следующем этапе предполагается прорыв в ветроэнергетике. За два последних года в этот сегмент пришли крупные инвесторы – как отечественные, так и зарубежные. Они взяли на себя обязательства по развитию технологической и производственной базы ветростанций в России. В результате, как обещает Минэнерго, в ближайшие три года в стране будет создана индустрия ветровой энергетики.

В начале 2018 г. в РФ открыли первый промышленный ветропарк. Его мощность – 35 МВт, он построен финской Fortum в Красном Яру (Ульяновская область). По российским меркам реализация проекта была стремительной. Работа над ВЭС стартовала в конце 2015 г. Поставщиком ветротурбин стала китайская компания Dongfang Electric Wind Company. В 2016 г. начались проектные работы, а с мая 2017 г. строительство. Объём инвестиций в проект оценивается в 65 млн евро.

Губернатор Ульяновской области Сергей Морозов обещает в ближайшие годы сформировать в регионе первый в России ветроэнергетический кластер, включающий в себя семь ветропарков мощностью 250 МВт. Это позволит обеспечивать более четверти от суммарной мощности энергосистемы края. Датская компания Vestas планирует разместить здесь производство лопастей для ветрогенераторов.

В 2017 г. Fortum и «РОСНАНО» учредили инвестиционный фонд, поставивший своей целью развитие ветряной генерации в период с 2018-го по 2022 г. Плани-

руемые капиталовложения составят 30 млрд рублей. В этот период совместное предприятие двух компаний – «Фортум Энергия» – собирается построить в России несколько ветропарков мощностью 1 ГВт. Технологическим партнёром СП стала всё та же Vestas.

В Адыгее в прошлом году началось строительство ветропарка мощностью 150 МВт. Регион обладает хорошим потенциалом для развития этого сегмента ВИЭ: средняя годовая скорость ветра составляет здесь 6,2 м/с. Проект реализует «ОТЭК» (дочерняя структура госкорпора-



ции «Росатом»). Крупнейшую в России ветроэнергетическую станцию из 60 ветротурбин планируется ввести в эксплуатацию в 2019 г. Инвестиции оцениваются в 214 млн долларов.

В свою очередь, «ВетроОГК», входящая в структуру «ОТЭК», договорилась о партнёрстве с голландской Lagerwey. СП будет производить в Волгодонске на мощностях «Атоммаша» ключевые компоненты ВЭС. В результате локализация ветротурбин «Росатома» может достичь 70%. «ВетроОГК» выиграла в 2016 г. тендер на строительство ветропарков общей мощностью 610 МВт, включая ветростанцию в Республике Адыгее на 150 МВт и ещё более масштабный проект в Краснодарском крае – на 460 МВт.

По результатам прошлого года отбора проектов в области возобновляемой энергетики, в России будет построено ещё 1651 МВт ветроэнергетических мощностей. Так, «Энел Россия» получила право на сооружение двух ветропарков в Ростовской и Мурманской областях общей мощностью 291 МВт. Предполагаемые инвестиции в оба проекта составят 405 млн евро. Строительство ветропарка в Азовском районе Ростов-

ской области мощностью 90 МВт должно стартовать в ближайшее время. Enel планировала построить Ростовскую ВЭС до конца 2020 г., но сейчас появилась информация о возможном запуске в 2018 г.

Ещё одна компания – «РусГидро» – оценивает возможности локализации производства оборудования для ветроустановок на арктических территориях.

В ноябре 2017-го был анонсирован ветроэнергетический проект мощностью 60 МВт в Белом море. Первая в России морская промышленная ВЭС будет построена к 2020 г. в Карелии китайской энергетиче-

ской компанией Sinomec. Капиталовложения могут достигнуть 9 млрд рублей.

Логистический холдинг «Онего», имеющий опыт морских и речных перевозок на Крайнем Севере и Сахалине, и японская компания Windpal договорились о сотрудничестве в области ветроэнергетики, включая строительство мощностей в прибрежной полосе и на шельфе Дальнего Востока.

«Интер РАО» также изучает возможности сооружения в России ветроэнергетических станций. ТТК-1 прорабатывает проекты строительства ВЭС в Ленинградской области и Санкт-Петербурге, их мощность может достичь 50 МВт. Не так давно Минэнерго рассказало о проведении в 2018 г. конкурсов на создание объектов ВИЭ в России суммарной мощностью 1 ГВт.

В РФ, согласно исследованиям Международного агентства по возобновляемой энергетике (International Renewable Energy Agency – IRENA), самый большой в мире потенциал для развития ветроэнергетики. А за счёт планомерного расширения мощностей геотермальной, солнечной и ветроэнергетики наша страна способна к 2030 г. увеличить долю ВИЭ в производстве электроэнергии с 3 до 11%. ■



Caspian Oil&Gas
Azerbaijan



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) 207 586 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

СУГ на перепутье



СИБУР

Увеличивающиеся объёмы производства сжиженных углеводородных газов будут востребованы как внутри страны, так и на зарубежных рынках

Виктор ПРУСАКОВ

Производство в России сжиженных углеводородных газов (СУГ) стабильно растёт. Прежде всего, это связано с увеличением переработки попутного нефтяного газа – основного сырья для производства СУГ. Ведущий игрок рынка, «СИБУР», планирует и далее наращивать выпуск этой продукции. Аналогичные планы вынашивают и другие компании.

Ограниченность внутреннего потребления стимулирует производителей увеличивать поставки СУГ за рубеж. Сегодня одним из наиболее привлекательных морских направлений экспорта считается Северо-Западная Европа. В ближайшие годы в стране ожидается запуск ряда инфраструктурных проектов, ориентированных в первую очередь на перспективный рынок Азиатско-Тихоокеанского региона.

В недалёком будущем катализатором внутрисекторного спроса на СУГ должна стать нефтехимия. Речь идёт о предстоящем запуске «СИБУРом» крупнейшего в стране нефтехимического комплекса «Запсибнефтехим», который будет перерабатывать сжиженные газы в продукцию с высокой добавленной стоимостью.

ПЕРСПЕКТИВНЫЙ РЫНОК

По данным Thomson Reuters, в 2016 г. в России (без учёта объёмов российско-казахстанского СП «КазРосГаз») было произведено 16,2 млн т СУГ против 13 млн т в 2012-м. В последние годы выпуск этой продукции ежегодно растёт в среднем на 4,4%. Небольшое, по-видимому, временное снижение случилось лишь в прошлом году (см. табл. 1). Главным образом рост производства связан с расширением дей-

ствующих и строительством новых мощностей «СИБУРа», «Газпрома» (Сургутский ЗСК) и «НОВАТЭКа» (Пуровский ЗПК) по переработке газа, стабилизации газового конденсата и газофракционированию.

По данным Минэнерго (его статистика несколько отличается от приведённой выше), наибольшие объёмы производства СУГ обеспечивают предприятия нефтехимии (в 2016 г. – 7,9 млн т). За ними следуют газоперерабатывающие заводы

Табл. 1. Рынок СУГ России, млн т

	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Производство	13,0	13,7	14,7	15,5	16,2	16,1
Экспорт	3,7	4,4	5,1	5,7	6,2	6,1
Потребление	9,2	9,3	9,7	9,8	10,0	10,0

Источник: Thomson Reuters.

Табл. 2. Производство СУГ по фракциям

	2016 г.	Изменение к 2015 г.	
		тыс. т	%
СПБТ	4970,2	505,1	+11,3
Бутан	4005,8	-138,4	-3,3
Пропан технический	3472,6	191,3	+5,8
Изобутан	1725,7	15,8	+0,9
Пропан-пропиленовая фракция	862,4	75,2	+9,6
Технический бутан	495,0	19,6	+4,1
Пропан-бутан автомобильный	380,7	95,4	+33,4
Прочие газы	642,4	-65,6	-9,3
Итого	16554,8	698,4	+4,4

Источник: Минэнерго РФ.

Глубокий передел



СИБУР

На Тобольской промышленной площадке «СИБУРа» возводится крупнейший в стране нефтехимический комплекс «Запсибнефтехим». Проект предполагает строительство установки пиролиза мощностью 1,5 млн т этилена (технология компании Linde AG, Германия), 500 тыс. т пропилена и 100 тыс. т бутан-бутиленовой фракции в год. Кроме того, намечается создать установки по производству различных марок полиэтилена совокупной мощностью 1,5 млн т (технология британской Ipeos) и установку по выпуску полипропилена на 500 тыс. т (технология LyondellBasell, Нидерланды).

Реализация проекта направлена на развитие глубокой переработки побочных продуктов нефтегазодобычи в Западной Сибири и позволит использовать до 22,4 млрд м³ ПНГ. Окончание строительства намечено на 2019 г.

В конце прошлого года стало известно, что ВЭБ профинансирует проект «Запсибнефтехима» в объёме 400 млн долларов. При этом размер финансирования со стороны Российского фонда прямых инвестиций (РФПИ) и его партнёров сокращается с 3,3 до 2,9 млрд долларов.

и НПЗ нефтяных компаний – соответственно 4,9 млн и 3,8 млн т.

Ведущий российский производитель сжиженных углеводородных газов – «СИБУР». По информации Thomson Reuters, на его долю приходится 41% общего производства (сама компания оценивает свою рыночную долю в 45%). «Газпром» контролирует 18% рынка. «Роснефть» за счёт покупки активов ТНК-ВР, «САНОРСа» и «Башнефти» вышла на третье место с долей в 12%. В целом девять крупнейших компаний покрывают 98% рынка.

Что касается структуры производства, то до 2015 г. был отмечен рост выпуска чистых фракций СУГ – пропана, бутана и изобутана. В последние три года макси-

мально наращивалось производство смеси пропан-бутана технической (СПБТ), что было вызвано резким ростом спроса на эту продукцию на Украине (см. табл. 2). Согласно Thomson Reuters, в 2017 г. 33% общего производства СУГ пришлось на СПБТ, 47% – на чистые фракции.

Основные сферы потребления СУГ – коммунальный сектор, автотранспорт и нефтехимия. Последняя отрасль в перспективе должна стать главным драйвером роста спроса на СУГ. Так, в соответствии с проектом Энергетической стратегии России (в обновленной редакции), производство этилена к 2020 г. должно возрасти на 75–85%, а к 2035-му – в 3,6–5 раз. Если в 2016 г. на дальнейшую переработку было направлено 24% СУГ, то к 2020 г. этот показатель должен увеличиться до 30%, а к 2035-му – до 44–55%.

Важная роль в реализации этих планов отводится строящемуся нефтехимическому комплексу «СИБУРа» (см. «Глубокий передел»).

Наращивая мощности

Сегодняшние мощности «СИБУРа» по переработке ПНГ составляют 25,4 млрд м³ в год, включая Южно-Приобский ГПЗ – совместный проект с «Газпром нефтью» (см. «Важное звено»). Газофракционирующие мощности достигают 8,55 млн т в год. Крупнейшая газофракционирующая установка находится на Тобольской промышленной площадке компании. Получаемая в процессе переработки природного ипутного газа широкая фракция лёгких углеводородов (ШФЛУ) поступает в Тобольск по продуктопроводу и разделяется здесь на отдельные фракции (пропан, бутан, изобутан и другие).

В июне 2016 г. «СИБУР» завершил реконструкцию комплекса по переработке ШФЛУ, в результате чего в Тобольске общие мощности по газофракционированию возросли с 6,6 до 8 млн т в год. Кроме того, прошлым летом компания закончила реконструкцию Южно-Балыкского ГПЗ, благодаря чему завод более чем на 100 тыс. т в год увеличил мощности по выработке ШФЛУ.

Это позволяет «СИБУРу» наращивать производство СУГ, который направляется как на экспорт, о чём будет сказано ниже, так и на дальнейшую переработку в продукцию нефтегазохимии. «После запуска «Запсибнефтехима» мы перестанем продавать около 3 млн т сжиженных углеводородных газов, которые, говоря условно, стоят сейчас 350 долларов за тонну, и начнём дополнительно продавать произведён-

ные из этого газа более 2 млн т полимеров, которые будут стоить, например, 1 тыс. долларов за тонну... Производство полимеров – более рентабельный бизнес, но его создание подразумевает существенные капитальные затраты», – отмечал прошлым летом в интервью РБК председатель правления «СИБУРа» Дмитрий Конов.

Увеличивать выпуск СУГ планирует и «Роснефть». Её газовая «дочка» «Роспан» в феврале 2018 г. намеревалась запустить на Восточно-Уренгойском участке комплекс по подготовке и переработке газа и конденсата. С выходом на полную мощность он будет ежегодно производить 16,7 млрд м³ осушенного газа, до 5 млн т стабильного газоконденсата и более 1,2 млн т пропан-бутановой фракции. Для транспортировки сжиженных газов «Роспан» строит вблизи железнодорожной станции Коротчаево наливной терминал перевалочной мощностью 1,6 млн т в год.

Предполагается, что после запуска комплекса «Роснефть» нарастит выпуск СУГ до 2,8 млн т в год (с учётом заводов «Башнефти») и станет вторым в стране производителем этой продукции. Сжиженные газы также планируется перерабатывать в продукцию с более высокой добавленной стоимостью. Глава «Роснефти» Игорь Сечин упоминал в частности о проектах по производству полиолефинов в Поволжье, Восточной Сибири и на базе Восточной нефтехимической компании (ВНХК) в Приморье.

В ближайшее время на рынке СУГ может появиться новый участник – Иркутская нефтяная компания. Её газовый проект

Важное звено

Южно-Приобский ГПЗ – один из составных элементов Западно-Сибирского нефтехимического кластера, формирование которого предусмотрено государственным Планом развития газо- и нефтехимии РФ на период до 2030 г. Мощность предприятия по переработке состав-



«Газпром нефть»

ляет 900 млн м³ ПНГ в год. В 2016 г. на заводе было переработано 882,5 млн м³ сырья, произведено 753,6 млн м³ сухого отбензиненного газа (СОГ) и 263,1 тыс. т ШФЛУ.



СИБУР

предполагает строительство на Ярактинском и Марковском месторождениях четырёх установок подготовки природного ипутного нефтяного газа общей мощностью более 20 млн м³ в сутки. Производимая на установках ШФЛУ будет поставляться по продуктопроводу на новый комплекс приёма, хранения и отгрузки СУГ в Усть-Куте, а впоследствии – на будущий Усть-Кутский ГПЗ мощностью 1,8 млн т в год. Завод обеспечивает фракционирование ШФЛУ для получения пропана технического, бутана технического и стабильного газового конденсата. Сжиженные газы в объеме 550 тыс. т в год планируется поставлять на внутренний рынок и на экспорт. На третьем этапе ИНК намечает строительство Усть-Кутского завода полимеров, который будет производить продукцию с высокой добавленной стоимостью – до 600 тыс. т полиэтилена высокого и низкого давления в год.

Ещё одним заметным игроком рынка СУГ может стать компания «ЭКТОС» (ранее – «Волжский каучук»). Весной 2017 г. «СИБУР» закрыл сделку по продаже ей 100% АО «Уралоргсинтез». Основные направления деятельности «Уралоргсинтеза» – получение СУГ и высокооктанового компонента топлива – метил-трет-бутилового эфира (МТБЭ). Мощности предприятия по фракционированию углеводородного сырья составляют 0,91 млн т в год, по производству МТБЭ – 220 тыс. т, бензола – 95 тыс. т в год.

ЭКСПОРТ ПОКА В ПРИОРИТЕТЕ

По прогнозу Thomson Reuters, запуск «СИБУРом» нового комплекса «Запсибнефтехим» приведёт к существенному росту потребления СУГ на внутреннем рынке – с 10,4 млн в 2019 г. до 12,1 млн т в 2020-м. (см. табл. 3). А до тех пор, как считают эксперты, продолжится тенденция последних лет, когда внутренний спрос на эту продукцию рос незначительно – в среднем на 1,6% в год. В 2016–2017 гг. он составил лишь 10 млн т.

Такая ситуация на фоне опережающего роста производства побуждает «СИБУР» и нефтегазовые компании поставлять излишки продукции за рубеж. Основные объёмы железнодорожных поставок в последние годы направлялись в Польшу и на Украину. Что касается морского экспорта, то он долгое время тормозился из-за нехватки инфраструктуры. Единственным морским терминалом по отгрузке СУГ был комплекс компании «Мактренафта» в Темрюке, чьи перевалочные возможности ограничивают мелководье. В 2012 г. ввели в эксплуатацию комплекс по перевалке СУГ и нефтепродуктов компании «Таманьнефтегаз» (входит в Группу «ОТЭКО»), ставший одним из крупнейших в СНГ. Владельцы комплекса предполагали, что благодаря выгодному местоположению и возможности

является оператором. В прошлом году мощности терминала были увеличены с 1,5 до 2,4 млн т в год. В результате с сентября 2017 г. «СИБУР» прекратил регулярные экспортные отгрузки СУГ через Тамань. В компании это объяснили в том числе более высокой экономической привлекательностью рынка Северо-Западной Европы по сравнению с черноморским и средиземноморским направлениями.

По данным Thomson Reuters, ещё раньше экспортные поставки СУГ через Тамань прекратили заводы «Роснефти». В результате единственным крупным поставщиком на этот терминал остался казахстанский «КазМунайГаз». В прошлом году «Таманьнефтегаз» отгрузил 0,5 млн т СУГ против 0,7 млн годом ранее. Тем не менее владельцы комплекса намерены

Табл. 3. Прогноз развития рынка СУГ, млн т

	2018 г.	2019 г.	2020 г.	2021 г.	2022 г.
Производство	17,4	18,5	19,2	19,7	19,7
Экспорт	7,2	8,1	7,1	5,8	5,6
Потребление	10,2	10,4	12,1	13,9	14,1

Источник: Thomson Reuters.

принимать крупнотоннажные морские суда он переключит на себя значительную часть экспорта СУГ России и Казахстана.

Действительно, в последующие годы грузоотправители наращивали железнодорожные поставки СУГ в Тамань (с дальнейшим экспортом, прежде всего в Турцию). Так, «СИБУР» перенаправил на этот маршрут объёмы, которые ранее экспортировал через порты Украины. По данным Thomson Reuters, к апрелю 2016-го поставки в адрес «Таманьнефтегаза» с заводов «СИБУРА» достигли пиковых значений – 55–56 тыс. т в месяц.

Затем «СИБУР» охладил к этому направлению – как по причине роста потребления СУГ собственным нефтехимическим сектором, так и в связи с развитием перевалочного терминала в Усть-Луге, на побережье Финского залива, где компания

увеличить его мощности по перевалке СУГ до 3,5 млн т в год – видимо, в надежде на дальнейшее расширение производства и соответственно экспорта (см. «Тамань наращивает мускулы»).

По прогнозу Thomson Reuters, благодаря выводу терминала в Усть-Луге на проектную мощность доля российских поставок СУГ в страны Западной Европы в ближайшие годы вырастет с нынешних 15% до 17–19%. Уже сегодня основные объёмы морских поставок сжиженного газа Финляндия и Польша получают из России.

В 2017 г. потребление СУГ в Европе выросло с 35,3 до 38,9 млн т при снижении собственного производства. «Рынок Европы дефицитный. Рост спроса в 2017 г. обусловлен переходом нефтехимических предприятий с нефти на газовое сырьё», – отмечал руководитель направ-

Тамань наращивает мускулы

До конца 2018 г. Группа «ОТЭКО» планирует реализовать в Тамани проект модернизации терминала СУГ для перевалки до 3,5 млн т различных сжиженных газов. В рамках проекта должен быть построен новый закрытый причал, который позволит загружать морские суда дедевейтом от 2 до 60 тыс. т при любых погодных условиях. Также впервые в России будут изготовлены шесть сферических резервуаров для хранения СУГ объемом 5 тыс. м³ каждый. Как сообщается, «каждый из новых резервуаров в 2,5 раза превышает объем самых крупных из используемых сегодня в России сферических хранилищ СУГ».

Кроме того, в сентябре 2016 г. компания «ОТЭКО» представила планы строительства «Портово-индустриального парка» на Таманском полуострове. Кроме уже сооруженного комплекса по перевалке СУГ и нефтепродуктов, здесь планируется, в частности, создание химического и нефтехимического кластеров. Они будут производить до 2,5 млн т в год аммиака, 2 млн т карбамида и 3,5 млн т метанола, а также перерабатывать ШФЛУ для получения высокооктановых компонентов бензинов.

ления продаж СУГ компании «СИБУР» Дмитрий Матвеев в ходе 8-й Международной конференции «Рынок СУГ России», состоявшейся в декабре в Москве.

В 2016 г. «СИБУР» экспортировал 3,3 млн т СУГ, в прошлом году отгрузки за рубеж планировалось сохранить на том же уровне. «Конечно, при запуске «Запсибнефтехима», который будет потреблять существенные объемы углеводородного сырья, баланс нашего экспорта СУГ несколько изменится. Это наша стратегия – направлять топливно-сырьевую продукцию в более глубокие переделы», – говорил в июне прошлого года в интервью «Интерфаксу» главный операционный директор «СИБУРа» Михаил Карисалов.

СУГ для Китая

Параллельно реализуются проекты по организации экспорта СУГ в страны АТР, прежде всего в Китай, где спрос на эту продукцию в ближайшие годы будет расти опережающими темпами. По данным компании Avestra Group, к концу прошлого года КНР ежемесячно импортировала до 1,7 млн т СУГ – на 0,3 млн т больше, чем годом ранее. При этом цена данной продукции на азиатском рынке на 20–25% выше, чем в Европе, главным образом по причине затрудненной логистики. «СИБУР», уже

имеющий опыт экспорта в Поднебесную небольших объемов СУГ со своего завода «Няганьгазпереработка», наибольшей сложностью в организации стабильных поставок называл отсутствие пунктов по перевалке на российско-китайской границе.

В ближайшие годы положение дел в этой сфере должно измениться к лучшему. На упомянутой декабрьской конференции Avestra Group представила совместный с китайскими партнерами проект терминала Far East Gas по перевалке СУГ и пропилена. Объект стоимостью около 70 млн долларов уже построен в автономном районе Внутренняя Монголия, на пограничном переходе Забайкальск – Маньчжурия. Он предназначен для дальнейших поставок продукции на северо-восток КНР. Первая очередь предполагает ежегодную перевалку 800 тыс. т изо- и н-бутана, 800 тыс. т пропана и СПБТ, а также 200 тыс. т пропилена. С запуском второй очереди перевалочные мощности должны возрасти до 3 млн т в год. Продукция будет приниматься из вагоноцистерн и танк-контейнеров и отгружаться в вагоно- и автоцистерны.

Как сообщил «Нефти России» директор по развитию направления СУГ компании Avestra Group Иван Алтынов, запуск первой очереди намечен на конец первого – начало второго квартала 2018 г. Пусконаладочные работы были завершены еще в прошлом году, и сейчас терминал ожидает согласования с Китайскими железными дорогами на прием и отгрузку продукции. При этом работать с автоцистернами Far East Gas может уже сегодня.

В дальнейшем рядом с этим терминалом планируется строительство еще одного – по перевалке жидкой химпродукции, главным образом метанола, мощностью 2 млн т в год. Avestra рассчитывает привлечь в этот проект российских производителей метанола.

Море поможет

Другие проекты, ориентированные на страны АТР, связаны с морскими поставками сжиженных газов. Первым на Дальнем Востоке специализированным терминалом по перевалке СУГ должен стать транспортно-перегрузочный комплекс, который строит в порту Советская Гавань компания «Ремсталь». Предполагается, что основными поставщиками продукции на терминал будут «СИБУР» и Иркутская нефтяная компания. Объект перевалочной мощностью 1 млн т в год и стоимостью 270 млн долларов планировалось ввести в эксплуатацию еще в 2016 г., сейчас говорится о ноябре 2018-го. Сообщалось, что соинвесто-

ром строительства готова стать китайская госкорпорация China Communications Construction Company. Это свидетельствует как о возможных проблемах проекта, так и о несомненном интересе к нему со стороны потенциальных импортёров.

Другой, ещё более крупный экспортный проект реализуется по соседству, на территории Свободного порта Ванино. АО «Прайм» строит здесь терминал СУГ мощностью 2 млн т в год. Продукция будет доставляться в порт по железной дороге и отгружаться на суда дедевейтом до 80 тыс. т. Ввод первой очереди, рассчитанной на перевалку до 750 тыс. т в год, намечен на начало 2020-го, второй – на 2021 год. Общий объем инвестиций оценивается в 25 млрд рублей. Как сообщали ранее представители АО «Прайм», проект получил статус «приоритетного масштабного проекта Хабаровского края». По их словам, компания уже договорилась о перевалке с крупными российскими производителями СУГ.

Можно предположить, что основные объемы пойдут в Ванино со строящегося сейчас Амурского ГПЗ. По планам «Газпрома», этот завод станет крупнейшим в России и одним из самых больших в мире газоперерабатывающих предприятий. Кроме 60 млн м³ гелия, он будет ежегодно производить около 2,5 млн т этана, 1 млн т пропана, 500 тыс. т бутана и около 200 тыс. т пентан-гексановой фракции. Поскольку в Дальневосточном регионе спрос на чистые фракции пропана и бутана ограничен, основную часть СУГ планируется поставлять в страны АТР.

Кроме того, ООО «Восток LPG» намерено построить терминал по перевалке 980 тыс. т СУГ в год в районе бухты Перевозная под Владивостоком. В апреле прошлого года компания заключила с Glencore Energy UK LTD меморандум, в котором предусмотрена возможность получить последней 15% в проекте. Кроме того, с Glencore может быть заключен контракт на использование объекта.

Возникает вопрос: будут ли востребованы все эти мощности в свете предстоящего роста внутреннего потребления? Thomson Reuters предполагает, что по этой причине к 2022 г. экспорт СУГ снизится на 500 тыс. т в год по сравнению с нынешним уровнем. При этом маловероятно, что экспортёры как по команде откажутся от традиционных направлений поставок. Следовательно, нельзя исключить, что озвученные проекты подвергнутся существенной корректировке либо значительная часть новых перевалочных мощностей останется незагруженной. ■

28-29 МАРТА 2018г.



г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ
ДЦ "ЯМАЛ", ул. Юбилейная, 5

Межрегиональная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ - КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

Выставка пройдет в рамках
Новоуренгойского газового форума

Разделы выставки:

- ✓ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Оборудование для бурения, строительства скважин и трубопроводов, добычи нефти и газа. Новые технологии и оборудование хранения, транспорта, переработки и распределения природного газа и нефти. Насосы, компрессорное оборудование. Контрольные и измерительные приборы.
- ✓ Новые методы и оборудование для геологии и геофизики.
- ✓ Строительство объектов для нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой и химической промышленности. Специальные технологии и материалы для работы в условиях Севера. Энергетическое оборудование. Транспортные средства. Грузовая и спецтехника.
- ✓ Охрана окружающей среды и экологическая безопасность. Комплексная переработка сырьевых ресурсов, утилизация промышленных и твердых бытовых отходов. Очистка сточных вод и обращение с осадком. Предупреждение загрязнений воздушной среды. Реабилитация загрязненных территорий и акваторий.
- ✓ Промышленная безопасность. Охрана труда и техника безопасности, спецодежда, средства защиты. Средства связи, телекоммуникации и сигнализации. Противопожарная техника.



Организатор выставки:
Администрация г. Новый Уренгой

Оператор выставки:

СИБЭКСПО SERVICE

ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис",
г. Новосибирск

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

Бюрократия – враг нефтепереработки



Как преодолеть технологические, финансовые и административные барьеры на пути развития отрасли?

В России в последние годы прошла массовая модернизация нефтеперерабатывающих мощностей. Вынашиваются амбициозные планы по развитию отечественной нефтехимии. Но, к сожалению, зачастую реализация этих планов буксует. Новые мощности создаются крайне медленно, нефтехимического сырья не хватает, сохраняется высочайшая зависимость отрасли от иностранных технологий и оборудования. Почему так происходит и как с этим бороться? На эти и другие вопросы на страницах «Нефти России» отвечает один из ведущих российских специалистов в области нефтепереработки Владимир КАПУСТИН.

– Владимир Михайлович, как Вы оцениваете сегодняшнее состояние нефтехимии в России?

– К сожалению, мы отстаём так сильно, что нам уже не догнать развитые страны мира. И проблема заключается в том, что никто особо и не собирается догонять. Если мы говорим о нефтехимии, то сегодняшняя ситуация по сравнению с недавним прошлым складывается неплохо. Но это всё равно не даёт нам возможности двигаться наравне с ведущими странами мира. Доля нефтехимической отрасли в российском ВВП составляет всего около 2–3%. В развитых государствах речь идёт о десятках процентов. И вот в этом плане каких-то больших перемен пока не произошло.

Главная проблема заключается в том, что все наши разговоры о важности

строительства установок для получения нефтехимического сырья так и остаются разговорами. Видимо, в силу того, что это очень масштабные проекты, которые требуют миллиарды долларов – как на технологические установки, так и на инфраструктуру в целом.

В области нефтехимии крупных, серьёзных шагов не делается. И причина этому, как мне кажется, кроется в сроках реализации «Стратегии развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года». То есть, допустим, если вы приступите к реализации этой программы в 2020 г., у вас в запасе будет целых 10 лет, которые вы должны использовать в целях реализации стратегии. А если бы сроки программы ограничились, условно говоря, до 2020-го, то уже сегодня



«Газпром нефть»

НАША СПРАВКА



Фото – Максим Толстой

Капустин Владимир Михайлович с 2004-го по 2017 г. занимал должность генерального директора ОАО «ВНИПинефть». Заведующий кафедрой технологии переработки нефти факультета химической технологии и экологии РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.

Доктор технических наук, профессор, академик РАЕН. Заслуженный деятель науки РФ. Дважды лауреат Премии Правительства РФ в области науки и техники. Награжден орденом Дружбы РФ.

Почетный работник высшего профессионального образования РФ. Почетный нефтехимик.

Автор 375 научных трудов, в том числе семи монографий, 15 учебников и учебных пособий, более 86 авторских свидетельств и патентов.

Автор основополагающего учебника по технологии переработки нефти, удостоенного премии им. И. М. Губкина.

наблюдалось бы какое-то заметное движение.

Помимо этого, сейчас на развитие перерабатывающей отрасли серьезно давят ещё и заявления о том, что электро-мобили вытеснят автомобили с двигателями внутреннего сгорания. Электро-мобили даже сравнивают с мобильными телефонами, которые сегодня практически вытеснили все стационарные телефоны. Но по электромобилям нет такой ясности и очевидности. Поэтому я не думаю, что за 20 лет могут произойти какие-то серьезные изменения в этой сфере. Однако подобные суждения об электро-мобиле оказывают серьезное влияние на тех инвесторов, которые готовы вкладывать в нефтепереработку уже сегодня. Слыша такие заявления, они невольно начинают задумываться над тем, зачем строить заводы, которые стоят миллиарды долларов, если электростанции в этом плане намного выгоднее.

В настоящее время на получение топлива в развитых странах идет 85% неф-

ти, в развивающихся государствах – 95%. Всё остальное укладывается в 5%. Поэтому рассуждать о том, что, если не будет потребности в топливе, мы весь автомобиль сделаем из пластмассы (вся нефть уйдет в нефтехимию) – неправильно. Допустим, завтра горючее будет не нужно. Но тогда встанет вопрос, куда девать нефть.

Исходя из этой популистской позиции, затуманиваются проекты компаний. В итоге резко снизились темпы модернизации нефтепереработки. Программа по реконструкции и строительству новых установок нефтепереработки выполнена сегодня на 50%. Отодвигаются сроки, которые были поставлены изначально.

Кто-то всё-таки должен сказать, что электромобиль – это такая же «игрушка», как и альтернативное топливо. Развитие будет, но небольшое. Все эти био-этанола, все эти топлива из газа имеют ограниченный спектр применения. А самое главное – это бензин и дизельное топливо.

– Возможно, причина слабого развития нефтепереработки и нефтехимии связана ещё и с тем, что отсутствует чёткая система регулирования этих процессов?

– И управление, и регулирование есть. Мне кажется, самым главным является то, что сегодня все компании нацелены на получение скорейшей прибыли. А падение рубля позволило им этого добиться. Часто можно встретить новости о том, что какая-то компания увеличила свою чистую прибыль в несколько раз. За счёт чего? За счёт того, что всё-таки долларовые цены не сильно падают, а зарплаты особо не поднимаются. Поэтому дельта получается достаточно большой. Соответственно, все усилия направляются на то, чтобы эту дельту получить сразу в нефти.

Строительство нефтеперерабатывающих заводов – дорогой и долгий процесс. В крупных компаниях практически все новые проекты, которые должны были быть реализованы в ближайшие два-три года, находятся на стадии заморозки.

Да, у нас есть и хорошие заводы. В частности, Омский НПЗ (высокий уровень переработки, наличие передовых технологий) и многие другие. Но мы же говорим о средней ситуации в отрасли.

В качестве примера эффективно работающего завода можно отметить «ТАНЕКО», где глубина переработки достигает 96%. Выход светлых продуктов там – почти 75%. Это достаточно высокие показатели, соответствующие мировому уровню. Такой результат получен благодаря политике Татарстана. Президент республики Р. Н. Минниханов всё время говорит о том, что Татарстан выживет, только если будет строить производства по переработке нефти и нефтехимического сырья. Поэтому в маленьком городе Нижнекамске сегодня находятся два крупных НПЗ и один крупный нефтехимический комбинат.

На развитие нефтехимической отрасли влияет и то, что пока всё-таки не удалось убрать закон, связанный с повышением экспортной пошлины на мазут до 100%. В своё время я поддерживал это решение, но сейчас вижу, что это реальный тормоз для средних предприятий, который ставит им рамки. То есть вы либо вообще не выпускаете мазут, либо платите огромную пошлину за экспорт.

– А как же его стандартное использование в качестве топлива? Или это уже не актуально?

– В определённых количествах мазут используется. Но перспективы таковы, что в качестве судового топлива будет больше востребован дизель. В качестве котельного топлива мазут также малопривлекателен. Ведь, чем «темнее» продукт, тем больше он даёт вредных выбросов в атмосферу.

– Актуальной темой в последнее время стало импортозамещение. Как обстоят с этим дела в сфере нефтехимии?

– Санкции на нефтепереработку и нефтехимию не распространяются. Это оговорено во всех документах. Однако у нас самая опасная зависимость от импорта по компрессорам и насосам, мы их не можем делать самостоятельно. Вторая болевая точка – программное обеспечение.

Поскольку у нас сегодня практически нет специализированных нефтехимических институтов, то, даже приобретая западную технологию, мы не можем её грамотно скопировать, как это, например, делают китайцы. У нас все отрас-



«Роснефть»

левые институты по нефтехимии уничтожены.

У «Роснефти» сегодня больше 25 научно-исследовательских институтов. Они их объединили в один блок, который пытается как-то наладить научную работу. По существу, идёт возврат к практике СССР, где существовал профильный головной институт, который отвечал за технологии.

У «Роснефти» есть три научных института в области нефтепереработки. Функции головной организации выполняет Центр исследований «Роснефти», а в области проектирования ведущая роль отводится ВНИПИнефти. В советское время именно ВНИПИнефть отвечала перед министерством за всю технологию. Такой подход кажется правильным, а как он проявит себя на практике, пока ещё рано говорить.

В области переработки всё же есть успехи. Имеются российские технологии – к примеру, по изомеризации лёгкой бензиновой фракции. Первичная переработка нефти также находится на мировом уровне. Вакуумная перегонка делается силами наших учёных.

В целом, безусловно, нужно сделать акцент на развитии собственных технологий и науки. Так, американская ExxonMobil выделяет на исследовательские работы и опытные испытания порядка 1 млрд долларов в год.

– Сейчас часто говорят об актуальности и эффективности распространения наилучших доступных технологий. Как это влияет на развитие отрасли?

– Это идея Минэнерго – собрать в одном сборнике те технологии, которые

являются общепризнанными. В результате можно не проводить длительных исследований, а сразу обращаться к тем компаниям, которые в данном вопросе достигли наибольших успехов. Скорее всего, систематизация и информирование нужны. Если есть какие-то перспективные технологии, то почему бы их не включить в реестр?

Но по нефтехимии так и не удалось этого сделать. У нас нет ни одного конкурентоспособного процесса в данной сфере. Причина в том, как я уже отметил, что все отраслевые институты развалились. А на пустом месте создать технологию достаточно трудно.

Почему этим не озабочены Правительство РФ и Академия наук РФ? Озабочены, но пока изменить ситуацию они не могут. Поэтому, очевидно, вопросов в области перехода к наилучшим доступным технологиям больше, чем ответов.

Например, китайцы просто «сдирают» зарубежные технологии. Это в принципе не долгий процесс. Но у нас почему-то боятся идти по такому пути. Хотя чего боятся-то? Мы и так все в санкциях, изолированы...

– Проблема ещё и в том, что наши компании чаще всего закрыты по отношению к отечественным разработчикам. И наоборот – больше открыты для западных...

– Зачастую 80% российских подрядчиков крупных компаний банкротятся в результате работы с ними. Ведь аванс не дают, а деньги за работу платят через 90 дней... А когда приходят мощные западные подрядчики, они берут дешёвые кредиты. Вы знаете, сегодня за рубежом можно взять кредит под 1%. А у нас по-

пробуй, возьми кредит под такой процент. Как минимум 15%!

Знаете, почему российскому подрядчику непросто зайти в крупную отечественную компанию? Потому что там заранее знают все эти риски. Им легче и надёжнее работать с западным подрядчиком.

– Но если такое положение дел сохранится, то отечественное производство так и не будет развиваться...

– Я периодически слушаю отчёты о деятельности крупных компаний. Планы их выполняются не на 100%, хорошо, когда на 60%. И знаете в чём причина? Банкротство подрядчиков. Они просто не доходят до конца. Негативную роль играют также частые смены топ-менеджеров у заказчиков.

– Как-то же должно это регулироваться? Какие меры здесь необходимы?

– Я считаю, что нужно бороться с бюрократией внутри компаний. Если руководитель среднего звена сегодня будет брать на себя ответственность, то его обязательно снимут с занимаемой должности. Поэтому идёт затягивание времени.

Правда, есть и противоположные примеры. Я видел, как в «Татнефти» все участники процесса были заинтересованы в запуске НПЗ «ТАНЕКО». Пожалуй, ещё «Газпром нефть» старается активно строить новые установки. Но в других компаниях я этого не вижу. Преодолеть бюрократию, чтобы поддержка отечественного производителя стала реальностью, можно только посредством административных ресурсов.

– С технологиями картина понятна. А как складывается ситуация с сырьём для нефтехимии?

– У нас нет достаточного количества этилена и пропилена. Чтобы получить нужное сырьё, необходимо строить установки пиролиза. Сегодня общая мощность таких установок в стране в лучшем случае составляет 2 млн тонн в год, а вышеупомянутая Программа на период до 2030 г. предусматривает доведение их совокупной мощности до 12 млн т в год.

Но за последние пять лет ситуация не изменилась – как было 2 млн т, так и осталось. Изменится ли что-то через три года? Возможно, когда запустится «Зап-СибНефтехим». Там и посмотрим...

– Появятся ли в случае выполнения параметров Программы-2030 излишние

мощности? И можно ли будет отправлять нефтехимическое сырьё на экспорт?

– Нет. Этилен и пропилен достаточно трудно перевозятся. К тому же тем, кто хочет заниматься их транспортировкой, придётся строить с нуля всю инфраструктуру. А она стоит столько же, сколько сооружение самой технологической установки.

Почему наш газ так активно покупают в Европе? Потому что у них имеются установки по разделению его на метан, этан и пропан. И дальше уже на нефтехимию они забирают этан. А из этана получается где-то 85% этилена, это очень выгодно. Вот такую установку в Новом Уренгое мы всё никак, к сожалению, не можем достроить.

– Как Вы считаете, создание кластеров и технопарков могло бы улучшить ситуацию в отрасли?

– Из всех кластеров, которые обозначены в Плани-2030, активно работает только кластер в Татарстане. На востоке никто не работает, за исключением «СИБУРа» в Тобольске. Есть много намерений, но на деле мы мало что видим. Как я уже отмечал, заведомо сделано так, чтобы всё начало развиваться только после 2025 г. А на вопрос, кто останется к 2025 г. из тех, кто принимал эту стратегию, никто ответить не может.

У нас всё сконцентрировано в европейской части РФ. Сейчас только начинают отстраиваться Восточная Сибирь, Дальний Восток. Я считаю, что выбран не совсем правильный путь развития. Он у нас эволюционный. Куда потянет – туда пойдёт. У нас никто не отвечает за то, чтобы мы, допустим, сделали Россию нефтехимической страной.

Я не обвиняю Минэнерго. Они выполняют свою работу качественно. Но при этом ничего не происходит. Менеджеров не могу обвинить в том, что они не выполняют своей работы. Очевидно, все выстроено не так, чтобы процессы шли быстрее. Вот что пугает. Потому что те же арабы, китайцы не просто демонстрируют планы, они выполняют их очень быстро.

Конечно, стратегии нужны. Когда нет таких документов – плохо, потому что никто ни за что не отвечает. Раньше было иначе. Может, я человек со старыми взглядами, но чем хорошо было в Советском Союзе? Всё-таки планы там не только определялись, но и выполнялись.

Знаете, почему ещё складывается сегодня такая ситуация? Нефтепереработ-

ка и нефтехимия – это области, где надо вложить сегодня и много, а получить, условно говоря, через 10 лет. А в нефтедобыче процесс возврата инвестиций идёт быстрее. Нашли нефть, сразу можете её качать и получать свои деньги обратно. В результате большое количество денег вкладывается в добычу. Возможно, правильнее было бы сделать более равномерным разделение инвестиций между отраслями.

– Какие перспективные проекты в сфере нефтепереработки и нефтехимии Вы можете назвать?

– Сегодня в Нижнекамске реализуются масштабные проекты по нефтепереработке. В частности, по гидроконверсии гудрона (на базе «ТАНЕКО»). Установка будет пущена в 2018 г. Этот проект осуществлён совместно с российскими проектировщиками и машиностроителями. Примечательно, что на запуске новой установки применены новые для российской нефтепереработки технологии, разработанные Институтом нефтехимического синтеза. Это действительно революционный проект. Пока это лишь опытно-промышленная установка на 50 тыс. т в год. Но если она пройдёт обкатку, то можно будет уверенно строить с десяток таких установок в разных компаниях. И проблема переработки гудрона просто исчезнет.

Сегодня эта проблема решается с помощью установок замедленного коксования. На выходе получается слишком много кокса (25%), одна тонна которого стоит не больше 40 долларов. А если учитывать, что нефть покупается больше чем за 60 долларов за баррель, то выгоды очень мало.

В мире помимо гидроконверсии гудрона существует ещё несколько похожих технологий, которые в той или иной степени двигаются, но с небольшими успехами. Есть установка VCC (Veba-Comby Cracking), опробованная в Китае и продемонстрировавшая хорошие результаты. Но проблема заключается в том, что её приходится останавливать, поскольку закоксовывается колонна. То есть постоянного процесса переработки добиться не удастся. Похожая технология применяется в Италии компанией Eni. Там в качестве добавки используются соединения молибдена. Но из-за последствий пожара сейчас эта установка не работает.

Плюс ко всему разработан гидрокрекинг-процесс LC-Fining. Однако там с пе-



СИБУР

переработкой гудрона существует много проблем. Поэтому, если бы удалось сделать так, чтобы из гудрона можно было получать до 90% жидких нефтепродуктов, было бы замечательно.

Также к числу весьма перспективных можно отнести проекты, связанные с получением новых катализаторов. Сегодня такую фабрику «Газпром нефть» строит в Омске. Её мощность составит 15 тыс. т катализатора крекинга, 6 тыс. т катализатора гидроочистки и 3 тыс. т катализатора гидрокрекинга. Разработкой катализаторов занималась ВНИПИнефть. Это мощный импортозамещающий проект с последующим выходом на рынки Ближнего Востока, возможно, Индии и Китая.

Что касается нефтехимии, то тут достаточно высокими темпами развивается только «СИБУР». Назвать ещё какую-то компанию, которая активно продвигает нефтехимию, трудно. «СИБУР» реализует проект «ЗапСибНефтехим». Он предполагает строительство установки пиролиза мощностью 1,5 млн т этилена, а также около 500 тыс. т пропилена и 100 тыс. т бутан-бутиленовой фракции в год.

К перспективным проектам можно отнести строительство Амурского газоперерабатывающего завода. Он должен стать важным звеном технологической цепочки будущих поставок природного

газа в Китай по газопроводу «Сила Сибири». Но ситуация со сроками его ввода не ясна.

Кроме того, о большом блоке нефтехимии заявляла Восточная нефтехимическая компания. Данный проект получил положительное заключение, но ничего пока не строится. Прежде всего, это вопрос больших денег.

Если рассматривать остальные проекты, то сроки их реализации сдвинуты на 2020-е, что, конечно, не особо радует. Если нет сырья для нефтехимии, то и нефтехимии нет.

– Владимир Михайлович, какие вопросы и проблемы отрасли Вы поставили бы на повестку дня в текущем году?

– Первое – окончательно избавиться от мазута как от коммерческого продукта. Сегодня правительство придерживается этого курса – введения 100-процентной пошлины на мазут. Она заставит компании осуществлять проекты по глубокой переработке тяжёлых фракций. Хотя многие критикуют это решение. Говорят, что так могут обанкротиться средние независимые НПЗ. Но всё-таки правительство придерживается этой позиции.

Второе – не бояться того, что через 20 лет нефтеперерабатывающие заводы не будут востребованы. С этой вредной иде-

ей нужно бороться, потому что через 20–30 лет всё равно на электромобили мы не перейдём. Я думаю, это будет точно так же, как сегодня автомобили работают на биоэтаноле. Скажем, в Бразилии идёшь по дороге, а такое впечатление, что находишься в винном баре. Это несгоревший спирт создаёт такую атмосферу. Никто кроме Бразилии на чистом биоэтаноле не ездит. Америка ввела 10-процентное содержание биоэтанола в бензине, Европа тоже. У биоэтанола много минусов. На тонну топлива вы не получаете той мощности, которая вам нужна. Но зато при сгорании этанол образует воду, а вредные вещества не выходят. По экологическим параметрам такой автомобиль выглядит привлекательным.

Очень сложно представить, что в Восточной Сибири или в каких-то других отдалённых регионах России будут перемещаться электромобили. Видели карту США? У них налажена огромная сеть станций, где вы можете зарядить аккумулятор. Такую сеть создать у нас будет сложно, поэтому это произойдёт не скоро. Мы потребляем 130 млн т и перерабатываем 280 млн т. А там потребляют миллиард. Чувствуете разницу?

*Интервью подготовили
Сергей Черных и Наталья Силкина* ■

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



15 марта
2018

НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

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

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



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
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой 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
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Презентация настенной нефтегазовой 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
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Презентация настенной нефтегазовой 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
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа



Упущенный шанс

Почему тормозится проект по переоборудованию лихтеровоза «Севморпуть» в буровое судно?

Юрий БАНЬКО

В журнале «Нефть России» № 9/2017 была опубликована статья «Попробуем без платформ», в которой говорилось о возможности использования для обслуживания и ремонта скважин, а также для выполнения буровых работ на шельфе судов вспомогательного флота, так называемых бесплатформенных систем. А ведь ещё несколько лет тому назад в России могло появиться уникальное судно – атомный лихтеровоз «Севморпуть» с буровой установкой, который был бы незаменим для бурения в арктических акваториях.

Без слёз не взглянешь

За период с 1982-го по 2017 г. на арктическом шельфе России было проведено бурение немногим более чем на трёх десятках структур. Объём поисково-разведочного бурения составил менее 200 тыс. м, открыто 20 месторождений угле-

водородного сырья. Почти все месторождения открывались первыми скважинами. Коэффициент успешности нефтегазоразведки достиг 0,8, что является одним из лучших показателей в мире. А максимальный прирост запасов на одну пробуренную скважину составил от 500 млн до 1 млрд т условного топлива.

Последним крупным достижением стало открытие «Роснефтью» на шельфе Карского моря крупного месторождения «Победа» с ресурсами около 100 млн т. Всего же, согласно прогнозам, ресурсы структуры «Университетская» равняются 1,3 млрд т н. э. Но после введенных западных санкций бурить в арктических морях практически нечем. Хотя только на российском шельфе у «Роснефти» – 48 лицензионных участков.

Сократилась и материально-техническая база для проведения разведочного бурения на арктическом шельфе. Вместо семи плавучих буровых установок осталось только три: СПБУ «Арктическая», «Мурманская», работающая за рубежом, и «Амазон». Плюс две полупогружные буровые установки – «Полярная звезда» и

«Северное сияние». Имеется ещё буровое судно Deep Venture (ранее – «Валентин Шашин»), работающее в водах Вьетнама, которое ещё в 2015 г. планировалось вернуть в Российскую Арктику. С таким арсеналом выполнить поставленные задачи по приращению объёмов углеводородных ресурсов практически невозможно.

Выход из критической ситуации предложил Президенту России Владимиру Путину (ещё 2 мая 2007 г. во время проведения в Мурманске Президиума Государственного Совета) генеральный директор ОАО «Мурманское морское пароходство» Александр Медведев. Суть предложения состояла в переоборудовании атомного лихтеровоза «Севморпуть» и судна ледового класса «Иван Папанин» в буровые суда. Учёные и конструкторы, ознакомившиеся с предпроектными работами, назвали эти решения гениальными. Идею поддержали Росимущество, Росморречфлот, Минтранс. Против тогда высказывалась лишь одна структура, которая должна была быть заинтересована в этом больше других, – Минприроды.

Инструмент для ГРП

Сегодня в мире осваивается более 3 тыс. шельфовых месторождений, которые обеспечивают 35% общемировой добычи нефти и 32% газа. России также крайне необходимо продолжать начатые в 1981 г. планомерные нефтегазопоисковые работы на арктическом шельфе, общая площадь которого составляет 6,2 млн км² (20% от мирового). Ведь суммарные ресурсы месторождений углеводородов в акваториях России составляют более 100 млрд т в нефтяном эквиваленте, а это 20–25% общемировых запасов нефти и газа. Из них на долю арктических морей (Баренцева и Карского) приходится 70%. Если же говорить о локализованных ресурсах (по выявленным и подготовленным структурам), то доля западных арктических морей ещё выше и достигает 85%.

К сожалению, в результате свёртывания геологоразведочных работ и отсутствия буровых установок средняя изученность бурением шельфа Западной Арктики в 20 раз меньше, чем шельфа Норвегии. Незначительна и геофизическая изученность этой акватории, хотя в последнее время такие работы активизировались.

Лишь на нефтяном Приразломном месторождении ведётся добыча сырья. Большинство же шельфовых объектов из-за малой изученности и повышенных экономических рисков малопривлекательны для потенциальных инвесторов.

Ещё в октябре 2005 г. тогдашний министр природных ресурсов РФ Юрий Трутнев, посетив Мурманск вместе с бывшим премьер-министром Михаилом Фрадковым, отметил, что ресурсный потенциал шельфа соизмерим с потенциалом континентальных месторождений. На активизацию геологического изучения шельфа тогда планировалось выделить 33 млрд рублей. Ожидалось, что это позволит в 2007–2015 гг. выполнить параметрическое бурение, а затем передать недрапользователям 10–15 перспективных площадей, на которых будет достигнуто приращение запасов в размере 2–3 млрд т нефти и 3–5 трлн м³ газа. Планы хорошие, но за прошедшее время государством мало что сделано, чтобы создать необходимый инструмент для проведения таких работ. Если бы не «Газпром», построивший две ППБУ – «Полярная звезда» и «Северное сияние», – СПБУ «Арктическая» и МЛСП «Приразломная», то можно было бы говорить, что КПД обещаний Минприроды – ниже чем у паровоза...

Государству ещё несколько лет назад необходимо было выделить средства на создание оборудования, способного выполнять буровые работы на шельфе. Уже сегодня потребность в проведении ГРП на шельфе вынуждает иметь две – три самоподъёмные буровые установки, но их нет. А арендовать у западных стран дорого. К примеру, один день работы иностранной СПБУ стоит 500 тыс. долларов, а строительство скважины обойдется в 50–70 млн долларов. А ведь за ближайшие два десятилетия необходимо открыть не менее 100 месторождений с извлекаемыми запасами каждого в 20 млрд т и выше. Только так можно к 2030 г. прирастить запасы на необходи-

Суммарные ресурсы месторождений углеводородов в акваториях России составляют более 100 млрд т в нефтяном эквиваленте, а это 20–25% общемировых запасов нефти и газа. Из них на долю арктических морей (Баренцева и Карского) приходится 70%.

мые 2,35 млрд т. Чтобы решить эту задачу, требуется построить суда ледового класса, разведочные и добычные буровые платформы. А для этого нужны миллиарды долларов. Но в данном направлении государство не предпринимает никаких шагов, а время идёт. Строящийся на Дальнем Востоке, в городе Большой Камень, завод «Звезда», несмотря на все заверения, вряд ли сможет обеспечить нефтегазовые компании в ближайшие годы необходимым количеством буровых установок.

Выходом из создавшейся ситуации могло бы стать переоборудование атомного лихтеровоза «Севморпуть» в буровое судно ледового класса. Этот проект обошёлся бы дешевле, нежели строительство буровой платформы, он был бы реализован в более сжатые сроки, всего за полтора года. В результате Россия получила бы уникальный инструмент для работы на шельфе. Но предложение осталось без внимания. Вместо этого «Росатом», реанимировав судно, использует его в Арктике для доставки грузов. Хотя для этих целей вполне могли бы подойти обычные сухогрузы усиленного ледового класса. Тем более что Мурманское морское пароходство имеет опыт

выгрузки грузов на необорудованное побережье и на припайный лёд.

Блеф или реальность?

Проект, предложенный специалистами Мурманского морского пароходства, по созданию на базе АЛВ «Севморпуть» бурового судна, – вполне реальный. Прежде чем генеральный директор пароходства Александр Медведев озвучил Президенту России вышеупомянутую идею, компания заказала на свои средства проектную проработку, которую выполнили учёные и конструкторы ФГУП ЦНИИ имени академика А. Н. Крылова и ЦКБ «Балтсудопроект». В качестве аналога были взяты буровые суда, построенные в Южной Корее и Испании.

Почему вообще возникла идея переоборудования судна такого класса в буровой комплекс? Ответ прост. АЛВ «Севморпуть» спроектировали и построили как специализированное судно, предназначенное для доставки грузов по Северному морскому пути в районы Крайнего Севера. Начиная с 1994 г. лихтеровоз использовался для перевозки продукции Норильского комбината на Дудинском направлении. Но в декабре 2006 г. закончилось действие разрешительных документов Российского морского регистра судоходства и был полностью использован нормативный энергозапас активной зоны ядерного реактора. Дальнейшая эксплуатация судна, без проведения дорогостоящего комплекса мероприятий по продлению ресурса атомной энергоустановки и выполнения ремонтных работ, была невозможна.

В конце декабря 2013 г. тогдашний генеральный директор «Росатома» Сергей Кириенко принял решение восстановить АЛВ «Севморпуть». Были выполнены работы по продлению ресурса ядерной установки, закуплен и загружен комплект ядерного топлива, заменена часть оборудования. 6 мая 2016 г. обновленный лихтеровоз вышел в первый рейс для доставки грузов на остров Котельный. Предполагалось также его использование при разработке Павловского месторождения свинцово-цинковых руд на острове Новая Земля.

Конечно, без работы судно не останется. Но наиболее приемлемый вариант – его использование в качестве суперарктического бурового судна. Оно было бы незаменимым при разработке и освоении новых нефтяных и газовых месторождений российского шельфа Западной Арктики – в Баренцевом, Печорском



и Карском морях. Такое решение проблемы дальнейшего использования государственного судна полностью отвечает задачам, поставленным Президентом РФ В. В. Путиным, который назвал строительство платформ и другой транспортной инфраструктуры для освоения нефтегазовых месторождений на континентальном шельфе, в том числе в Арктике, одним из ключевых направлений работы судостроительной отрасли.

Атомная энергоустановка обеспечивает полную автономность бурового судна в течение длительного промежутка времени, что в значительной мере сокращает эксплуатационные расходы и увеличивает срок ведения буровых работ в арктической зоне. По предварительным расчетам проектной организации «Балтсудопроект», стоимость работ по изменению функционального назначения «Севморпути» с использованием существующих мощностей завода в городе Северодвинске составила бы (в ценам 2007 г.) около 4 млрд рублей. Срок переоборудования – до 15 месяцев. Для сравнения, стоимость строительства нового аналогичного судна с обычной силовой установкой состав-

Атомная энергоустановка обеспечивает полную автономность бурового судна в течение длительного промежутка времени, что в значительной мере сокращает эксплуатационные расходы и увеличивает срок ведения буровых работ в арктической зоне.

ляет от 18 до 25 млрд рублей, а арктической буровой платформы – до 43 млрд рублей. При этом срок строительства увеличивается как минимум до 3 лет.

Преимущества очевидны

Ледокольно-транспортный лихтеровоз-контейнеровоз с атомной энергетической установкой представляет собой одновинтовой, однопалубный атомоход с носовым расположением жилой надстройки, промежуточным расположением машинного отделения и реакторного отсека, ледовым усилением корпуса и рулевого устройства. Он имеет неограни-

ченный район плавания. Архитектура лихтеровоза и его размеры позволяют удачно размещать буровой комплекс, а всё технологическое оборудование и материалы обеспечения бурения – в непосредственной близости от него.

Как уже отмечалось, АЛВ «Севморпуть» оснащён атомной силовой установкой. Это крайне выигрышное обстоятельство. Во-первых, плавучее буровое судно является энергоёмким, требующим больших запасов топлива и постоянного их пополнения. Автономность же бурового судна на базе АЛВ «Севморпуть» была бы неограниченной. Не будет необходимости пополнять запасы топлива и пресной воды, которая производится на судне собственными опреснителями. Отпадает также необходимость в буксировке судна к месту работ.

Во-вторых, суда подобного класса с ядерной энергетической установкой обладают повышенной безопасностью в части непотопляемости, остойчивости, требований к параметрам качки, резервирования главных и вспомогательных механизмов. Всё это относится и к буровым судам.

Конечно, придётся выполнить солидный перечень работ. В частности, надо смонтировать буровой комплекс. Требуется также оборудовать судно системой позиционирования, для чего в носовой части необходимо установить три подвешивающих устройства, а в кормовой – две винторулевые колонки типа «Азипод», которые также будут обеспечивать движение судна. Предстоит установить резервный дизель-генератор мощностью около 6 тыс. кВт и аварийный дизель-генератор буровой установки. Появится необходимость в модернизации корпуса судна. В носовой части придётся увеличить жилую надстройку, оборудовать вертолётную площадку. Под новое назначение потребуется переоборудовать трюмы. Надо установить одну или две буровые вышки. Работ немало, но сроки их выполнения, как уже упоминалось, составят всего 15 месяцев при значительно меньшей стоимости, чем создание нового бурового судна.

Переоборудованный лихтеровоз сможет бурить параметрические, поисково-оценочные, разведочные и эксплуатационные скважины глубиной до 5500 м при глубине моря от 50 до 2000 м. Именно такого судна и не хватает в Арктике.

Затраты на переоборудование АЛВ «Севморпуть» соизмеримы со стоимостью строительства трёх скважин, аналогичных той, которую пробурили на структуре «Университетская-1». Но даже не это главное. Можно ли соизмерить потраченные средства с теми грандиозными открытиями, которые будут совершены благодаря использованию нового бурового судна? А поле деятельности для него открылось бы безграничное. Упустить такой шанс казалось непростительной ошибкой. Тем более что АЛВ «Севморпуть» принадлежит не коммерческой структуре, а государству.

Ещё один довод «ЗА»

В последние годы всё больше обостряется противоборство Приарктических государств за богатства северного шельфа. Десять лет прошло после серии походов атомного ледокола «Россия» (летом и осенью 2007 г.) в Арктику с научными экспедициями на борту. Тогда был выполнен комплекс исследований на хребте Ломоносова в Северном Ледовитом океане, позволивший получить научные данные, необходимые при определении внешних границ континентального шельфа России. Была также осуществлена проводка к Северному полюсу науч-

но-исследовательского судна «Академик Фёдоров», с которого на дно Северного Ледовитого океана были спущены обитаемые аппараты «Мир». Учёные с борта атомного ледокола «Россия» выполнили важный этап исследований на хребте Ломоносова. Именно те походы обострили внимание всего мирового сообщества к проблеме освоения богатств арктического шельфа, к обеспечению своего присутствия в Арктике.

По количеству посещений Северного полюса, проведению научных исследований в Арктике – мы бесспорные лидеры. Но что касается качества исследований и их значимости для обоснования претензий на дополнительный участок шельфа в 1,2 млн км², то здесь есть вопросы.

Да, со спускаемого глубоководного аппарата «Мир» был установлен россий-

Переоборудованный лихтеровоз сможет бурить параметрические, поисково-оценочные, разведочные и эксплуатационные скважины глубиной до 5500 м при глубине моря от 50 до 2000 м. Именно такого судна и не хватает в Арктике.

ский флаг в точке Северного полюса. Да, были доставлены образцы породы со дна Северного Ледовитого океана. Но суть проблемы от этого не изменилась. Комиссией ООН по определению границ арктического шельфа и мировым сообществом (особенно странами, претендующими на свой «кусочек» спорного участка арктического шельфа) эти данные не будут приниматься во внимание.

Доставка образцов грунта с глубины более 4200 м представляет интерес для океанологов, биологов, но для определения геологической структуры дна осадочные породы практически бесполезны. Поэтому Комиссия ООН не приняла их к рассмотрению, заявив, что их могло принести течением с материка. Для определения кристаллической структуры дна, его глубинного строения необходимо выполнить буровые работы. Это позволило бы сравнить полученный керн с данными по Сибирской континентальной платформе. К сожалению, осуществить ГРП на хребтах Ломоносова и Менделеева Россия не в состоянии по причине отсутствия буровых судов ледового класса.

А вот Дания, используя норвежское буровое судно ледового класса Vidar Viking, ещё в 2004 г. пробурила скважину глубиной 428 м на подводном хребте Ломоносова. К слову, обеспечивали буровые работы датчан российский атомный ледокол «Советский Союз» и шведский дизель-электрический ледокол Oden.

К Арктике проявляет интерес и Китай. Кстати, по заказу Японии он построил буровое судно ледового класса Chikyu, способное бурить скважины при глубине моря 4000 м. Нет сомнения в том, что оно в перспективе появится в арктических водах, пока мы будем размышлять о необходимости создания своего бурового оборудования. А ведь Chikyu имеет примерно такие же размеры, что и АЛВ «Севморпуть».

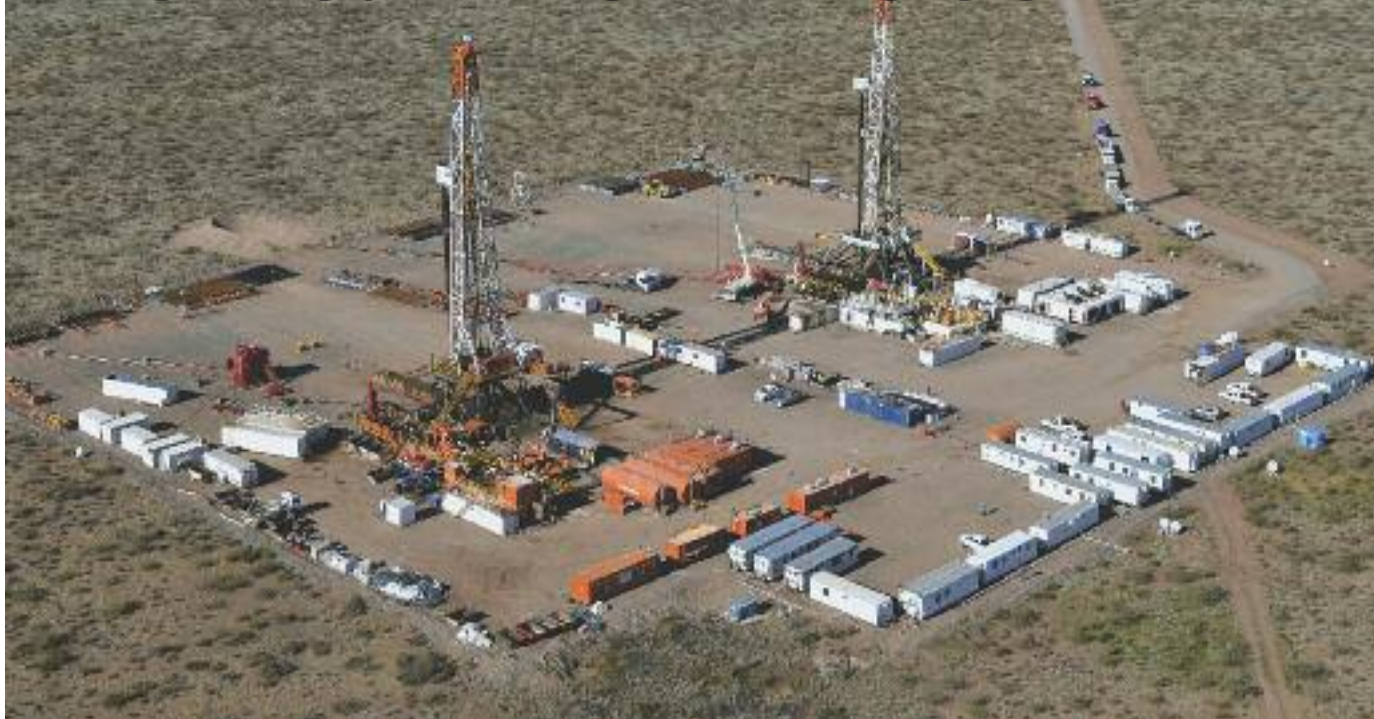
Изыскания, выполненные исследовательскими судами и ледоколами США, Канады, Швеции, Германии, Норвегии, призваны в недалёком будущем сыграть огромную роль в решении в ООН вопроса о принадлежности тому или иному государству части шельфа арктических морей.

В районе Северного полюса начиная с 1991 г. работали: шведский ледокол Oden, немецкий Polarstern, канадский Louis S. St. Laurent, американские Polar Sea и Healy, норвежское судно Vidar Viking.

Россию должны насторожить глубоководные буровые работы на арктическом шельфе в рамках комплексной международной программы International Ocean Discovery Program (IODP). Наша страна в ней не участвует, и нет сомнения в том, что полученные данные по арктическому шельфу будут использованы не в пользу России. К слову, в буровых работах в рамках этой программы задействованы и уже упомянутое японское буровое судно Chikyu, и американское JOIDES Resolution. А всего в программе участвуют 28 стран, в том числе весьма далекие от Арктики.

В 2018 г. в рамках программы IODP предполагалось реализовать проект по бурению скважины глубиной 1225 м в южной части хребта Ломоносова. Правда, эти планы могут быть сорваны, так как Россия не предоставила участникам проекта свой ледокол. Но всё равно подобная активность настораживает. Неужели нам не важно, кому удастся прирастить шельф новыми участками, богатыми запасами нефти и газа? Хочется верить, что у нас, наконец, появится своё буровое судно для проведения изысканий на шельфе Арктики. И АЛВ «Севморпуть» был бы в этом качестве незаменим. ■

Нефть для России – не только в России



Вопреки санкциям отечественные компании расширяют свою деятельность за рубежом

Константин СЕРГЕЕВ

Российские добывающие компании наращивают свой ресурсный потенциал не только на территории РФ, но и практически по всему миру. Это представляется тем более удивительным, что происходит на фоне сохраняющихся антироссийских санкций – с далеко не однозначными (для самих инициаторов) результатами их последовательного ужесточения.

О западных (главным образом – американских) санкциях против отечественной добывающей индустрии даже сами их авторы всё чаще говорят не столько как об эффективном инструменте воздействия на РФ, сколько как о «постоянном феномене» мирового рынка энергоносителей.

Санкции: КАПРИЗЫ И СЮРПРИЗЫ

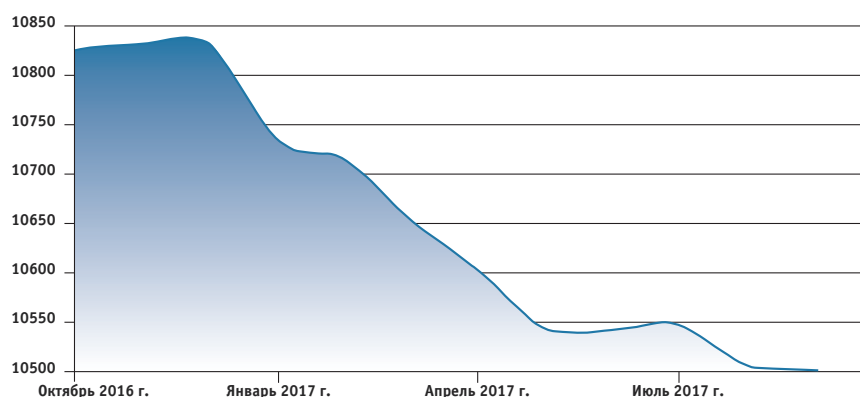
Действительно, до сих пор результат оказывался весьма далёким от ожидаемого: различные запреты, действующие уже не первый год, на практике мало отразились на возможностях российских операторов по дальнейшему наращиванию производства «чёрного золота». В частности, согласно подсчётам Reuters и Агентства энергетической информации США (EIA), среднесуточные объёмы добычи в РФ продолжают удерживаться возле отметки 10,5 млн барр./сут. Причём проседание с рекордных 10,8 млн барр./сут (ноябрь 2016 г.) вызвано лишь тщательным соблюдением обязательств по самоограничению добычи в соответствии с соглашениями «ОПЕК+» (см. рис. 1).

Что же касается экспорта нефти, то, по данным Федеральной таможенной службы РФ, только с января по ноябрь 2017 г. его физические объёмы выросли на 0,5%

(до 213,72 млн т), в то время как стоимость увеличилась на 30% (до 76,93 млрд долларов). При этом почти 73 млрд долларов пришлось на поставки в дальнее зарубежье, что не очень-то согласуется с планами «полной изоляции» России, для которых санкционные механизмы и запускались. Более того, по мнению западных отраслевых экспертов (в частности, из Fitch и Goldman Sachs), большинство российских добывающих компаний не надеются на отмену санкций в обозримом будущем. Тем не менее они продолжают чувствовать себя достаточно уверенно, демонстрируя удивительное единение с позицией политической элиты страны.

При этом зарубежные наблюдатели с неменьшим (и, похоже, искренним) удивлением отмечают, что добывающему сектору РФ в целом удалось преодолеть негативные последствия санкционной блокады. Так что если бы не участие в договоре

Рис. 1. Динамика добычи нефти в России, тыс. барр./сут



Источники: EIA, TradingEconomics.

«ОПЕК+», то прирост добычи нефти в прошедшем году мог бы установить новые рекорды (вплоть до 11 млн барр./сут). В целом же по итогам 2017 г. экономика России вернулась к поступательному росту (+1,7% ВВП), а национальная валюта (после падения в 2015–2016 гг.) упорно стремится к укреплению.

Заметим, что столь же скептически оцениваются и возможные последствия очередной порции санкций, введенных официальным Вашингтоном против компаний энергетического сектора РФ с целью помешать осуществлению их планов, в том числе и за пределами российской территории. Как известно, к началу ноября 2017 г. Министерство финансов США преподнесло миру новый комплекс ограничительных мер подобного рода. В частности, теперь западному бизнесу (не только американскому) запрещено оказывать «русским» какую-либо помощь как в сфере геологоразведочных работ, так и в промышленной добыче нефти и газа на глубоководных месторождениях, арктическом шельфе, а также при разработке сланцевых залежей. Полный запрет на поставку необходимых для этого товаров, услуг и технологий касается всех проектов, стартовавших после 29 января 2018 г., в которых доля российских операторов составляет 33% и более.

Узкие прагматики заняты поиском «лазеек» в системе санкций, позволяющих российским операторам и их иностранным партнерам вывести из-под удара уже действующие проекты (вроде разработок «Роснефти» в Венесуэле и «ЛУКОЙЛа» на шельфе Румынии и Ганы) и даже принять участие в новых (менее чем с 33-процентной долей российского участия). Эксперты же, которые лучше знакомы с загадками «русской души»,

Чем больше Запад пытается затруднить отечественным операторам развитие добычи внутри страны, тем активнее они ищут (и тем чаще находят) возможности для этого за её рубежами.

обращают внимание на более важный аспект: чем больше Запад пытается затруднить отечественным операторам развитие добычи внутри страны, тем активнее они ищут (и тем чаще находят) возможности для этого за её рубежами. При этом помимо чисто экономических последствий, прямо противоположных ожидаемым авторами санкций, имеют место ещё менее приятные для них последствия геополитические.

Новая русская Америка

К подобному выводу (правда, с опозданием) наконец-то пришли даже известные американские СМИ. В частности, New York Times буквально накануне введения новой порции санкций против России с тревогой сообщила своим читателям, что Москва посредством государственного нефтяного гиганта – компании «Роснефть» – пытается усилить своё влияние во всех местах, где «споткнулись» США. Примечательно, что издание вполне логично признаёт подобные шаги вынужденными: к поиску всё новых партнёров за рубежом Россию настойчиво подталкивают своими запретами Со-

Рис. 2. Производственные и транспортные мощности группы Citgo (PdVSA + «Роснефть») на территории США





единённые Штаты и поневоле присоединившаяся к ним Западная Европа.

Каковы же результаты? За последние три года западные операторы вынуждены были уйти из российских проектов или в лучшем случае заморозить своё участие в них. Зато районы активности российских добывающих компаний за это же время успели не просто глубоко вклиниться в «зону жизненных интересов» США, но и вплотную приблизиться уже к их национальной территории.

Первой ласточкой стало участие (пусть и неудачное) «ЛУКОЙЛа» в тендере на право разработки месторождения Trion на шельфе у берегов Мексики в декабре 2016 г. Кроме того, «русские» уже контролируют солидную часть запасов бывшей «домашней нефтяной кладовой США» – Венесуэлы. При этом «неожиданно» выяснилось, что в 2014–2017 гг. Россия успела по крайней мере дважды (!) спасти официальный Каракас от дефолта, а её инвестиции в нефтяные активы Венесуэлы за этот период (по оценкам экспертов EIA и NYT) составили порядка 10 млрд долларов. Заметим, что довести Венесуэлу до банкротства (с прилагаемыми бонусами: сменой руководства страны и приватизацией госкорпорации PdVSA) Соединённым Штатам не удалось и в третий раз. Вслед за получением очередного 1 млрд долларов предоплаты от «Роснефти» (апрель 2017 г.) в ноябре последовала официальная реструктуризация госдолга Венесуэлы перед Россией. Её базовые условия – 3,15 млрд долларов на десять лет, с минимальными выплатами в течение первых шести лет – вселяют надежды не только на сохранение у власти команды президента Н. Мадуро, но и на дальней-

За последние три года западные операторы вынуждены были уйти из российских проектов или в лучшем случае заморозить своё участие в них. Зато районы активности российских добывающих компаний за это же время успели не просто глубоко вклиниться в «зону жизненных интересов» США, но и вплотную приблизиться уже к их национальной территории.

шее укрепление позиций российских операторов в этой стране.

На конец 2017 г. отраслевые источники США оценивали возможности «Роснефти» по резкспорту венесуэльской нефти в 225 млн барр./сут (около 13% всех объемов её поставок за рубеж), и это далеко не предел. Тем более что позиция, занятая официальным Вашингтоном по отношению к венесуэльской группе Citgo (которая контролирует порядка 4% всех нефтеперерабатывающих мощностей США, см. рис. 2), может лишь поспособствовать дальнейшему усилению оттока «чёрного золота» Венесуэлы в сферу влияния российского государственного капитала.

К настоящему времени держателем пакета акций Citgo в размере 50,1% является PdVSA, а 49,9% принадлежит «Роснефти» в качестве залога по кредиту на 1,5 млрд долларов. Дальнейшее ужесточение санкций (как против России, так и против Венесуэлы) и реализация ожидаемых инициатив Белого дома, не до-

пускающих российского оператора на внутренний топливный рынок, настойчиво подталкивают «Роснефть» к конвертации части залоговых акций Citgo в адекватные доли по разработке нефтяных месторождений в сухопутной части Венесуэлы и газовых – на её шельфе. Возможно, ещё меньше местного «чёрного золота» и «голубого топлива» попадёт непосредственно в США – тем основательнее вырастут их общие резервы (и объёмы реальной добычи), контролируемые российским оператором.

К тому же одной лишь Венесуэлой пределы «русской Америки» в нефтегазовом секторе не ограничиваются. На очереди – Аргентина, где китайская Sinopec с октября прошедшего года активизировала поиски покупателя своих углеводородных активов, расположенных на юге страны. Согласно предварительным данным, речь идёт о продаже прав на разработку ряда нефтяных месторождений, находящихся преимущественно в провинции Санта-Крус.

По оценкам Reuters, цена вопроса может составить от 750 млн до 1 млрд долларов, что значительно ниже суммы, за которую китайская корпорация семь лет назад приобрела эти активы у Occidental Petroleum (США). Продавец объяснил своё решение существенными убытками, которые он понёс в период экстремального снижения мировых цен на «чёрное золото», ещё два года назад, и которые не надеется компенсировать даже при текущем уровне котировок. По итогам 2015 г. сумма этих потерь достигла 2,5 млрд долларов, и в самом начале 2016 г. Sinopec впервые объявила о намерении расстаться с убыточными активами, пусть даже с солидным дисконтом. Тогда, правда, покупателей не нашлось, зато теперь эксперты канадской Scotia Waterous намекают на то, что заинтересованность выказали почти две дюжины.

Среди основных претендентов фигурируют сразу две российские компании: одна из них – «Роснефть», вторая пока не установлена (предполагается, что это «ЛУКОЙЛ» или даже «Газпром нефть»). Помимо них в списке потенциальных покупателей называют американскую ExxonMobil, мексиканскую Vista Oil & Gas и ангольскую государственную Sonangol. Интриги добавляет тот факт, что собственно аргентинская сторона (представленная Corporacion America и её энергетической «дочкой» Compania General de Combustibles – CGC) после предметного изучения месторождений

Рис. 3. Схема расположения и предварительная оценка ресурсов и резервов месторождения Vaca Muerta, (Аргентина)



Источник: компания YPF.

Общие ресурсы

	Нефть, млн барр.	Газ, трлн ф³	Всего, млн барр. н. э.
Перспективные ресурсы	5,732	15,038	21,167
Условные ресурсы	1,115	410	1,525
Запасы категории 3P	81	35	116
Возможные запасы	33	15	48
Вероятные запасы	25	11	35
Доказанные запасы	23	10	33

Доля YPF

	Нефть, млн барр.	Газ, трлн ф³	Всего, млн барр. н. э.
Перспективные ресурсы	3,966	8,161	12,351
Условные ресурсы	883	330	1,213
Запасы категории 3P	81	35	116
Возможные запасы	33	15	48
Вероятные запасы	25	11	35
Доказанные запасы	23	10	33

в данном районе не проявила интереса к участию в торгах.

Между тем, с недавнего времени крупные западные операторы всё пристальнее приглядываются к Аргентине, прощая ей повторение так называемой сланцевой революции в США. Кстати, почти одновременно с отказом CGC от проектов в провинции Санта Крус другая аргентинская компания – государственная YPF – объявила о своих намерениях за пять лет вложить 30 млрд долларов в разработку сланцевого месторождения Vaca Muerta, перспективные ресурсы которого оцениваются почти в 21,2 млрд баррелей нефтяного эквивалента (см. рис. 3).

Учитывая значительные залежи углеводородов в районе, объём добычи предполагается увеличить на 150%. К сожалению, пока осуществлению этих амбициозных планов препятствует довольно высокая себестоимость производства – до 13 долларов за баррель нефтяного эквивалента. Однако YPF полна решимости снизить её до 10 долл./барр.

По мнению руководства аргентинской корпорации, это создаст возможность успешной ценовой конкуренции со сланцевой нефтью США, добываемой в бассейнах Eagle Ford и Permian. Неслучайно и американская ExxonMobil ещё год назад приобрела 35-летнюю концессию на разработку расположенного по соседству с Vaca Muerta блока Los Toldos I South. Этот нефтяной гигант, который остро нуждается в срочном пополнении



своих доказанных резервов (см. К.Сергеев «Как обогнать “Газпром”», «Нефть России», № 11–12/2017, с. 48–51), планирует для начала вложить 200 млн долларов в осуществление пилотного проекта (бурение семи скважин и создание необходимой производственной и транспортной инфраструктуры). А затем, в течение 20 лет, он намерен довести общие инвестиции в аргентинский сланец до 10 млрд долларов.

Таким образом, расширяя своё присутствие на юге Аргентины, российские операторы могут оказаться не только в тренде, но и явном выигрыше, существенно пополнив гарантированные запасы углеводородного сырья буквально

под самым носом у своих основных конкурентов. Впрочем, это касается не только Америки.

Очень Ближний Восток

Этот перспективный регион всё больше дрейфует к России, по мере того как США ту же и ту же затягивают санкционные гайки, в том числе и в своих взаимоотношениях с другими ведущими производителями «чёрного золота». Так, вслед за заявлениями Д. Трампа в начале ноября 2017 г. о намерениях пересмотреть условия сделки по Ирану сразу последовали сообщения о новых планах официально Тегерана по расширению сотрудничества с российскими операторами.

В свою очередь, глава «Роснефти» И. Сечин объявил о подписании дорожной карты по инвестированию 30 млрд долларов в энергетический сектор Ирана. По предварительным оценкам, реализация этих проектов позволит компании увеличить добычу углеводородов почти на 55 млн тонн в год (порядка 1,1 млн барр. н. э. в сутки). Кстати, «Роснефть» (на которой, как на основном «геополитическом инструменте Кремля», сосредоточено особое внимание Запада) отнюдь не одинока в своём выборе этого зарубежного партнёра. Так, в августе –

Глава «Роснефти» И. Сечин объявил о подписании дорожной карты по инвестированию 30 млрд долларов в энергетический сектор Ирана. По предварительным оценкам, реализация этих проектов позволит компании увеличить добычу углеводородов почти на 55 млн тонн в год (порядка 1,1 млн барр. н. э. в сутки).

декабре 2016 г. Национальная иранская нефтяная компания (NIOC) подписала с российскими коллегами ряд меморандумов о взаимопонимании по вопросам изучения и совместной разработки нескольких нефтяных месторождений, ориентировочные запасы которых – почти в 40 млрд баррелей (см. табл. 1, рис. 4).

При этом российские операторы не исключают дальнейшего расширения своего присутствия в Иране, вплоть до создания консорциума по разработке месторождений углеводородов. По мнению западных наблюдателей, успешная реализация подобных проектов не только существенно увеличит гарантированные запасы сырья добывающих компаний из РФ (с соответствующим ростом их капитализации), но и поможет компенсировать временные потери из-за вероятной задержки поставок «русской» нефти из соседнего Ирака, точнее – с месторождений Иракского Курдистана, вблизи границы с которым и находятся большинство потенциальных российских иранских проектов.

Ещё в феврале 2016 г. между компанией «Роснефть» и правительством этой полуофициальной автономии была достигнута предварительная договорённость о проведении геологоразведочных работ с

Табл. 1. Проекты по разработке месторождений нефти в Ираке с потенциальным участием российских операторов

Компания	Месторождение	Запасы, млрд. барр.
«Газпром нефть»	Шангул	2,4
	Чешме-Хош	3,2
«ЛУКОЙЛ»	Мансури	12,2
	Абу-Теймур	15,1
«Зарубежнефть»	Западный Пайдар	1,1
	Абан	0,5
«Татнефть»	Дехлуран	5,2
Всего	39,7	

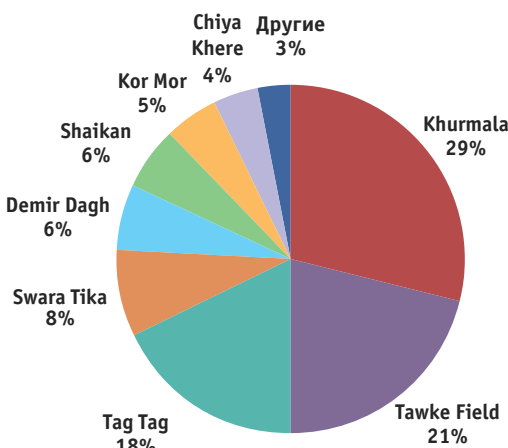
Источники: NIOC, данные российских компаний.

Рис. 4. Основные нефтяные месторождения Ирана



Источник: GregCroft.

Рис. 5. Распределение объемов добычи нефти в Иракском Курдистане по основным месторождениям, %



Источники: KRG, EIA, Western Zagros.

последующей промышленной добычей «чёрного золота» на пяти блоках. К началу осени 2017 г. эти планы получили дальнейшее развитие. Общие извлекаемые запасы проекта оцениваются в 670 млн баррелей. Причём, согласно договору о разделе продукции, доля «Роснефти» должна составить 80%. По предварительным данным, предполагается, что начальные инвестиции будут от 40 до 110 млн долларов на блок – всего около 400 млн долларов, половину из которых планируется компенсировать за счёт добытого сырья. Ожидалось, что опытная эксплуатация стартует уже в 2018 г., а на полную мощность месторождение можно будет вывести в 2021 г. Тогда же стало известно о перечислении «Роснефтью» курдскому правительству 1,3 млрд долларов (по иракским источникам – 1,5 млрд) в качестве аванса за поставки «чёрного золота».

Казалось, всё шло по плану, но дальше в дело неожиданно вмешался не вполне рыночный фактор – обострение регионального самосознания. Вслед за проведением 25 сентября референдума о независимости Курдистана последовала ожидаемая реакция центрального правительства Ирака. Его войска были оперативно введены на «мятежные» территории. Уже 17 октября был установлен контроль над Киркуком, а к концу месяца в зоне ответственности Багдада оказались три из пяти блоков, ранее обещанных «Роснефти».

По оценкам иракских экспертов, вместе с контролем над месторождениями Киркука курдская автономия потеряла порядка 430 тыс. из 630–650 тыс. барр. своей суточной добычи (рис. 5), то есть почти половину всего экспортного потенциала.

Тем не менее буквально три дня спустя было объявлено о достижении очередного соглашения «Роснефти» с

Рис. 6. Схема основных объектов нефтегазовой инфраструктуры Ирака



Курдистаном, по которому российская компания становилась ведущим (60%) оператором нового экспортного нефтепровода. Эта магистраль должна облегчить прямой выход нефти из данного региона на мировые рынки (см. рис. 6).

В качестве единственного партнера «Роснефти» в этом проекте рассматрива-

лась курдско-иракская KAR Group (40%). Однако возможность свободной транспортировки нефти из этого перспективного региона не вызвала особого восторга у официального Багдада. В ноябре парламент Ирака признал двусторонние соглашения российского оператора с властями Курдистана незаконными. А МИД

страны призвал найти выход из создавшегося положения, который бы соблюдал как права центрального иракского правительства, так и российской стороны.

Похоже, предстоят непростые переговоры. Общая сумма долга Курдистана к концу 2017 г. составила 21 млрд долларов, что является дополнительным фактором давления на правительство автономии и залогом соблюдения интересов иностранных инвесторов.

Кстати, помимо «Роснефти», активные исследования перспективных месторождений в Иракском Курдистане ведёт и «Газпром нефть» (см. табл. 2).

Наконец, заслуженной вишенкой на торте ближневосточных перспектив российских компаний является Сирия. Первые обращения сирийского руководства к нашим нефтегазовым операторам прозвучали ещё осенью 2015 г., в самом начале активной фазы совместной борьбы с боевиками ИГИЛ (террористическая организация, запрещённая в России). Весной 2017 г. сирийский президент Башар Асад подтвердил намерение создать максимально комфортные условия для их работы на уже освобождённой территории. Конечно, восстановление добывающей и транспортной инфраструктуры и буквально возрождение производства углеводородов в этой стране потребуют определённого времени. Зато по окончании этого периода «русская» нефть Ирана, Ирака и собственно самой Сирии получит кратчайший выход к средиземноморскому побережью (конкурентный маршруту Киркук – Джейхан). Далее перед ней открывается прямой путь на внешние (прежде всего, европейские) рынки, а также на НПЗ Старого Света, часть которых контролируются российскими операторами.

Итак, Америка и Ближний Восток... А на очереди ещё и Африка: Ливия, постепенно восстанавливающая свои позиции по экспорту «чёрного золота», Судан, лидер которого во время своего недавнего визита в Москву пообещал России ключ от Чёрной Африки (вместе с её углеводородными запасами), и Египет, сравнительно благополучно переживший последствия «арабской весны». Похоже, в наступившем году этот список будет только расширяться – к дальнейшему удивлению и разочарованию тех, кто своими санкционными заклинаниями попытался было загнать «Русского Джинна» в бутылку международной изоляции.

Табл. 2. Основные проекты с участием компании «Газпром нефть» на территории Ирака

Название	Месторасположение	Доля компании «Газпром нефть», %	Степень освоения
Галабджа	Иракский Курдистан	80	ГРП (сейсморазведка 2D). Отказ от продолжения работ в сентябре 2017 г.
Шакал		80	Пробурены две поисковые скважины, ведётся обработка данных ГРП (сейсморазведки 3D).
Гармиан		40	Доразведка открытого месторождения Саргала. Накопленная добыча – 3 млн т.
Бадра	Восточный Ирак, провинция Вассит	30	Оценочные запасы – 3 млрд барр. Начата промышленная добыча (август 2014 г.).

Источники: «Газпром нефть».

КАЛЕНДАРЬ 2018

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Oil Gas
conference



26-31
марта
Анапа

7-я Международная научно-практическая конференция
Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов-2018.

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПД «Нитро»

21-26
мая
Анапа

13-я Международная научно-практическая конференция
Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития-2018

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПД «Нитро»

24-29
сентября
Сочи

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

ПРЕСС-ПАРТНЕР
СМИ



Отраслевой журнал
«Нефтегазовая вертикаль»

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НПД «Нитро»

22-27
октября
Сочи

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

ОРГАНИЗАТОРЫ



ООО «Издательский дом
«Нефть. Газ. Новости»



ООО «НПД «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА





Затишье над Каспием

В 2018 год страны Прикаспия вошли в «режим ожидания» важных политических и экономических событий

Владимир МИШИН

Принципиальное ожидаемое событие наступившего года – саммит глав Прикаспийских государств в Астане. В его ходе должна быть подписана Конвенция о правовом статусе Каспия. Переговоры на эту тему начались ещё в 1996 г., проходили они долго и трудно. В проекте итогового документа отражены ключевые принципы, на исполнении которых настаивала Россия: рыболовная зона – 10 миль, водная национальная зона – 15 миль, остальные части акватории – в общем пользовании (свободное судоходство и другие преференции). Шельф поделён между сопредельными странами секторально.

После подписания Конвенции станет возможно освоение спорных перспективных блоков Алов – Араз – Шарг и Савалан – Далга – Лерик-Дениз – Джануб (Южный Каспий, прогнозные потенциалы соответственно 1 млрд т условного топлива и 120 млн т нефти) и месторождения Кыпаз-Сердар (Центральный Каспий, 150 млн т нефти). Кроме того, будет закрыта тема строительства (без согласия всех государств региона) подводных транскаспийских трубопроводов.

В скорейшем освоении ресурсов Кыпаза-Сердара и блоков Южного Каспия заинтересованы и Азербайджан, добыча которого снижается на протяжении семи лет, и Туркменистан, замахнувшийся на удвоение к 2020 г. производства «чёрного золота», и Иран, пока лишь приглядывающийся к каспийским баррелям.

Ну а тема транскаспийских трубопроводов, быть или не быть которым решает пятисторонний консенсус, уже подвигла Баку, Астану и Ашхабад к поиску вариантов транспортировки газа с восточного берега Каспия на западный, альтернативных газопроводным.

НЕФТИ ВСЁ МЕНЬШЕ

В ноябре минувшего года в Баку торжественно отметили добычу, считая с античных времён, 2 млрд тонн нефти. Как столь дотошно подсчитали – секрет. «Экономическую независимость Азербайджана обеспечивает нефтяной сектор, который и в последующие годы будет занимать важное место в развитии страны», – заявил на торжествах президент республики Ильхам Алиев.

Добытые 2 млрд т, конечно, повышают имидж Азербайджана как «нефтегазовой державы», но уводят в минус потенциал остаточных углеводородных ресурсов республики и, как объективный фактор, обеспечивают дальнейшее снижение нефтедобычи в стране.

Официальный Баку старается «держать марку» и заявляет о наличии ещё не добытых, но подтверждённых 1,5 млрд т нефти (оценка британской BP – 1 млрд т) и о 2 млрд т прогнозных. Куда сложнее удержать падающую с 2010 г. нефтедобычу (с максимального исторического уровня – 50,6 млн т). В минувшем году ситуация не изменилась. «Контракт века» (блок



Азери – Чираг – Гюнешли) дал 29,3 млн т нефти (–9,2%), старые месторождения ГНКАР – 7,2 млн т (–1,7%), Фаза-1 Шах-Дениза – 2,2 млн т конденсата (–4,4%). Итого, 38,7 млн т (–3,4%).

Для Азербайджана, который свыше 90% валюты получает от экспорта нефти и газа, падение объёмов производства углеводородов (особенно в тандеме со снижением цены барреля) создаёт серьёзные экономико-социальные проблемы. Так, только на поддержание курса маната, упавшего в 2015 г. к доллару США вдвое (до 1,7 маната за 1 доллар), Баку был вынужден потратить за три года 16,35 млрд долларов, изъятых из авуаров Госнефтефонда, или 47% средств, накопленных к концу 2014 г. «для будущих поколений».

Несколько стабилизировавшиеся нефтяные котировки (баррель сорта Brent в 2017 г. стоил в среднем 55,5 доллара) и тактика «затягивания поясов», используемая правительством с 2015 г. и уже приведшая к снижению уровня жизни большей части населения, позволили завершить 2017 г. в режиме «макроэкономической стабильности». Так, ВВП упал всего лишь на 0,2% – до 34,6 млрд долларов (в 2016 г. падение составило 3,8%).

Но «затягивать пояса» можно три года, ну пять лет, а дальше-то что? Ответ очевиден: необходимо наращивать объёмы добычи углеводородов и увеличивать приток в страну «сырьевых долларов». Обеспечить это должны Фаза-2 Шах-Дениза и АЧГ, новый контракт по которому был подписан в сентябре 2017-го (срок его действия – до декабря 2049 года).

Первый результат должен дать АЧГ. Уже в начале нынешнего года Азербайджан в соответствии с новыми условиями «контракта века» получит от иностранных участников проекта бонус в размере 450 млн долларов. Это эквивалентно, если считать по январской цене барреля, 1 млн тонн прибыльной нефти. До января 2025-го республика станет ежегодно получать аналогичные бонусы, всего восемь. Итоговая бонусная сумма составит 3,6 млрд долларов. Правда, ГНКАР, получившая в обновлённом АЧГ 25% долевого участия, должна будет инвестировать в проект почти 11 млрд долларов. Кроме того, её доля прибыльной нефти в проекте снижена с 80% до 75%.

В рамках АЧГ-2017 планируется добыть 500 млн т нефти. Но реальных масштабных работ по проекту пока не ведётся. Следовательно, и о росте производства сырья в ближайшие три – четыре года говорить не приходится.

Другое дело – Фаза-2. По планам оператора Шах-Дениза, британской ВР, промышленная добыча в рамках этого проекта должна начаться в III квартале 2018 г. Хотя планы могут быть и откорректированы... Какими будут объёмы производства в этом году – вопрос пока открытый. Но официальный Баку ожидает, что доходы от продажи прибыльной нефти, конденсата и газа составят 9,7 млрд манатов (5,7 млрд долларов по текущему курсу).

Предполагается, что в нынешнем году АЧГ, ГНКАР и Шах-Дениз суммарно дадут Азербайджану 37,5 млн т жидких углеводородов, в 2019-м – 39,7 млн, в 2020-м – 39,6 млн т.

Поскольку добыча нефти в 2018–2020 гг. окажется ниже 40 млн т, загрузка основного экспортного трубопровода Баку – Тбилиси – Джейхан сырьём АЧГ и Шах-Дениза не превысит 50% от его установленной мощности (60 млн т). Поэтому как до 7,5 млн т должен получить Бакинский НПЗ, около 1,5 млн т будет прокачано по трубе Баку – Новороссийск и до 2,5 млн т – по магистрали Баку – Супса мощностью 7,5 млн т в год.

Проблема недозагрузки БТД – не только имиджевая, но в первую очередь экономическая. В Баку надеются, что определённые объёмы сырья для этой трубы можно получить от России (нефть Северного Каспия «ЛУКОЙЛа»), Казахстана и Туркменистана. Ключевой момент в этой схеме – тарифы на прокачку. Азербайджан хочет высоких тарифов, а у его потенциальных партнёров, имеющих доступ к альтернативным маршрутам поставок нефти, иная точка зрения. Чем завершится переговорный процесс – покажет время.

ГАЗОВЫЕ ПРОБЛЕМЫ

Не менее серьёзные проблемы ждут Азербайджан и в газовой сфере. Во-первых, в текущем году следует сдать в эксплуатацию Трансанатолийский газопровод (TANAP) длиной 1900 км, мощностью 16 млрд м³ в год и ценою от 7,9 млрд долларов. Он был объявлен Анкарой «одним из наиболее важных проектов для Турции». TANAP – звено Южного газового коридора, по которому каспийский газ должен поставляться в Турцию (6 млрд м³ газа в год) и Европу (10 млрд м³). В Анкаре рассчитывают, что поставки газа Фазы-2 в Турцию (дополнительно к контрактным 6,6 млрд м³ Фазы-1) начнутся уже в 2018 г., а к 2026–2027 гг. вырастет и мощность TANAP (до 32 млрд м³ в год), и турецкая газовая доля. Разумеется, загрузка ЮГК напрямую связана с началом добычи в рамках Фазы-2 Шах-Дениза и сроками её выхода на проектную мощность (16 млрд м³ в год).

Во-вторых, Грузия заявила, что намерена прекратить с 2018 г. импорт российского газа. По версии официального Тбилиси, отныне газовую независимость страны от РФ будет обеспечивать Азербайджан. В нынешнем году планируется получить от ГНКАР 1,866 млрд м³ газа. Ещё 0,813 млрд м³ должно быть поставлено в рамках транзитного соглашения по экспорту газа Шах-Дениза. Итого, 2,679 млрд м³.

В-третьих, Азербайджану, поднявшему уровень газификации до 94%, в 2018 г. для удовлетворения внутренних потребностей (топливо для ТЭС, бытовое для населения,

химическая промышленность, металлургия и другие отрасли) необходимо до 12 млрд м³ газа. Таким образом, чтобы обеспечить всех потребителей, на балансе нужно иметь 21,3 млрд м³ товарного газа.

Но в 2017 г. республика из всех своих источников (ГНКАР, попутный газ АЧГ, сырьё Фазы-1) смогла получить лишь 18,9 млрд м³ «голубого топлива». Это без учёта газа, используемого ВР для поддержания пластового давления на АЧГ. В минувшем году проблема газового дефицита решалась за счёт поставок из Туркменистана (почти 1 млрд м³) и из России. Соглашение между ГНКАР и «Газпромом» было подписано 16 ноября 2017 г., оно предусматривает экспорт в республику в период до декабря 2018 г. 1,6 млрд м³ российского газа.

Закупки газа в Туркменистане и России – акции отнюдь не разовые. Импорт энергоносителей заложен в планы Баку на период 2017–2021 гг. А средства, выделенные на эти цели, суммарно составляют 7,2 млрд долларов (газовый эквивалент – 4–4,5 млрд м³). С помощью импорта страна надеется продержаться в «режиме ожидания» до выхода на проектную мощность Фазы-2.

Свою лепту в газовый баланс Азербайджана с 2020 г. обещает внести и проект Апшерон. В начале 2018 г. на этой контрактной площади с плавучей полупогружной буровой установки ГНКАР, носящей имя Гейдара Алиева, должно стартовать бурение первой эксплуатационной скважины. Срок получения первого промышленного газа Апшерона участники проекта (ГНКАР и французская Total, долевое участие – по 50%) определили в интервале – конец 2019 г. – начало 2020-го. Прогноз годовой добычи на данном месторождении партнёры, правда, скорректировали: максимум первой скважины теперь не 1,5 млрд м³, а 1,3 млрд м³, максимум первого этапа – 4 млрд м³, а не 5 млрд м³.

Существенный момент: весь добытый в рамках проекта Апшерон газ пойдёт на внутреннее потребление. То есть от импорта российского и туркменского «голубого топлива» официальный Баку может отказаться с 2022 г., если Фаза-2 и Апшерон не подведут. А если газовые дела республики пойдут не по проектным сценариям, то зависимость от импорта сохранится и далее.

В этом контексте вопрос заполнения ЮГК, или, другими словами, выполнения Баку газовых обязательств перед Европой, приобретает принципиальный смысл. Да, в конце минувшего года первый вице-пре-

зидент ГНКАР Хошбахт Юсифзаде «успокоил» Турцию и Европу, заявив, что «Азербайджан имеет большие резервы для заполнения газопроводов – подтверждённые запасы газа страны равны 2,6 трлн м³, не подтверждённые – 6 трлн м³».

Де-факто разведанные газовые ресурсы, оцениваемые на начало 2018 г., существенно ниже: Шах-Дениз – 1–1,1 трлн м³, АЧГ – 75–80 млрд м³, старые месторождения ГНКАР – 75 млрд м³, Умид – около 200 млрд м³, Апшерон – менее 350 млрд м³. Итого, 1,7–1,8 трлн м³. Оценки ВР ещё скромнее – 1,1 трлн м³. Ну а о «неподтверждённых 6 трлн м³» можно говорить только в сослагательном наклонении.

БОЛЬШИЕ БАРРЕЛИ КАЗАХСТАНА

Казахстан нарастил добычу нефти с 78 млн т в 2016 г. до 84,5 млн т в прошлом году (+8,3%). Экспорт в объёме до 70 млн т обеспечил рост национального ВВП на 3,4% (в 2016 г. – на 1%), до 137,5 млрд долларов. Как следствие, золотовалютные резервы Национального банка и Национального фонда достигли 90 млрд долларов. При таком финансовом раскладе курс на «большие баррели» Астана менять, естественно, не собирается.



Сейчас основные нефтедобытчики Казахстана – проекты Кашаган, Тенгиз и Карачаганак. Как следует из заявления казахского министра энергетики Каната Бозумбаева, добыча на Кашагане вырастет с 250 тыс. барр./сут в 2017 г. до 375 тыс. барр./сут в 2018-м (в пересчёте на год – до 18,8 млн т). На Тенгизе к 2020 г. она достигнет 39–40 млн т в год. В целом же к этому году планы Астаны предусматривают выход на уровень добычи, превышающий 87 млн т в год.

Подтверждённые нефтяные запасы страны официально оцениваются в 5,5 млрд т (оценка ВР – 3,9 млрд т), геологические – в 15 млрд, так что сырьевой ресурс для решения поставленной задачи у республики есть. Даже с учётом роста внутренних потребностей (трём казахским НПЗ после завершения в текущем году реконструкции будут необходимы 17,5 млн т сырья в год) экспортный потенциал Казахстана и через два года не упадёт ниже 70 млн т в год.

Технических проблем с экспортом нефти у Казахстана пока нет. Только действующие трубопроводы способны прокачивать до 95 млн т в год (КТК – 67 млн т, Атырау – Самара – 17 млн т, Атасу – Алашанькоу – 20 млн т). Тем не менее Астана «на всякий случай» планирует создать рабочую группу, которая изучит целесообразность транзита казахстанской нефти по БТД. Ключевой вопрос здесь, по словам министра К. Бозумбаева, «конкурентоспособность этого маршрута», проще говоря, приемлемость тарифов БТД для казахских нефтяных экспортёров. «Изучение вопроса» планируется завершить к концу 2018 года – началу 2019-го.

К этому же сроку Баку и Астана намерены определиться с транзитом казахско-

го газа через территорию Азербайджана. По заявлению К. Бозумбаева, сделанному в декабре прошлого года, «объёмы добычи газа в Казахстане растут, и Азербайджан рассматривается как один из альтернативных маршрутов газового экспорта». Через Каспий планируется транспортировать сжиженный природный газ (СПГ), получаемый на заводе, который может быть построен в Западном Казахстане. В Азербайджане этот СПГ будет регазифицирован, а затем его перекачают

по ЮГК. Но объёмы такого экспорта – пока вопрос открытый.

На первый взгляд, упомянутый СПГ-проект вполне жизнеспособен. Во-первых, газовые ресурсы Казахстана официально оцениваются в 3,9 трлн м³ (2,6 трлн м³ – попутный нефтяной газ, 1,3 трлн м³ – природный). Во-вторых, добыча этого энергоресурса в республике растёт (в 2016 г. – 46,6 млрд м³, в 2017-м – 48,5 млрд м³, планы на 2018-й – свыше 50 млрд м³). Однако часть добытого ПНГ используется в нефтедобыче. В-третьих, внутреннее потребление «голубого топлива» в стране, газификация которой пока менее 50%, невысокое (2016 г. – 13,1 млрд м³, 2017 г. – 13,2 млрд м³), что позволяет – при росте добычи товарного газа – наращивать экспорт, в том числе за счёт новых рынков сбыта. В этом контексте транзит через территорию Азербайджана в Европу вполне логичен.

Но есть и факторы, ставящие под сомнение этот СПГ-проект. Так, оценка газовых ресурсов Казахстана, сделанная ВР, существенно ниже официальных прогнозов – 1 трлн м³. Ведутся работы по газификации республики, следовательно, внутреннее потребление будет расти. Основным импортером казахского газа пока остаётся Россия (2016 г. – 8,9 млрд м³, 2017-й – 12,8 млрд м³). Но с октября 2017 г. закупки начал и Китай. До конца нынешнего года по трубопроводу Бейнеу – Чимкент длиной 1477 км и мощностью 10 млрд м³ в год в КНР должно быть поставлено 5 млрд м³ казахского газа. Но планы Астаны куда масштабнее – она обещает Пекину увеличить поставки до 100 млрд м³ в год! Сегодня такие заявления – не более, чем пиар-ход, а завтра кто знает...

Текущая цена поставок казахского газа в Китай – 200 долларов за 1 тыс. м³. Если добавить к ней стоимость получения СПГ, его транскаспийской транспортировки в Азербайджан, тариф на ЮГК, налоги и транзитные платежи, окажется, что в Европу придёт газ, имеющий неконкурентную цену. Так что отнюдь не случайно министр К. Бозумбаев акцентировал внимание рабочей группы по СПГ-проекту именно на транспортных тарифах: чем они ниже, тем газ конкурентоспособнее.

Широко замахивается Ашхабад

Туркменистан – небольшая страна (население – 5,6 млн человек) с гигантскими запасами газа: по официальной версии – 27,4 трлн м³, по данным ВР – 17,5 трлн м³. Но существуют и куда более щедрые прогнозы оптимистов, оценивающие газовый потен-

циал страны в 50,3 трлн м³, а нефтяной – в 20,9 млрд т (по версии ВР – 0,1 млрд т).

При столь значительных ресурсах добыча газа в Туркменистане, достигшая перед обретением страной политического суверенитета 90 млрд м³ в год, в минувшем году составила (по официальной версии) 71,2 млрд м³ (рост на 6,7%). Её динамика сдерживается объективным фактором – отсутствием масштабных рынков сбыта сырья. Уровень газификации в стране достиг 99%, поэтому лишь новые «газоёмкие» предприятия могут обеспечить дальнейшее расширение внутреннего рынка. После обнуления газового экспорта в Россию (в 2016 г.) и Иран (в 2017-м) у Туркменистана остался один внешний рынок сбыта – китайский. В минувшем году Ашхабаду удалось продать КНР 31,2 млрд м³ (рост на 5,6%), хотя договорной потенциал поставок в Поднебесную – 65 млрд м³ в год.

Фантастические прогнозные ресурсы туркменской нефти пока не обернулись реальными масштабными объёмами добычи – в минувшем году было получено лишь 13,1 млн т.

Тем не менее туркменский ВВП в 2017 г. вырос на 6,5%, дойдя до отметки – 44,4 млрд долларов. Золотовалютные резервы достигли (оценочно) 22,6 млрд долларов.

Но Ашхабаду мало достигнутого, его планы по наращиванию добычи и экспорта углеводородного сырья весьма амбициозны: к 2020 г. намечается выйти на уровень в 187,7 млрд м³ газа и до 23,4 млн т нефти.

С реализацией таких объёмов нефти каких-либо принципиальных проблем возникнуть не должно. Экспорт только по БТД может превысить 5–7 млн т, потребности собственных НПЗ – свыше 13,2 млн т в год, а в перспективе ещё выше. А вот как Туркменистан чисто технически мог бы использовать добытый газ – вопрос открытый. Пока власти страны лишь заявляют о планах возобновить (по уже построенным трубопроводам) экспорт в Россию и Иран и подготовить техническую базу для продажи сырья в Индию, Пакистан и Европу.

Так, к концу 2019 г. планируется завершить на территории страны строительство 1800-километрового участка газопровода Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия мощностью 33 млрд м³ в год и стоимостью от 7,9 млрд долларов. Но проблема в том, что на других участках ТAPI, прежде всего афганском, в зоне которого идут боевые столкновения, аналогичных успехов в ближайшие годы не ожидается.

Существуют планы по доставке в Азербайджан через территорию Ирана 4–6 млрд м³ туркменского газа в год. Для этого предполагается задействовать трубопровод Кази-Магомед – Бинд-Бианд длиной 1474,5 км (в том числе 296,5 км – азербайджанский участок) и проектной мощностью 10 млрд м³ в год (реальная меньше – 5–6 млрд м³). Далее это сырьё могло бы поставляться на европейские рынки. Но вряд ли удастся реализовать такую схему без согласия Тегерана. А тот против: для внутреннего потребления в Азербайджане туркменский газ использовать можно, для экспорта по ЮГК – нельзя.

Кроме того, Россия предложила использовать Кази-Магомед – Бинд-Бианд для экспорта своего газа в Иран. Во всяком случае, по итогам саммита глав России, Азербайджана и Ирана, прошедшего в начале ноября 2017-го в Тегеране, президент Владимир Путин заявил, что РФ готова поставлять газ на север Ирана через трубопроводную систему Азербайджана. «Эти поставки могут представлять экономическую целесообразность для наших партнёров», – подчеркнул В. Путин. Он также отметил, что эти три страны, как крупные производители углеводородов, «не должны конкурировать, а должны координировать свои усилия». В контексте поставок российского газа в Азербайджан (в 2018 г.) и прекращения Ираном импорта туркменского газа смысл такой координации вполне очевиден.

На этом фоне в Баку пошли разговоры о транспортировке туркменского СПГ через Каспий. Во всяком случае, финская компания Wartsila в конце 2017 г. предложила варианты сооружения на восточном берегу Каспия терминалов по сжижению газа, а на западном – по регазификации СПГ. Для его транспортировки предлагается либо строительство судов-газовозов, либо переоборудование судов Азербайджана.

Конечно, ТAPI и СПГ – это радужные перспективы для Ашхабада. А вот если открыть задвижки газопроводов, идущих из Туркменистана в Россию (до 56 млрд м³ в год) и Иран (20 млрд м³), то к 2020 г. планы по росту газодобычи будут технически обеспечены. Предмет переговоров, таким образом, сводится исключительно к финансовому фактору – экспортной цене туркменского газа, а если говорить совсем уж прямо – к готовности Ашхабада предложить Москве и Тегерану «привлекательные условия поставок».

Пока же на Каспии – «режим ожидания» знаковых событий...

На скрижалях российской горной истории

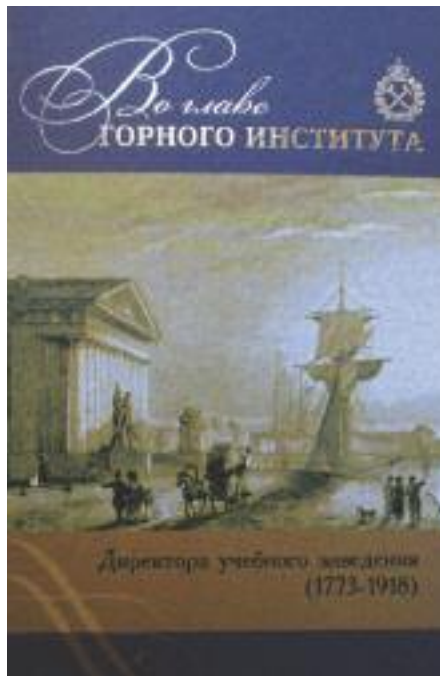
Вышла книга, посвящённая деятельности директоров Горного института – первого российского высшего технического учебного заведения

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

Историография российской высшей технической школы пополнилась ещё одной значимой работой. Вышедшая осенью 2017 г. коллективная монография «Во главе Горного института. Директора учебного заведения (1773-1918)»¹ в увлекательной очерковой форме рассказывает о весомом вкладе целого ряда видных деятелей горного дела России в становление и развитие отечественного высшего горно-технического образования и отраслевой науки.

На протяжении многих лет Санкт-Петербургский горный университет занимает ведущее место в системе подготовки квалифицированных инженерных кадров для предприятий и организаций горного и топливно-энергетического комплексов России. Со дня его создания (21 октября 1773 г.) была заложена и постоянно укреплялась прочная основа национальной системы подготовки специалистов высшей квалификации для горной промышленности, которая соответствовала основным тенденциям развития ведущей отрасли российской экономики.

В течение дореволюционного периода руководителями этого учебного заведения были 28 человек. Именно они своим самоотверженным трудом внесли весомый вклад в становление и последующее развитие «кузницы горных инженеров». Очерки, созданные авторским коллективом во главе с доктором исторических наук, профессором В. Г. Афанасьевым, рассказывают об этих замечательных людях.



В предисловии к монографии ректор Санкт-Петербургского горного университета профессор В. С. Литвиненко подчеркнул: «Рассматривая жизнь и деятельность директоров Горного института, авторы стремились к объективному и полному рассмотрению их личностей, не скрывая особенностей того или иного периода развития России... Таким образом, предлагаемая читателю книга не только является, по нашему мнению, рассказом о руководителях именитого учебного заведения, но и отражает проблемы становления и развития высшего образования в России»².

Следует подчеркнуть, что формирование высшего горного образования в России исторически шло параллельно с развитием отрасли, расширением её масштабов и усилением роли в общественном производстве. Поэтому вовсе не случайно, что директора Горного института – М. Ф. Соймонов, А. А. Нартов, А. В.

Алябьев, А. И. Корсаков – были в своё время президентами российского горного ведомства – Берг-коллегии, основанной ещё по указу императора Петра Великого. А с 1811-го по 1817 г. директор Департамента горных и соляных дел Министерства финансов А. Ф. Дерябин одновременно являлся и руководителем Горного кадетского корпуса. В июне 1900 г. профессора Н. И. Иосса перевели с поста директора Горного института на должность руководителя Горного департамента Министерства государственных имуществ и земледелия.

В 1882 г. в России был создан Геологический комитет. Его руководителями в разное время становились Г. П. Гельмерсен, В. Г. Ерофеев и Ф. Н. Чернышёв. Целый ряд директоров Горного института оставили свой след в мировой и отечественной науке. Горный учёный комитет возглавляли Е. В. Карнеев, К. В. Чевкин, Н. А. Иосса. Академиками Петербургской Императорской академии наук были А. А. Нартов, П. А. Соймонов, В. С. Попов, герцог Максимилиан Лейтенбергский, Г. П. Гельмерсен, Н. И. Кошкарлов, Д. П. Коновалов, Е. С. Фёдоров, Ф. Н. Чернышёв.

В представленной монографии авторский коллектив умело использовал обширную базу источников, собрал множество интересных и систематизированных данных. Это позволило удачным образом объединить в данной книге все качества популярного издания, учебного пособия и справочного материала, создав тем самым весомый информационный источник – весьма ценный для повышения качества обучения и воспитания современных горных инженеров.

Несомненно, что представленное историческое исследование будет очень полезно студентам и преподавателям, аспирантам высших учебных заведений, а также всем интересующимся проблемами истории российской высшей технической школы и отечественного горного дела.

¹ Во главе Горного института. Директора учебного заведения (1773-1918) / В. Г. Афанасьев и др.; Отв. ред. В. Г. Афанасьев. – СПб.: Санкт-Петербургский горный университет, 2017. – 240 с.

² Там же. С. 5.

На изломе двух революций

Российская нефтяная промышленность в период Февральской и Октябрьской революций 1917 года*

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

Крах Российской империи в феврале 1917-го, создание Российской Республики в сентябре и её уничтожение большевиками уже через два месяца – вот три эпохальных события, во многом определивших дальнейший ход истории России. Для национальной нефтяной промышленности тот суровый год стал предвестником и последующих тяжелейших испытаний.

В первой части этой статьи были освещены события, предшествовавшие революционной волне 1917 г., а также произошедшие непосредственно накануне и после Февральской революции.

В ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫХ ТУПИКАХ Правительство осознало, что решение топливной проблемы не могло быть достигнуто только за счёт улучшения положения на российских нефтяных промыслах. Узким местом в сфере снабжения нефтепродуктами являлся железнодорожный транспорт. Уже в начале весны 1917 г. промышленность Петроградско-Ревельского экономического района имела 25-процентный дефицит по нефтяному топливу и 30-процентный по каменному углю.

Поэтому 30 марта 1917 г. министр торговли и промышленности Александр Коновалов был вынужден направить письмо военному министру Александру Гучкову (1862–1936), в котором указывал, что недостаток нефтетоплива составляет около 1 млн пудов в месяц, а каменного угля – 8,2 млн пудов. В качестве единственного выхода из сложной ситуации



Нефтяная цистерна в тупике железной дороги (1917 г.)

Коновалов предложил поставить работу заводов и предприятий района в прямую зависимость от количества топлива и сырья, которое фактически может быть доставлено в столицу. Подобное реше-

ние вскоре и было принято Временным правительством. И на короткий период остроту топливной проблемы удалось смягчить.

Сложное положение с топливом во многом было связано с неудовлетворительным функционированием железнодорожного транспорта. Как следствие, из-за растущей нехватки сырья и топлива в массовом порядке стали закрываться промышленные предприятия. Причём не только в Петрограде и Москве, но и во многих других городах страны.

Однако сложное положение с топливом во многом было связано с неудовлетворительным функционированием железнодорожного транспорта. Как следствие, из-за растущей нехватки сырья и топлива в массовом порядке стали закрываться промышленные предприятия. Причём не только в Петрограде и Москве, но и во многих других городах страны. Возникли перебои и с автомобильным топливом, что привело к введению карточной системы в столице. Издание «Нефтяное дело» в № 8 от 27 апреля 1917 г. сообщило: «Правительство одобрило выработанные Министерством путей сообщения «Правила о введении карточек на получение автомобильного бензина в Петрограде». Карточки будут вы-

* Окончание. Начало в № 11–12/2017.

даваться владельцам авто в объединённом Транспортном отделе Министерства путей сообщения».

Правительство пыталось бороться с топливным голодом прежде всего организационными мерами. 15 апреля 1917 г. Министерство торговли и промышленности предложило расширить права Особого совещания по топливу в связи с исключительными трудностями в снабжении Центрального и Северного районов углём и нефтью. В тот же день Временное правительство согласилось с этим предложением. 29 апреля 1917 г. председатель ОСОТОПа утвердил «Положение о районных уполномоченных по топливу». Их обязанностями заключались в том, чтобы руководить снабжением отдельных районов и распределением топлива между потребителями. Были выделены следующие 11 районов: Волжский, Кавказский, Киевский, Петроградский, Уральский, Центральный, Южный, Сибирский, Туркестанский, Восточно-Сибирский и Дальневосточный.

В конце апреля 1917 г. была предпринята неудачная попытка создания Союза российских нефтепромышленников, который по замыслу должен был стать все-российской организацией, способной вывести отрасль из кризиса.

4 мая 1917 г. министр торговли и промышленности А. Коновалов утвердил «Правила о выдаче принудительных заказов на жидкое топливо, исполняемых без предварительно заключённых договоров». Они были призваны обеспечить нефтепродуктами в первую очередь действующую армию и флот. Однако здесь вновь со всей остротой проявилась проблема с железнодорожным транспортом. И 12 мая 1917 г. Коновалов направил министру путей сообщения Николаю Некрасову (1879–1940) письмо о неудовлетворительном порядке использования парка вагонов-цистерн и предложил меры выхода из кризиса. По существу речь шла о национализации всего парка вагонов-цистерн. Но это предложение натолкнулось на яростное сопротивление со стороны частных собственников и осталось не реализованным.

30 мая 1917 г. профессор Карл Кирш (1877–1919), главный уполномоченный ОСОТОПа, предложил правительству утвердить «Положение о Нефтяной инспекции». Она должна была стать специальным государственным органом «для объединения мероприятий по наблюдению,

нормировке и усилению процесса нефтедобывания». Планировалось наделить её широкими компетенциями, в том числе правами осуществления горного надзора на нефтяных промыслах и курирования работы региональных комиссий по охране нефтяных промыслов.

Однако процесс согласования законопроекта о Нефтяной инспекции в правительственных ведомствах затянулся на несколько месяцев. В результате только 1 августа 1917 г. Временное правительст-

Одним из деструктивных факторов в нефтяной промышленности стала активная деятельность разного рода самостоятельных органов, рабочих комитетов. Один из первых актов Временного правительства – «Положение о рабочих комитетах в промышленных предприятиях». И вскоре такие комитеты стали брать на себя решение вопросов как общего и технического руководства, так и кадровой политики.

во постановило «распространить действие положений о Нефтяной инспекции на нефтяные промыслы и на районы разведок на нефть и добычи газа в Бакинской губернии и Терской области».

15 (2) августа 1917 г. новый министр торговли и промышленности Сергей Прокопович (1871–1955) утвердил Временное положение о специальной должности уполномоченного ОСОТОПа по Кавказскому району. Ему предоставлялись широкие права по контролю нефтедобычи на Апшеронском полуострове и транспортировки нефтепродуктов в центральные губернии страны.

ДИЛЕММА «РАБОЧЕГО ВОПРОСА»
Однако меры, принимаемые Временным правительством для улучшения дел в нефтяной отрасли, не приносили желаемого результата. Обстановка на промыслах и нефтеперегонных заводах продолжала ухудшаться. 31 мая 1917 г. в журнале «Горно-заводское дело» была напечатана редакционная статья под названием «Тяжело!» В ней, в частности, говорилось: «Если нет безопасности для капитала... капитал уходит и никакие угрозы трудовой повинности в данном

случае не помогут. Наступает обострение товарного голода, наступает безработица. Преобладают тенденции анархического разрушения, развала, чепухи и порой, несмотря на самую горячую веру в русскую землю и её мощные, ещё скрытые силы, закрадывается в душу боязливое сомнение, не пришёл ли конец России, не представляет ли собою Россия того чудовища со зверским и хамским лицом, которому не место в истории человечества».

Одним из деструктивных факторов в нефтяной промышленности стала активная деятельность разного рода самостоятельных органов, рабочих комитетов. Один из первых актов Временного правительства – «Положение о рабочих комитетах в промышленных предприятиях». И вскоре такие комитеты стали брать на себя решение вопросов как общего и технического руководства, так и кадровой политики.

Некомпетентность и вседозволенность этих самостоятельных органов вскоре привели к негативным результатам. Вот что сообщало в мае 1917 г. издание «Нефтяное дело»: «В Бакинском нефтепромышленном районе наблюдается всё увеличивающееся число устранённых рабочими лиц промысловой и заводской администрации. Так, до 14 мая рабочими удалены управляющие фирмами Зубалова, Биби-Эйбатского нефтяного общества, а также управляющий промыслами Шибаева. Кроме того, вследствие давления со стороны рабочих ушли управляющий промыслами Каспийского товарищества, управляющий предприятиями братьев Нобель и др. Почти в каждой фирме были удалены очень многие техники и заведующие отделениями и участками на промыслах».

14 мая 1917 г. состоялось учредительное собрание «нефтяного профсоюза» – Союза нефтепромышленных рабочих. Он вскоре стал претендовать на участие в управлении нефтедобывающими предприятиями. Самовольные захваты производств, изгнание с нефтяных промыслов инженеров и техников и вместо этого установление рабочего самоуправления были непрофессиональными и неэффективными действиями. Они лишь усиливали негативные тенденции и вели к полному и закономерному краху российской нефтяной отрасли.

Временное правительство лихорадочно искало пути выхода из кризиса. И в качестве одной из мер предполагалось заинтересовать рабочих непосред-



Грозненские нефтяные промыслы (нач. XX в.)

ственным участием в акционерном капитале. Московская газета «Вечерний курьер» 27 июня 1917 г. сообщила: «Вопрос об участии рабочих и служащих в прибылях предприятий в настоящее время уже разрешён. Министерство торговли и промышленности удовлетворило ходатайство промышленных предприятий о распределении прибылей между рабочими и служащими. Это распределение будет производиться в зависимости от времени нахождения служащих и рабочих на данном предприятии и оклада их жалованья. Министерство считает, что распределение прибылей может быть осуществлено при участии рабочих в акционерном капитале предприятий. Для этого служащие и рабочие должны приобрести часть акций предприятий за наличный расчёт, или же предприятия должны произвести выпуск безденежных акций, которые будут постепенно покрываться поступающими в счёт рабочих и служащих прибылями предприятий. Тогда рабочие и служащие получат возможность войти в состав правлений и ревизионных комиссий акционерных обществ».

НЕФТЯНАЯ РЕВОЛЮЦИЯ НА СЕВЕРНОМ КАВКАЗЕ

События Февральской революции самым непосредственным образом захлестнули и нефтеносные земли Северного Кавказа. 13 марта 1917 г. во Влади-

Самовольные захваты производств, изгнание с нефтяных промыслов инженеров и техников и вместо этого установление рабочего самоуправления были непрофессиональными и неэффективными действиями. Они лишь усиливали негативные тенденции и вели к полному и закономерному краху российской нефтяной отрасли.

кавказе Первый Войсковой Круг Терского казачества избрал атаманом Терского казачьего войска и главой областного Временного войскового правительства бывшего члена Государственной думы 4-го созыва подъяесаула Михаила Караулова (1878–1917). 14 марта 1917 г. в Грозном состоялся съезд представителей чеченского населения Терской области. На нём был избран Чеченский исполнительный комитет во главе с Ахметханом Мутушевым.

В то же время в Грозном создали ещё один орган – Совет рабочих, солдатских и казачьих депутатов. Далее на основе соглашения образовали так называемое Соединительное бюро. В него вошли представители Гражданского, Казачьего, Чеченского комитетов и Совета рабочих, солдатских и казачьих депутатов.

Это бюро просуществовало с 9 марта по 20 мая 1917 г. Затем на Съезде представителей казачества, сельского населения, городских самоуправлений и Советов рабочих и солдатских депутатов, прошедшем с 18 по 20 мая 1917 г., был сформирован Исполнительный комитет Терской области. Его председателем избрали Ахметхана Мутушева, заместителем – Михаила Караулова.

Аналогичные события происходили ещё в одном нефтеносном районе Северного Кавказа – Кубанской области. В ходе Февральской революции 1917 г. были созданы Кубанская войсковая Рада и Временное войсковое правительство во главе с войсковым атаманом полковником Александром Филимоновым (1866–1948).

23–29 марта 1917-го делегаты Кубанского и Терского казачьих войск приняли участие в работе всероссийского Общеказачьего съезда (более 800 делегатов), прошедшего в Петрограде. В их выступлениях впервые были затронуты вопросы о справедливом пользовании нефтяными богатствами Северного Кавказа.

24 марта 1917 г. в адрес министра торговли и промышленности Александра Коновалова была направлена ответственная телеграмма общего собрания «заводовладельцев и управляющих нефтепромышленными фирмами» Грозненского района с выражением полной поддержки Временному прави-

тельству. «Общее собрание промышленников Грозненского района с чувством величайшей радости приветствует совершившийся государственный переворот, приветствует Временное правительство и заявляет о своей полной готовности предоставить все свои силы в распоряжение Временного правительства... Никто не должен возбуждать в населении недоверие к Временному правительству. Власть должна быть едина и должна всецело принадлежать Временному правительству», – говорится в телеграмме.

29 марта 1917 г. военный министр Александр Гучков утвердил выработанное Первым Войсковым Кругом «Временное положение об общественном управлении Терского казачьего войска». В нём пункт 5 ст. 11 относил к обязанностям круга: «распоряжение войсковыми доходными статьями, капиталами и имуществом (лесами, землями, водами, земными недрами, соляными озерами и т. п.)». На основании этого Терское казачье войско приняло на себя все права в отношении нефтяного дела, принадлежавшие ранее российскому правительству. 30 апреля 1917 г. в Грозном состоялся очередной Войсковой Круг, утвердивший поручение о разработке проекта «Казачьего нефтепромышленного общества».

На Кубани войсковое правительство также направило свои усилия на установление контроля над региональной нефтяной промышленностью. Ведь по итогам 1916 г. здесь добыли 1 млн 946 тыс. пудов, хотя в 1914 г. объём производства составлял 4 млн пудов. Со стороны Кубанского войскового правительства последовало обращение к военному министру Александру Гучкову с просьбой предоставить казачеству «свободу в нефтяном деле». Аналогичное обращение пришло в министерство из Грозного, от Терского войскового правительства. Как следствие, в мае 1917 г. Военный совет Временного правительства одобрил «Правила о нефтяном промысле на землях Кубанского и Терского казачьих войска», дававшие казачеству широкие права при осуществлении предпринимательской деятельности в нефтяной сфере. Этот документ должен был обеспечить полную лояльность монархически настроенного казачества к новой демократической власти.

В то же время предложение Временного правительства о создании Нефтяной инспекции натолкнулось на решитель-

Несмотря на демократическую риторику и повторения заклинаний о «светлом будущем», власть правительства Российской Республики слабела с каждым днём. Оно всё более теряло контроль над положением дел в стране. Наглядно это проявилось в сложной ситуации на железнодорожном транспорте и в нефтяной отрасли.



Воззвание А. Ф. Керенского к гражданам России (1917 г.)

ное противодействие со стороны войсковых правительств Кубанской и Терской областей.

После провозглашения Российской Республики в Петрограде в сентябре 1917 г. на Кубани Краевая Рада объявила себя верховным органом не только войска, но и всего края, приняв собственную конституцию – «Временные положения о высших органах власти в Кубанском крае». В ней было определено право контроля над деятельностью нефтяной промышленности.

В свою очередь, грозненские нефтепромышленники выступили против какого-либо административного нововведения. 30 сентября Совет съезда

нефтепромышленников Новогрозненского района направил письмо министру Коновалову. В нём говорилось об отсрочке введения «Положения о нефтяной инспекции» и о неотложных нуждах грозненской нефтяной промышленности, находившейся в эпицентре углубляющейся межнациональной розни. 20 октября инженер Турьян, уполномоченный Особого совещания по топливу в Грозненском нефтяном районе, направил в министерство тревожную телеграмму: «Чрезмерно развившиеся грабежи со стороны хорошо вооружённой части туземного населения в окрестностях промышленного района, а также на близлежащих станциях и хуторах создали тревожные настроения и панику у населения и в рабочих массах. Непринятие своевременных мер для надлежащей охраны всей линии Владикавказской железной дороги, а также для борьбы с зачатками грабежей и абречеством создали впечатление безнаказанности и бессилия государственной власти... Необходимы срочные и решительные меры по охране Владикавказской дороги, нефтепровода и всего промыслового района. Полумеры и промедление приведут к катастрофе».

Увы, это отчаянное послание не было услышано Временным правительством, которое отсчитывало свои последние часы.

ТРАГИЧЕСКИЙ ЭНДШПИЛЬ

14 (1) сентября 1917 г. в стране была провозглашена Российская Республика, и власть сначала перешла к Директории из пяти человек под руководством Александра Керенского (1881–1970), а затем, в конце сентября, было сформировано третье коалиционное правительство с ним же во главе. Несмотря на демократическую риторику и повторения заклинаний о «светлом будущем», власть правительства Российской Республики слабела с каждым днём. Оно всё более теряло контроль над положе-

нием дел в стране. Наглядно это проявилось в сложной ситуации на железнодорожном транспорте и в нефтяной отрасли. Газета «Дело народа» от 12 сентября сообщила: «10 сентября в закрытом ночном заседании Временного правительства управляющий министерством путей сообщения Ливеровский доложил Временному правительству о тех затруднениях, которые испытывает ведомство в связи с недостатком топлива и невозможностью производить ремонт паровозов. Положение ухудшается ещё и тем, что до сих пор не удалось окончательно ликвидировать конфликт с железнодорожниками».

Седьмого октября, открывая заседание Временного совета Российской Республики, Александр Керенский сказал: «Мы накануне великого экономического и финансового кризиса. Нам грозит в ближайшем будущем остаться без топлива и продовольствия». В стране в обстановке политической нестабильности, углубляющейся хозяйственной разрухи, затянувшейся непопулярной войны, угрозы надвигающегося продовольственного и топливного голода в российском обществе зрело глубокое разочарование политикой правительства, которое допустило значительный разрыв между словом и делом.

В середине октября Главный экономический комитет вынес на рассмотрение Временного правительства проект положения о новом координационном органе – Центральном комитете по топливу. Его предполагалось создать «для обсуждения, разработки и согласованного проведения мероприятий по обеспечению топливом, нефтяными продуктами и электрической энергией путей сообщения, государственных и общественных учреждений, торгово-промышленных предприятий и населения». Полномочия этого органа должны были стать более широкими, чем у ОСОТОПа. Однако времени на реализацию этого проекта у правительства Керенского уже не оставалось. К концу октября его власть была фактически парализована: декреты и распоряжения саботировались и игнорировались. В управлении большинства губерний и уездов царили беспорядок и анархия. С каждым днём всё меньше становилось сторонников и защитников Российской Республики.

Всё это во многом объясняет ту лёгкость, с какой директория Керенского



Карикатура из газеты «Петроградский листок» (1917 г.)

была свергнута 7 ноября (25 октября) 1917 г. восставшими массами под руководством большевиков. Но и новое правительство – Совет Народных Комиссаров – во главе с Владимиром Ульяновым (Лениным) не могло остановить маховик приближающейся национальной катастрофы. Мнимая безграничная свобода, декларируемая всеми революцион-

В целом революционные потрясения 1917 г. негативно сказались на состоянии отечественной нефтяной промышленности, углубив проблемы организационного, технологического характера и материально-технического снабжения. Это явно отразилось на результатах производственной деятельности.

ными группами, спровоцировала обострение националистических и сепаратистских настроений в разных этнических и социальных группах российского общества, что непосредственно проявилось и в трагических событиях в нефтяной промышленности.

В ноябре в ходе одного из своих набегов на Новогрозненские промыслы чеченские абреки совершили поджог нескольких буровых вышек, в результате чего возник грандиозный пожар. Председатель военно-революционного комитета А. Л. Зомбе сообщил в Петро-

град: «Нефтяные промыслы нового Грозненского района, дававшие ежегодно 5–6 млн пудов нефти, разгромлены и сожжены полностью. Восстановление промыслов при настоящих условиях невозможно». И действительно масштаб разрушений был огромный, уничтожено всё нефтепромысловое оборудование и механизмы, основные объекты инфраструктуры: нефтехранилища, механические мастерские, насосные и котельные станции. Бандиты разрушили нефтепровод Грозный – порт Петровск и его наземные сооружения. Новогрозненские нефтяные месторождения продолжали гореть в течение целых полутора лет.

В последнем номере издания «Нефтяное дело» за 1917 г. была помещена редакционная статья «К итогам 1917 года», в которой сказано: «Положение становится всё более критическим, чтобы не сказать катастрофическим... Искать выход в пределах факторов, действующих в нефтяной промышленности непосредственно, конечно, не приходится, ибо причины развала охватывают широкий круг явлений и лежат далеко за пределами условий, непосредственно имеющих отношение к нефтяной промышленности».

2 декабря 1917 г. решением Совета Народных Комиссаров «Особое совещание по топливу» и «Нефтяная секция» были подчинены Всероссийскому Совету народного хозяйства, а через четыре недели и вовсе упразднены с передачей служебного персонала и имущества в ведение созданного Отдела топлива ВСНХ.

В целом революционные потрясения 1917 г. негативно сказались на состоянии отечественной нефтяной промышленности, углубив проблемы организационного, технологического характера и материально-технического снабжения. Это явно отразилось на результатах производственной деятельности. В Грозненском нефтяном районе за 1917 г. было добыто всего 68 млн 530 тыс. пудов. Годовой объём производства на Апшеронских промыслах составил 402,8 млн пудов, уменьшившись на 73,7 млн пудов по сравнению с 1916 годом. Низкие показатели нефтедобычи также были отмечены на промыслах Кубанской и Уральской областей. И всё это стало только началом новых суровых испытаний, которые выпали на долю российской нефтяной промышленности в последующий трагический период кровавой Гражданской войны.



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) 207 596 5011
og@ite-events.com
www.oilgas-events.com

ITE Oil&Gas

2017–2018

**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»
5–8 июня 2018 | Баку



ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

AFRICA INDEPENDENTS FORUM
май 2018 | Лондон

ГРЕЦИЯ

**GLOBAL OIL & GAS SOUTH EAST
EUROPE AND MEDITERRANEAN**
3-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ
ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЕВРОПЫ И
СРЕДИЗЕМНОМОРСКОГО РЕГИОНА»
27–28 сентября 2017 | Афины

ИНДИЯ

IOIS

24-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ИНДИИ»
сентябрь 2017 | Мумбаи

КАЗАХСТАН

KIOGE

25-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
4–6 октября 2017 | Алматы



РОССИЯ

MIOGE

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»

18–21 июня 2018 | Москва
Крокус Экспо

RPGC

14-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки
«НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE 2018

18–19 июня 2018 | Москва
Крокус Экспо

ТУРКМЕНИСТАН

OGT

22-я МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ ТУРКМЕНИСТАНА»
2–3 ноября 2017 | Ашхабад

УЗБЕКИСТАН

OGU

22-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»
16–18 мая 2018 | Ташкент



ЮЖНО-АФРИКАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

AFRICA OIL WEEK

24-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
«АФРИКАНСКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ»
23–27 октября 2017 | Кейптаун

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 MOSCOW
+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