КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:
в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ
14–15 апреля 2020
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.oilandgasforum.ru

20-я международная выставка
НЕФТЕГАЗ–2020
13–16 апреля 2020
Москва, ЦВК «Экспоцентр»
www.neftegaz-expo.ru

12+
Реклама

МИНПРОМТОРГ РОССИИ
РСПП
Российское Геологическое Общество
VDMA
ЭКСПОЦЕНТР

Нефть России

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Май – июнь 2019

https://neftrossii.ru

НЕФТЬ РОССИИ № 5-6 2019

«Регуляторная гильотина» для шельфа

Американский СПГ: уроки и ожидания

Северный морской путь в будущее

Украина: сесть на трубу, ценой не подавиться

Чем чревата «алжирская весна»?

ТЭК сверяет часы

Опиум для экономики

Нефть и газ сегодня стали основными фигурантами торговых войн США против Китая, Европы и России

Валерий АНДРИАНОВ

Сто восемьдесят лет назад началась, пожалуй, первая крупная торговая война глобального масштаба, вскоре переросшая в открытый вооружённый конфликт и почти на полтора столетия выкинувшая из борьбы за мировые рыки сильнейшего игрока – Китай. Речь идёт, конечно же, о Первой опиумной войне между Великобританией и империей Цин. К тому моменту Китай экспортировал в Европу достаточно большой объём (по тогдашним временам) своих товаров, пользовавшихся неизменным спросом на Западе. А вот сам почти ничего у европейцев покупать не хотел, так как обеспечивал себя практически всей необходимой продукцией. Правда, был один товар, который мог бы вызвать интерес у жителей Поднебесной, – опиум, да вот правительство страны жёсткими мерами пресекало поставки этого наркотика. В результате в 1839 г. китайские власти конфисковали у европейских торговцев весь запас опиума, и уже осенью того же года прогремели первые залпы Опиумной войны. Результаты её и последовавшей пару десятилетий спустя Второй опиумной войны хорошо известны – Китай оказался надолго экономически ослаблен и не мог конкурировать с Европой за мировые рынки.

Сегодня Поднебесная вновь полна сил, рвётся в лидеры глобальной экономики и по праву носит звание «всемирной мастерской». Китайские товары можно найти в любой точке земного шара. И поэтому неудивительно, что на наших глазах разворачивается новая торговая война против Поднебесной. На сей раз её главным антагонистом выступает уже не Европа, а США. Но, как и в прошлый раз, Западу практически нечего предложить Китаю. И если 180 лет назад ему навязали европейский опиум, то сейчас на китайский рынок столь же упорно пытаются продвинуть американские углеводороды.

Не секрет, что одна из целей американской «сланцевой революции» заключалась в достижении «энергетического господства» США на глобальном рынке за счёт превращения страны из нетто-импортёра в крупнейшего экспортёра углеводородов. И в качестве одного из основных рынков сбыта как раз и рассматривался Китай. Именно туда устремились основные объёмы американского СПГ, получаемого из сланцевого газа. Правда, как и в случае с опиумом 180 лет назад, в ходе разгоревшейся торговой войны Китай нанёс удар именно по этой наиболее болезненной статье импорта с Запада. В итоге в 2018 г. объём отгрузок американского СПГ в Китай сократился на 16% (см. статью «Американский СПГ: уроки и ожидания»).

Аналогичная ситуация складывается и с нефтью. *«Ещё одним камнем преткновения для умозрительной американской нефтяной экспансии на мировой рынок является ограниченный спрос на «чёрное золото» из США и не очень удобная логистика там, где такой спрос есть,* – отмечают эксперты Института развития технологий ТЭК. – *Проще говоря, американская малосернистая нефть пришлась бы очень ко двору в Китае, где работает множество простейших мини-НПЗ, иногда называемых «самоварами». Но Россия туда поставляет не сернистую смесь Urals, а малосернистый сорт ESPO, который китайцев тоже устраивает и с доставкой стоит дешевле, нежели американский продукт. Кроме того, в результате торговых войн между Китаем и США отношения между двумя странами не самые лучшие, поэтому Поднебесная, вторая по потреблению нефти страна в мире, совсем не стремится покупать «чёрное золото» у своего соперника»* (см. статью «Американская страшилка»).

Впрочем, торговая война Китая и США – это лишь один из эпизодов глобальной экономической баталии. Вашингтон стремится к экономическому и «энергетическому» доминированию не только в Поднебесной, но и практически во всех регионах мира, включая Европу. А чем больше КНР ограничивает доступ американских углеводородов, тем настойчивее Белый дом стремится пропихнуть их на другие рынки. Один из ярких примеров – попытка экспансии на европейский газовый рынок за счёт вытеснения с него России. Для этого администрация США стремится, с одной стороны, сорвать строительство трубопровода «Северный поток – 2», а с другой – навязать Евросоюзу свой СПГ.

«Сегодня не только США с их сланцевым газом, но и еврочиновники озабочены увеличением сырьевой зависимости Европы от “Газпрома”. Некоторые звенья ЕС, в частности Польша, хотят свести эту зависимость к нулю. Но и сторонники энергетического партнёрства с Россией, такие как Германия, вынуждены диверсифицировать импорт (хотя целесообразность этого вызывает вопросы), строя СПГ-терминалы на Балтике и Северном море», – отмечает в связи с этим наш автор Павел Богомолов (см. статью «ТЭК сверяет часы»).

При этом проводится активная дискредитация газотранспортных проектов, осуществляемых Россией. *«В западных массмедиа разворачивается информационная кампания, призванная заблаговременно убедить “маленьких” европейцев в том, что ни “Северный поток – 2”, ни “Турецкий поток” не будут достроены, следовательно, не начнут функционировать в январе 2020 г. Далее мифологема выстраивается следующим образом: если у России в разгар будущей зимы не окажется альтернативных путей поставок “голубого топлива” в Западную Европу, то от неизбежного замерзания её жителей может спасти только транзит русского газа через Украину или же наращивание закупок СПГ в США. Впрочем, последний тезис усиленно развивают главным образом американские информационные агентства, в то время как европейские склонны больше аппелировать к прагматичности своих читателей, обещая доставку дешёвого трубопроводного газа через “свободную” (с недавних пор) Украину»*, – отмечает наш автор К. Сергеев в статье «Сесть на трубу, ценой не подавиться».

Таким образом, за последние несколько веков изменились лишь основные товары – фигуранты торговых войн, – но не суть происходящего. И если в Китае в середине XIX века английские дельцы меньше всего думали о здоровье рядовых граждан страны, убиваемых опиумом, то сегодня адепты «энергетической гегемонии США», как и всегда, мало думают о «маленьком европейце», делая его заложником своих санкционных баталий. ■

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ

Нефть России 16+

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

OIL OF RUSSIA 16+

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

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
Академик РАН

Александр НЕКИПЕЛОВ
Академик РАН, председатель Совета директоров ПАО «НК «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 (ИСПИ РАН)

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

Александр МАТВЕЙЧУК
К. и. н., академик РАЕН

Анатолий ДИОРДИЕНКО
Основатель журнала «Нефть России»

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 26.06.2019 г.
Цена свободная

Редакция не несёт ответственности за достоверность информации, содержащейся в рекламных объявлениях и других рекламных материалах
При перепечатке ссылка на журнал «Нефть России» обязательна © «Нефть России»
Обложка – © Depositphotos

СОДЕРЖАНИЕ

NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Опиум для экономики

Нефть и газ сегодня стали основными фигурантами торговых войн США против Китая, Европы и России **1**

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

П. БОГОМОЛОВ, кандидат политических наук

ТЭК сверяет часы

В ходе Национального нефтегазового форума обсуждены важнейшие аспекты развития российского и глобального НГК **4**

К. СЕРГЕЕВ

Американский СПГ: уроки и ожидания

По мере успешной реализации проектов «Турецкий поток» и «Северный поток – 2» США усиливают давление на Европу **11**

С. ВОРОБЬЁВ, руководитель; С. АЛИХАШКИН, аналитик; И. НАДТОЧЕЙ, аналитик (Институт развития технологий ТЭК)

Американская страшилка

В обозримой перспективе США не смогут составить серьёзную конкуренцию России на мировом нефтяном рынке **17**

АРКТИКА

Ю. БАНЬКО

Северный морской путь в будущее

Перевозка грузов в Арктике будет расти быстрыми темпами благодаря проектам по добыче углеводородного сырья **22**

Ю. БАНЬКО

К буровому сезону готовы

У буровых установок и вспомогательных судов «Газпром флота» большие планы на нынешний год 31

ШЕЛЬФ

Г. ШМАЛЬ,
Н. ВИКТОРОВА,
Н. СИЛКИНА
(Союз Нефтегазопромышленников России)

«Регуляторная гильотина» для шельфа

Необходимо реформировать контрольно-надзорную деятельность при реализации проектов в Арктической зоне РФ 37

ДЕЛА КОМПАНИЙ

Корпоративная культура – это характер компании

MOL инвестирует в новые нефтехимические проекты и учится не повторять собственных ошибок. Интервью с исполнительным вице-президентом по нефтехимии и нефтепереработке в MOL Group Ференцом Хорватом 42

ТРАНСПОРТ

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

Нефтяные ладьи

Танкерный флот остаётся главным средством транспортировки нефтяных грузов на дальние расстояния 46

БЛИЖНЕЕ ЗАРУБЕЖЬЕ

К. СЕРГЕЕВ

Сесть на трубу, ценой не подавиться

Превратив себя в пешку на Великой шахматной доске мировой политики, Украина теперь настойчиво напрашивается на роль спички в Большой газовой войне 52

В. МИШИН

Ожидаемые слова и неожиданные дела

События в нефтегазовом комплексе Каспия первой половины текущего года отличала предсказуемость, которой позавидовал бы Дельфийский оракул 56

МИРОВОЙ РЫНОК

Т. ШМЕЛЁВА,
эксперт Института Ближнего Востока

Последний отзвук арабской весны?

Острые политические события в Алжире оказывают влияние на экономику и нефтегазовый сектор страны 60

ТЭК сверяет часы

В ходе Национального нефтегазового форума обсуждены важнейшие аспекты развития российского и глобального НГК

Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

Национальный нефтегазовый форум (ННФ) занимает особое место в календаре отечественного ТЭК. С одной стороны, в апреле уже в полном объёме доступна отраслевая статистика за прошедший год и можно полновесно подвести его итоги, оценить достижения и неудачи. С другой стороны, ещё не поздно давать прогнозы на наступивший год, рассматривать ближайшие перспективы отрасли. Тем самым ННФ как бы задаёт тон всем последующим крупным мероприятиям, затрагивающим нефтегазовую тематику, – начиная с Петербургского международного экономического форума в июне и заканчивая Российской энергетической неделей в октябре. Так произошло и в этом году – на ННФ был представлен сбалансированный «коктейль» из итогов деятельности отрасли и прогнозов на будущее. А его участники смогли сверить свои «профессиональные часы».

На рабочем столе – три сценария

На первой же сессии ННФ вице-президент IHS Markit Джим Буркхард допустил в своём прогнозе нечто драматичное. Если и Венесуэла, и Иран, и некоторые другие поставщики сырья вследствие американской стратегии «укрощения строптивых» или по иным причинам погрузятся в хаос и их экспорт будет сведен к нулю, то управлять мировыми ценами станет почти невозможно. Это ценное и не для всех приятное признание. Десятилетиями считалось, что главным арбитром мирового рынка является ОПЕК, контролирующая треть поставок «чёрного золота». Затем, после всплеска «сланцевой революции» и снятия запрета на экспорт нефти из США, нас стали уверять в том, что «верховным судьёй» и регулятором конъюнктуры стала Америка. И вот теперь сложно себе представить, как кто бы то ни было сможет определять «рыночный климат», если ведущие звенья экспортных поставок будут исчезать по мановению вашингтонской «волшебной палочки».

Этим был озабочен и ещё один представитель зарубежной консалтинговой компании – вице-президент Wood Mackenzie Люк Паркер. Он посетовал, что стало невозможным предсказывать цены не то что на 12 лет вперёд, как это бывало в прошлом, но и на 12 месяцев! При этом на рынке наблюдается интересная тенденция – крупнейшие нефтегазовые компании активно приобретают игроков «среднего звена» с целью расширения своей ресурсной базы. Один из таких примеров – заявка, хотя позднее и отмененная, на покупку корпорацией Chevron выставленной на продажу Anadarko. Затем последовала сделка между Occidental и Total о том, что сообща они приобретут впечатляющие африканские активы Anadarko, включая мегаместорождение «голубого топлива» на глубоководье Мозамбика.

Спрашивается: чего же всё-таки больше в подобных сделках – нефти или газа? Вопрос непростой, но в целом соотношение между различными видами топлива на глобальном рынке всё-таки можно прогнозировать. По словам вице-президента и главного экономиста российского подразделения BP Владимира Дребенцова, изменения в этом балансе тесно связаны с «энергетическим переходом» первой половины XXI века. В основе уже начавшегося процесса – падение доли нефти, хотя в абсолютных цифрах по-

Вице-президент IHS Markit Джим Буркхард

требность в ней всё же будет какое-то время расти и вплоть до 2040 г. «чёрное золото» останется главным энергоносителем. Прогнозируется, что за два десятилетия спрос на жидкие углеводороды возрастёт на 10 млн барр./сут. Но **России** рано радоваться, ибо конкуренция на глобальном нефтяном рынке продолжит обостряться. И на долю РФ в этом 10-миллионном «довеске» будет приходиться менее 1 млн барр./сут, в то время как на долю США – 5 млн барр./сут.

Изменится и отраслевая структура спроса на жидкие углеводороды. Быстрее всего станет расти потребность в топливе для воздушного (50% прироста), морского (30%) и дорожного (20%) транспорта. При этом к 2040 г. всего лишь 15% парка наземных транспортных средств будет представлено электромобилями. Но смотреть надо не столько на парк, сколько на ожидаемый суммарный пробег, 25% которого придётся именно на электромобили. Это связано с тем, что электрокары чаще, чем машины с двигателями внутреннего сгорания, будут использоваться в системе каршеринга.

Как подчеркнул В. Дребенцов, на период до 2035 г. имеется три основных сценария (хотя есть и ряд дополнительных). Согласно первому из них, рост спроса на нефть прекратится и выйдет «на полку». Раньше считалось, что потребление нефти будет ограничено со стороны предложения, то есть по причине истощения запасов. Теперь же ожидается, что стагнировать наоборот будет спрос. Это произойдет, как уже отмечалось, в связи замедлением роста потребления со стороны транспортного сектора. Зато драйвером спроса на какое-то время станет нефтехимия.

Существует, однако, и другой сценарий. Он предполагает, что в ведущих индустриальных державах выполнение Парижского соглашения по климату будет проходить успешнее, чем считает большинство экспертов. В частности, усовершенствованные двигатели внутреннего сгорания станут потреблять в полтора раза меньше горючего, чем сегодня. Кроме того, в ряде государств (включая Китай) к 2040 г. предполагается запретить продажу новых машин с ДВС, а средний срок использования автомобиля сократится с 12 до 8 лет.

Одновременно может быть введён запрет на продажу пластиковых изделий одноразового пользования, что нанесёт мощный удар по нефтехимии (которой в первом сценарии отводилась роль драйвера спроса на нефть). В этом случае прирост потребления в секторе нефтехимии составит всего 1 млн барр./сут.

Зато весьма оптимистичным выглядит третий сценарий. Согласно ему, к 2040 г. только половина населения Земли продолжит потреблять менее 100 гигаджоулей первичной энергии на душу населения (в первом сценарии – две трети, а сейчас этот показатель равен 80%). Соответственно, спрос на первичные энергоресурсы (в том числе на нефть) в этом сценарии значительно возрастает. Хотя предпосылок к такому экономическому рывку сейчас практически не просматриваются.

При этом парадокс заключается в том, что даже для реализации первого умеренно-пессимистического сценария необходимы колоссальные инвестиции в нефтяную отрасль. Если они не будут осуществлены, то тогда действительно возникнут ограничения со стороны не спроса, а предложения. И добычной пик, как и последующий спад, может начаться гораздо раньше, чем прогнозируется.

Не уступить в инновациях

Заместитель министра энергетики РФ Павел Сорокин, выполнявший роль модератора пленарной сессии, напомнил: инвестиционный цикл в ТЭК длится не менее семи лет. Зная о наличии перечисленных сценариев, надо быть гибкими и не прибегать к избыточному регулированию. Ибо оно способно своими резкими виражами завести ТЭК в ту плоскость, которая, быть может, не совпадёт с реальными контурами завтрашнего дня.

Избегать зигзагов в планировании и управлении отраслью важно ещё в связи с тем, что отечественный НГК имеет хороший «базовый стержень». Углеводородные запасы страны в целом имеют низкую себестоимость добычи. Правда, около половины ресурсной базы приходится на трудноизвлекаемые запасы. Но при сравнительно небольшой корректировке фискальной системы некоторые виды ТРИЗ окажутся весьма привлекательными даже при мировых ценах 50–60 долларов за баррель.

Но кто окажется победителем во всё более обостряющейся конкурентной борьбе за мировой нефтяной рынок? Это во многом будет зависеть не только от ресурсного, но и имиджевого фактора. Как прозрачно дал понять П. Сорокин, у российской нефтяной отрасли пока нет имиджа технологического драйвера, но только ли сам ТЭК тому виной?

Мысль о необходимости гораздо более широкого продвижения роли, статуса, да и просто доброго имени углеводородного сектора на всех его уровнях развила глава Ассоциации независимых нефтегазодобывающих организаций «АссоНефть» Елена Корзун. По её словам, отечественным малым компаниям приходится работать со всё более сложной ресурсной базой, но, несмотря на это, они добиваются значительных успехов, о которых должна знать широкая общественность. Так, вопреки всем трудностям малые и средние компании Татарстана в 2018 г. добыли 7 млн т нефти.

Заместитель министра энергетики РФ Павел Сорокин

Велик вклад отечественного НГК в развитие смежных отраслей и решение социальных проблем. Но многие россияне о нём не знают и не ценят сделанного. Отчасти в этом виноваты сами нефтяники. *«Мы тратим очень много времени на то, чтобы причитать и жаловаться*, – продолжал Павел Сорокин, – *но редко и мало говорим о своих плюсах и открывающихся возможностях»*.

При этом отраслевые эксперты нередко обвиняют в медленном развитии отрасли недостаточно гибкую систему государственного регулирования. *«Но регулятор никогда не сделает технологического рывка за какую-то компанию*, – отметил ведущий пленарной сессии. – *Ни в одной стране мира этого не было! Так что находить соответствующие рычаги и добиваться позитива надо своими силами, а иначе конкурентные позиции углеводородного ТЭК России окажутся под ещё большей угрозой»*.

Угрозу отставания, о которой сказал замминистра, помогут нейтрализовать новые для РФ подотрасли нефтегазового сектора. Прежде всего, речь идёт об индустрии СПГ. Если в мире рынок традиционного «голубого топлива» вырос за последние годы на 20%, то продажи СПГ – на 40%. Это стало одной из причин того, что цены на газ оторвались от нефтяных котировок. Крупнейшим в мире инвестиционным проектом за Полярным кругом стал «Ямал СПГ». Следующий проект – «Арктик СПГ – 2», в рамках которого линии сжижения будут собираться в сухих доках на предприятии возле Мурманска, затем перевозиться в готовом виде в Карское море и устанавливаться на платформах гравитационного типа. Благодаря серийному производству каждая новая СПГ-линия окажется дешевле предыдущей. Как подчёркивают представители компании «НОВАТЭК», в отличие от нефти производство сжиженного газа в РФ можно поднять многократно, вплоть до 140 млн т в год.

Участники форума неоднократно обращали внимание на особую важность технологических прорывов в НГК. В этой сфере уже немало сделано. Так, стоимость создания для нужд отрасли одного промышленного робота снизилась с 1 млн до 20 тыс. долларов. А цена изготовления беспилотного летательного аппарата упала в сто раз, до 1 тыс. долларов. Благодаря этому множество дронов сегодня курсируют над промыслами и территориями геологических изысканий.

Новейшие технологии позволяют существенно снизить не только риски, но и себестоимость разведки и добычи углеводородного сырья, в том числе сланцевого. По оценке BP, к 2050 г. издержки на производство сланцев в Северной Америке снизятся на 28%, а расходы в рамках глубоководных проектов – на 35%. В среднем по планете издержки на добычу нефти (в том числе ТРИЗ) сократятся на 30%.

Главным трендом технологического развития НГК становится цифровизация. Так, Chevron активно использует цифровые технологии при проведении 3D-сейсмики, а Shell – при разработке глубоководных месторождений. Пример применения «цифры» показала и «Роснефть» в альянсе с Eni и BP на гигантском месторождении Зор, что на шельфе Египта. Благодаря этому период ввода в эксплуатацию данного месторождения удалось сократить с пяти до двух с половиной лет!

Под налоговым прессом

«Фискальная политика и экономические приоритеты: новые стимулы для перезагрузки» – так называлась, пожалуй, важнейшая пленарная сессия на форуме. Прозвучала серия оценок, каждая из ко-

торых заслуживает отдельной статьи. Ознакомимся хотя бы с несколькими цитатами.

Замминистра Павел Сорокин: *«Если лишить нефтяников самых необходимых госбюджетных льгот, можно будет сразу же потерять до 70–80 млн т добычи»*.

Партнёр KPMG в России и СНГ, глава департамента аудита Михаил Орлов: *«В 2018 г. на октябрьской Энергетической неделе профильное министерство продемонстрировало удручающий слайд наихудшего сценария 2035 г. – падающую до 311 млн т добычу в РФ. Уж такого пессимизма я не разделяю, но до 500 или даже до 450 млн т вполне может дойти, если не снизить налоговый пресс на отрасль»*.

Глава дирекции «ЛУКОЙЛа» по экономике, инвестициям и повышению эффективности в РФ Сергей Зац: *«Возьмём хотя бы тему обводнённых месторождений с невыработанными запасами. Туда надо возвращаться, а это требует стимулирования. Быть может, надо расширить периметр применения нового закона об НДД? Не перевести ли на него больше активов? В нашей компании в сфере upstream 29 участков работают в пилотном режиме по такой улучшенной схеме. И это не выведение, а наоборот приращение налогооблагаемых блоков в интересах государства»*.

Советник гендиректора, начальник департамента по работе с органами государственной власти ПАО «Газпром нефть» Павел Карчевский: *«Ещё с 2009 г. мы выступаем не за отдельные слагаемые налогообложения бизнеса, а за общеэкономический результат. В Ямбурге, на Уренгое, остался в невыработанном пассиве целый миллиард тонн запасов. Надо туда вернуться, причём с выгодой и для самой отрасли. Да и в нефтепереработке нас беспокоит многое. Ведь она становится такой же зависимой от поворотов фискальной политики, как и upstream, что, согласитесь, нехорошо. Налицо, например, зависимость НПЗ от демпфера, словно речь идёт опять-таки о добычной тематике. Это, конечно, нонсенс»*.

Отрасль на пределе

Большое внимание в ходе ННФ было уделено и перспективам укрепления ресурсной базы и наращивания добычи нефти. При этом многие ораторы отмечали, что лидерские позиции в этих областях ко второй трети века будут занимать не частные транснациональные корпорации, а национальные нефтяные компании, в первую очередь госмонополии развивающихся стран, имеющие административный ресурс.

Всё больше перспектив связывается с глубоководным шельфом, где, кстати, пока доминируют международные гранды. Уже в текущем инвестиционном цикле в ряде новых шельфовых зон, которые ранее считались малопривлекательными, ожидается буровой бум. Да и сланец всё увереннее выигрывает «битву за баррели».

Однако залогом успешного развития нефтегазового комплекса в глобальном масштабе является его открытость для инвестиций и передачи технологий, отсутствие искусственных санкционных барьеров. *«Каков же временной, да и смысловой лимит санкционного давления на нас?* – задал вопрос зарубежным коллегам Павел Сорокин. – *Не боятся ли европейские компании потерять самый обширный рынок оборудования в мире?»*

Многие докладчики признавали нежелательность этого, причём вовсе не из-за какого-то особого отношения к России. Дело в ином: по сравнению с другими центрами нефтегазодобычи в Старом Свете, такими как Норвегия или Великобритания, перспективы сектора upstream в РФ многообещающие. Поэтому неудивительно, что растёт число совместных предприятий в российском ТЭК – сегодня их насчитывается более 3 тыс. Причём импортозамещение и локализация ряда производств стали слагаемыми этого тренда. По словам одного из ораторов, Европа вот уже полвека опирается на энергоресурсы Поволжья, Урала и Сибири, а сторонникам всяческих санкций вряд ли удастся повернуть эту тенденцию вспять.

Следовательно, Россия заинтересована в здравом смысле и доброй воле инвесторов. *«Но при этом вкладчики капитала и технологий должны понять правила игры*, – отмечает председатель Комитета по энергетике Государственной Думы РФ Павел Завальный. – *И чем более предсказуемы идущие к нам зарубежные партнёры, тем лучше для всех»*.

Да и сама Москва, как подчёркивает П. Завальный, старается быть прозрачной и понятной в своих отраслевых планах. Что касается нефти, то в предстоящие годы прежде всего необходимо удержать её добычу. А в газовой сфере требуется монетизировать как можно большие объёмы «голубого топлива». И то, и другое нелегко. Но для решения данных задач есть прочный фундамент. Так, в 2018 г. добыча «чёрного золота» в РФ составила 555 млн т, а прирост запасов превысил данный показатель на 20 млн т. То есть налицо укрепление ресурсного потенциала.

Конечно, помимо ресурсной базы большое значение имеет и инвестиционный климат. Сам П. Завальный оценивает работу российских законодателей «на углеводородном направлении» на «четвёрку». *«Не все принятые законы идеальны,* – признал глава профильного парламентского комитета. – *Об этом говорит и непростая судьба НДС. К счастью, время пока ещё не упущено и успеть можно многое. Посмотрите хотя бы на позитивную динамику ключевых показателей нефтегазового сектора, многие из которых выиграли от законотворческой деятельности. Так, на одном из месторождений Татарстана "Газпром нефть" совместно с Shell достигла 70-процентной планки КИН. Так что повторяю: мы ещё не опоздали. Но сама отрасль уже на пределе – надо спешить как по приросту запасов, так и по расширению компетенций, да и многого другого»*.

Газовый сюжет

В рамках ННФ состоялись «круглые столы» по различным аспектам отраслевой тематики. Особый интерес вызвал «круглый стол» «СПГ как эффективный компонент российской газоэкспортной стратегии».

Открыл обсуждение Сергей Капитонов, аналитик Центра энергетики Школы управления «Сколково». Он отметил, что в 2018 г. «Газпром» установил рекорд, поставив на экспорт свыше 200 млрд м^3 газа. Но наряду с трубопроводным газом СПГ становится не просто важным, а ключевым слагаемым внешнеэкономической стратегии. При этом, как подчеркнул С. Капитонов, спрос на любой газ в Европе после обвала 2014–2016 гг. постепенно восстанавливается. Хотя дальнейший масштабный рост спроса вовсе не гарантирован.

Слушая оратора, я вспоминал выездные газпромовские road shows последних лет. Выступая на них, топ-менеджеры корпорации убеждали европейских коллег: востребованность газа в ЕС будет не просто нарастать, а галопировать, да так, что и российским, и американским, и всем иным поставкам найдётся применение. Однако сегодня данная версия потеряла часть своего глянца.

С одной стороны, Старому Свету понадобится прирост поставок газа для компенсации падающей добычи в Нидерландах и Великобритании. С другой стороны, цель Евросоюза – сокращение к 2030 г. выбросов CO_2 на 40%, и достигать её предполагается за счёт всё более широкого внедрения ВИЭ и уменьшения использования ископаемых видов топлива. В результате спрос на импортный газ может составить в Европе не 360 млрд м^3, как ожидалось ранее, а всего 300 млрд м^3. И пострадают от этого, скорее всего, российские поставщики.

Сегодня не только США с их сланцевым газом, но и еврочиновники озабочены увеличением сырьевой зависимости Европы от «Газпрома». Некоторые звенья ЕС, например Польша, хотят свести эту зависимость к нулю. Но и сторонники энергетического партнёрства с Россией, такие как Германия, вынуждены диверсифицировать импорт, строя СПГ-терминалы на Балтике и Северном море.

Вместе с тем, наиболее быструю динамику спроса на газ демонстрируют страны Юго-Восточной Азии, в первую очередь Китай и Южная Корея. Поставки газа из России в этот регион возможны как в виде трубного газа («Сила Сибири»), так и СПГ. Поэтому цель РФ – занять достойную нишу на данном рынке, в том числе развивая собственные СПГ-проекты.

Впрочем, возможны и существенные изменения на европейском газовом рынке. Так, роль ведущего потребителя российского газа в ЕС может перейти от Центральной Европы к Средиземноморью, которое вскоре лишится части алжирских и, быть может, ливийских поставок углеводородов. При таком раскладе газ Сибири и Арктики хлынет, возможно, в Испанию, Португалию и некоторые другие страны на южном контуре Старого Света.

Диалог чиновников

Даже в самом серьёзном разговоре, как известно, не обойтись без юмора – он помогает смягчить острые столкновения взглядов, оздоровить климат общения. Бывает, хотя и реже, так: через неформальные споры стороны приходят к взаимопониманию хотя бы по отдельным пунктам.

Беседуя с директором Департамента налоговой и таможенной политики Минфина РФ Алексеем Сазановым, замминистра энергетики Павел Сорокин обратился вдруг с улыбкой не к нему, а к

Директор Департамента налоговой и таможенной политики Минфина РФ Алексей Сазанов

аудитории: *«Ну вот, уважаемые коллеги, вы только что присутствовали на своеобразной инсценировке, или симуляции, одного из наших совещаний в правительственных кабинетах»*. Почему же замминистра избрал такое сравнение? Потому что в ведомственных спорах звучат подчас противоположные суждения представителей различных министерств, каждый из которых убежден: уж он-то отстаивает интересы государства! Получается что-то вроде полемической сцены, воспроизвести которую мы сейчас попробуем.

Ведущая Марина Белякова (EY): *«Есть такое мнение… Демпфер, призванный возмещать компаниям ограничение нефтеэкспорта с помощью госбюджетной прибавки за возросшую переработку на внутреннем рынке, не очень-то сработал. К примеру, вас просят сохранить фиксированную цену на бензин, но государство компенсирует только 72% от разницы между ценником на АЗС и утерянным доходом от экспорта. Выходит, что 28% производителю приходится взять на себя. Итак, диспропорция всё равно остаётся. Останется ли она впредь, если не сработают даже назревшие поправки?»*

Алексей Сазанов: *«Надо защищать потребителя. Заняты этим государство, Минфин. За те деньги, которые мы перечислили компаниям по демпферу, бизнес мог бы сделать многое. Но покажите же нам ту цену на АЗС России, о которой мы договорились. Пока, увы, этой цифры нет. Вот если она будет, тогда и возникнет основа для обсуждения перенастройки демпфера»*.

Павел Сорокин протягивает коллеге свой ноутбук с таблицей розничных цен: *«Посмотрите – везде 45 рублей за литр или около того»*. Но Сазонов твёрд: *«Дай-то бог, если это так. Но и в таком случае Минфин готов подкорректировать демпфер не принципиально, а тактически, чтобы он стал долгоиграющим. А сначала давайте проанализируем данные заправочных сетей за второй и третий кварталы. Посмотрим с такой позиции: как их расценивает потребитель»*.

Голос из зала: *«Почему бы срочно не распространить фискальную схему НДД на весь upstream России, коль скоро этот подход сработал неплохо?»*

Алексей Сазанов: *«Мы против того, чтобы распространять сферу действия нового экспериментального налога повсеместно и, так сказать, огульно. Судите сами: компании получили в прошлом году 300 млрд рублей прибыли, а вложили в качестве инвестиций всего 14 млрд. Это почему?»*

Сергей Зац (ПАО «ЛУКОЙЛ»): *«Да, деньги получили, но важно не только их получить. Не хватает эффективных инвестиционных проектов – вот в чём проблема! Об этой нехватке как раз и идёт сегодня речь»*.

Алексей Сазанов: *«Не могу с этим согласиться. Нефтяники, рассматривая имеющиеся инвестпрограммы, завышают требуемый порог эффективности. Какова, по-вашему, эта планка? Быть может, общеизвестные 16%? Но почему государство, от которого требуется гарантировать своим фискальным курсом эти 16% минимальной отдачи в углеводородном ТЭК, должно одновременно брать с простых граждан всё ещё высокую ставку, например, за ипотеку?»*

Павел Сорокин (вновь показывая коллеге из Минфина свой гаджет уже с другой таблицей на экране): *«Но согласитесь, Алексей Валерьевич, что даже со своими, как вы считаете, чрезмерно высокими запросами нефтяники всё равно дают государству не меньше, а больше дохода, чем большинство других секторов экономики. Если есть у государства сферы и отрасли, куда выгоднее вложить деньги, – тогда назовите их, пожалуйста…»*

Такая вот сцена из активной, плотно наполненной отзвуками живой полемики канвы Национального нефтегазового форума. Дискуссии, ставшей интересным и, бесспорно, продуктивным прологом к основным отраслевым мероприятиям года, их генеральной репетицией. ■

ЛУКОЙЛ

СМАЗОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

АВАНГАРД

ВЫБОР ПРОФЕССИОНАЛОВ

Защита от коррозии на 61%* лучше

Защита от износа на 40%* лучше

Защита двигателя на 11%* лучше

ОДОБРЕНО: Mercedes-Benz / Renault / Volvo / MAN

TECHNOLOGY ActiPure

* По сравнению с требованиями API CI-4.

PRC RUSSIA & CIS

ORGANIZER BGS group

КОНГРЕСС ПО НЕФТЕХИМИИ И НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ:

ПРИНИМАЮТСЯ ЗАЯВКИ НА ВЫСТУПЛЕНИЕ С ДОКЛАДОМ

- 45 ДОКЛАДЧИКОВ ОТ ВЕДУЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ
- ОТСУТСТВИЕ РЕКЛАМНЫХ ДОКЛАДОВ
- ТЩАТЕЛЬНЫЙ ОТБОР ТЕМАТИК
- ВОЗМОЖНОСТЬ ЗАДАВАТЬ ВОПРОСЫ ИЗ ЗАЛА

Заявки принимаются до 15 июня включительно*

РЕКЛАМА

*Для отправки заявки перейдите на сайт: **PRCRUSSIA.COM**

или свяжитесь с организаторами по телефону: **+7(495) 204-14-65**

Американский СПГ: уроки и ожидания

По мере успешной реализации проектов «Турецкий поток» и «Северный поток – 2» США усиливают давление на Европу

Константин СЕРГЕЕВ

Борьба «трубопроводного льва» с «СПГ-крокодилом» за европейский газовый рынок переходит в заключительную стадию. До конца 2019 г. должны заработать сразу два новых газовых «потока», суммарная мощность которых на начальном этапе составит порядка 38 млрд м³ в год. В Вашингтоне по-прежнему прилагают максимум усилий, чтобы затянуть строительство обоих экспортных газопроводов, одновременно пугая Европу перспективой неизбежно замерзнуть без заокеанского СПГ уже зимой 2019–2020 гг.

Собаки лают – караван идёт

Поссорить Россию с Турцией так и не удалось. В результате «Турецкий поток» досрочно выбрался на сушу (ещё в ноябре 2018-го), и теперь к нему торопятся присоединиться даже самые верные союзники США среди новобранцев ЕС (вроде Болгарии). На маршруте «Северного потока – 2» к началу апреля было уложено 915 км труб (из 1200), и его сооружение продолжается строго по графику, несмотря на очередные экологические фантазии Дании и «патриотическую» позицию Польши, которая пытается поудобнее устроиться на игле СПГ-импорта.

Итак, ни собственно антироссийские санкции, ни аналогичные меры воздействия на западные компании «за сотрудничество с русскими» так и не смогли помешать строительству обоих магистральных трубопроводов. Что же касается расширения закупок американского СПГ, то даже введение Белым домом заградительных пошлин на европейскую сталь и алюминий не заставило Европу отказаться от российского газа в пользу американского.

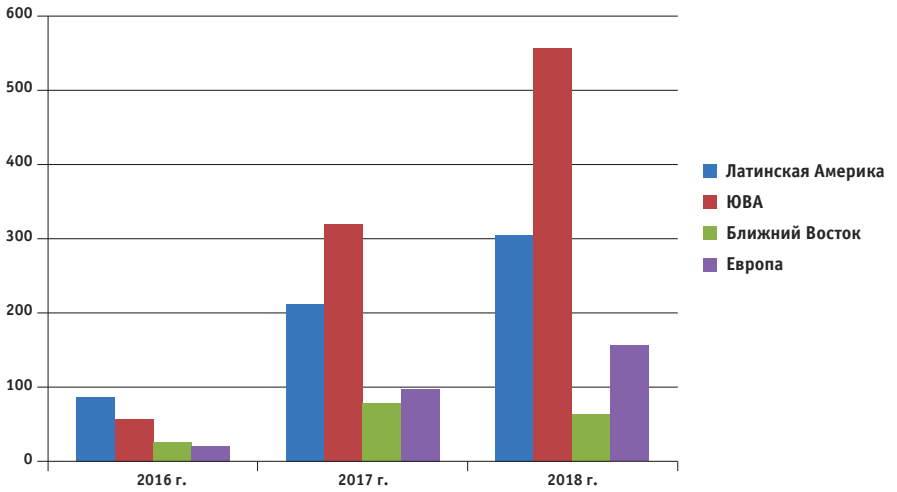
Своеобразный итог всем приложенным усилиям подвёл сам госсекретарь США

Табл. 1. Экспорт СПГ из США по регионам мира в 2018 г.

Регион	Страны-импортёры	Кол-во отгрузок*	Объём поставок, млрд ф³	К 2017 г., млрд ф³	Средняя цена по региону, долл./млн БТЕ	К цене 2017 г., %
Страны ЮВА	7	163 (+69)	559,3	+221,4	5,2	+14
Латинская Америка	8 (+3)	100 (+41)	305,7	+92,1	4,87	+6,8
Европа	11 (+2)	47 (+17)	155,2	+55,2	6,04	+32,4
Ближний Восток	5 (+1)	18 (–7)	62,2	–14,9	4,58	+7
Всего	**31 (+6)**	**328 (+120)**	**10824,4**	**348,3**	**Средняя цена – 5,17**	**+14,9**

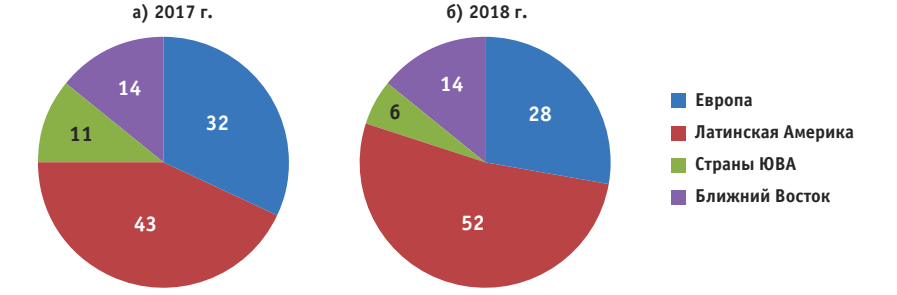
Источник: Cheniere Energy, Dominion Energy, Министерство энергетики США.
** Включая раздельные по схеме: один СПГ-танкер = две страны назначения.*

Рис. 1. Сравнительная динамика поставок СПГ из США по регионам мира, млрд ф³



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

Рис. 2. Экспорт СПГ из США по регионам мира, %



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

Майкл Помпео, выступая в Конгрессе 10 апреля 2019 г.: *«Мы сделали практически всё возможное, чтобы убедить европейцев, в первую очередь Германию, не строить “Северный поток – 2”, но пока не добились успеха»*. Лучше, пожалуй, не скажешь. Более того, подобные заявления косвенно свидетельствуют, что Белый дом отдаёт себе отчёт в невозможности достаточно эффективно воздействовать на Старую Европу и вынужден сфокусировать собственные силы на более податливых странах континента.

Пытаясь в очередной раз найти нерыночное решение рыночных проблем, палата представителей Конгресса 26 марта 2019 г. приняла законопроект, который призван *«помочь государствам Центральной и Восточной Европы снизить зависимость от энергоресурсов из стран, использующих зависимость в энергетической сфере для навязывания политического влияния»*. Обширная цитата первоисточника вполне оправданна: как следует из дальнейшего текста будущего закона, речь идёт именно о России, которая якобы использует свой газ исключительно для того, чтобы *«принуждать, запугивать и оказывать влияние на другие государства»*. Кстати, помимо целого комплекса политических и дипломатических мер по защите «независимости» стран региона, законопроект предусматривает выделение до 1 млрд долларов на реализацию альтернативных проектов и создание системы транспортировки энергоресурсов в Центральную и Восточную Европу.

Таким образом, Соединённые Штаты пытаются обвинить своего основного конкурента на газовом рынке как раз в том, чем уже не первый год занимаются сами. Они готовы на государственном уровне поддерживать все частные инициативы по продвижению довольно дорогого американского газа к европейским потребителям. Подобная щедрая помощь «европейским друзьям» в священном деле диверсификации выглядит несколько запоздавшей, особенно если учесть, что вплоть до начала 2019-го львиная часть сжиженного газа из США отгружалась отнюдь не в Европу.

Камо грядеши, СПГ?

Согласно официальной статистике Министерства энергетики США, в 2018 г. национальный экспорт «голубого топлива» СПГ-танкерами превысил 1 трлн ф³ (1,08 трлн), что составляет порядка 30,5 млрд м³ (см. табл. 1).

Это почти на 49% выше показателей 2017 г. Однако даже с учётом начала работы второго (Point Cove) и третьего (Corpus Christi) экспортных терминалов реальные темпы прироста вывоза СПГ по сравнению с 2017-м снизились более чем в 1,5 раза – с 540 до 348 млрд ф³. При этом наиболее популярными направлениями экспорта по-прежнему оставались страны Юго-Восточной Азии и Латинской Америки (см. рис. 1).

Именно на государства Азиатско-Тихоокеанского региона в 2018 г. пришлось более 50% всех экспортных отгрузок американского СПГ, в то время как доля Европы в них осталась без изменений, Латинской Америки – заметно просела, а Ближнего Востока – сократилась почти вдвое (см. рис. 2).

Укрепление позиций американского газа на рынках Юго-Восточной Азии было главным образом достигнуто за счёт нара-

Табл. 2. Поставки СПГ из США в страны Юго-Восточной Азии в 2018 г.

Страна назначения	Кол-во судов (к 2017 г.)	Объём поставок, млрд ф³	К 2017 г., млрд ф³	Средняя цена в пункте назначения, долл./млн БТЕ	К цене 2017 г., %
Индия	17 (+10)	57,7	+36,8	4,53	+5,3
Пакистан	4 (+3)	12,9	+9,8	5,1	+68,9
Китай	26 (–4)	90,5	–12,8	4,7	+17,2
Япония	37 (+22)	125,6	+72,3	5,45	–7,8
Южная Корея	73 (+36)	252,2	+107	5,22	+7
Тайвань	5 (+2)	16,7	+7,4	6,22	+34,6
Таиланд	0 (–1)	–	–2,8	–	–
Сингапур	1 (+1)	3,7	+3,7	5,42	–
Всего	**163**	**559,3**	**221,4**	**Средняя цена по региону – 5,2**	**+14**

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

Табл. 3. Поставки СПГ из США в страны Латинской Америки в 2018 г.

Страна назначения	Кол-во отгрузок (к 2017 г.)	Объём поставок, млрд ф³	К 2017, млрд ф³	Средняя цена в пункте назначения, долл./млн БТЕ	К цене 2017 г., %
Чили	13 (+5)	41,1	+15,4	3,86	–30,4
Мексика	53 (+13)	182,2	+37,6	4,98	+2,3
Аргентина	10 (+5)	27,6	+11,3	5,7	+28,4
Бразилия	13 (+8)	35,7	+18,1	5,6	+40,7
Доминиканская Республика	3 (0)	5,9	–3,7	3,14	–21
Панама	3 (+3)	6,8	+6,8	4,2	–
Колумбия	4 (+4)	5,1	+5,1	4,78	–
Ямайка	1 (+1)	1,3	+1,3	6,66	–
Всего	**100**	**305,7**	**+91,9**	**Средняя цена по региону – 4,87**	**+6,8**

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

Табл. 4. Поставки СПГ из США на Ближний Восток в 2018 г.

Страна назначения	Кол-во судов (к 2017 г.)	Объём поставок, млрд ф³	К 2017 г., млрд ф³	Средняя цена в пункте назначения, долл./млн БТЕ	К цене 2017 г., %
Иордания	11 (0)	38,8	+2,5	3,58	–19,7
Кувейт	3 (–3)	10	–10,2	6,42	+52,5
ОАЭ	1 (–3)	3,6	–9,8	3,33	–0,5
Египет	2 (0)	6,5	–0,66	3,15	–33,2
Израиль	1 (+1)	3,3	+3,3	6,4	–
Всего	**18**	**62,2**	**–14,9**	**Средняя цена по региону – 4,58**	**+7%**

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

щивания поставок в Южную Корею, Японию и Индию. При этом Южная Корея стала самым крупным покупателем СПГ из США в мире, оттеснив Мексику на второе место. В то же время наблюдалось существенное (на 16%) сокращение отгрузок в Китай – ожидаемое последствие торговой войны, которую Вашингтон объявил Пекину. Место же Таиланда в планах дальнейшего освоения региона американскими операторами, похоже, переходит к Сингапуру, который обладает более перспективными возможностями в качестве местного распределительного центра (см. табл. 2).

Что же касается Латинской Америки, то она лидирует по количеству новых государств, которые в прошлом году присоединились к покупателям американского СПГ. Поэтому некоторое уменьшение поставок в Доминиканскую Республику было компенсировано открытием рынков Панамы, Колумбии и Ямайки (см. табл. 3).

Ближний Восток оказался единственным регионом мира, практически все страны которого впервые с 2016 г. уменьшили объёмы закупаемого в США газа. Этих потерь не смогло компенсировать даже успешное начало отгрузок СПГ в Израиль (см. табл. 4).

Наряду с действием ценового фактора, дальнейшему вытеснению американского СПГ с регионального рынка может способствовать ожидаемая реализация Египтом и Израилем собственных проектов на шельфе Средиземного моря – разработка соответственно месторождений Зор и Левиафан.

Страсти по Европе

Европейские страны в 2018 г. увеличили закупки американского СПГ почти на 57%, так что по совокупным объёмам его поставок «Вся Европа» теперь умещается между Мексикой и Японией (см. рис. 3).

В прошлом году на континенте опять появились новые покупатели сжиженного газа из США, причём некоторые дебютанты уверенно опережают ещё недавних лидеров (см. табл. 5).

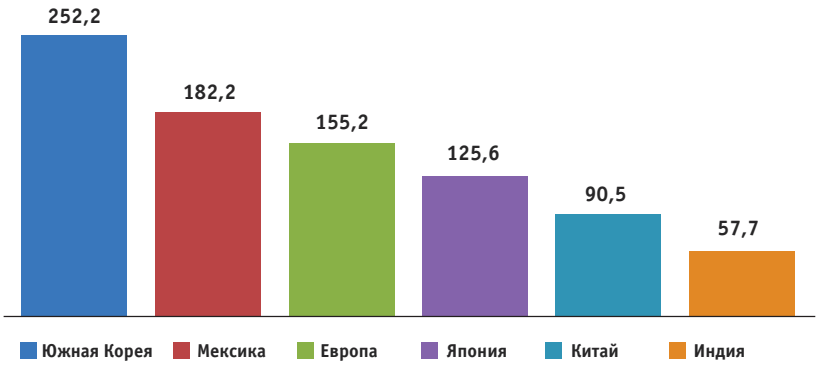
Так, на долю Великобритании, куда в 2017 г. была проведена единичная пробная отгрузка, к январю 2019-го приходилась уже треть всех поставок американского СПГ в Европу (см. рис. 4).

Похоже, в ожидании энергетических последствий Brexit'a Соединённое Королевство пытается нарастить запасы «голубого топлива». При этом Британия не слишком надеется на традиционных партнёров – Норвегию и Катар, – поставки которых постоянно снижаются.

В 2018 г. для сжиженного газа из США впервые открылись порты Франции, причём страна сразу же заняла второе (после Великобритании) место по его закупкам среди членов Евросоюза. Наряду с холодной зимой свою роль в этом, очевидно, сыграла и «макронизация» внешней политики государства – на фоне деклараций о своей «независимой позиции» официальный Париж всё чаще прислушивается к мнению Вашингтона в энергетической сфере. Отнюдь не случайно именно Эммануэль Макрон оказался единственным главой государства на трёхсторонней (Испания, Португалия, Франция) встрече по энергетическим вопросам в Лиссабоне (20.07.2018 г.), где выступил в поддержку дальнейшей «диверсификации» поставок газа в Европу, а также за развитие необходимой для этого инфраструктуры. Заметим, что Мадрид и Лиссабон, поддержав подобную позицию на словах, на деле продемонстрировали существенное уменьшение объёмов закупок американского СПГ.

В частности, по сравнению с 2017 г. отгрузки сжиженного газа из США в Португалию были снижены на 36%, в Испанию – на 64,3%. Официальный Мадрид взял курс на увеличение поставок трубопроводного газа, а к тому же с июня прошлого года в Испанию начались поставки российского СПГ. В соответствии с кон-

Рис. 3. Экспорт СПГ из США по основным направлениям в 2018 г., млрд ф³



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

Табл. 5. Поставки СПГ из США в европейском направлении в 2018 г.

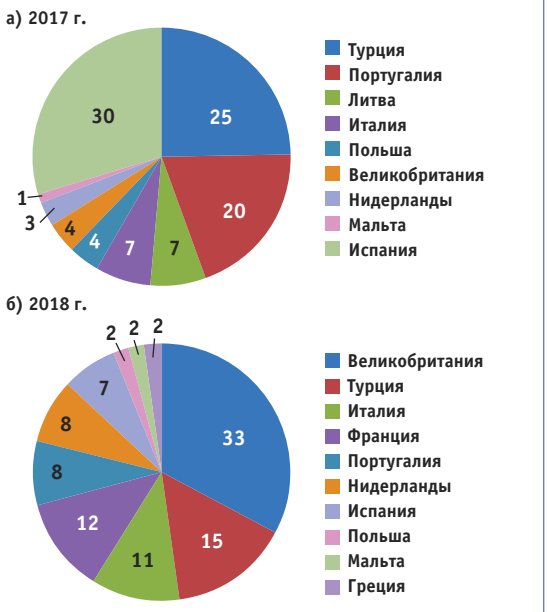
Страна назначения	Кол-во отгрузок (к 2017 г.)	Объём поставок, млрд ф³	К 2017, млрд ф³	Средняя цена в пункте назначения, долл./млн БТЕ	К цене 2017 г., %
Испания	3 (–7)	10456,3	–18872,4	4,48	–9,3
Португалия	4 (–2)	12512,5	– 7010,2	5,4	–3
Италия	6 (+4)	17389,8	+10897,2	6,28	+64,8
Великобритания	16 (+15)	51297,1	+47886,9	5,76	+54,8
Франция	6 (+6)	18290,7	+18290,7	6,23	–
Литва	0 (–2)	0	–6800,0	–	–
Нидерланды	4 (+3)	12187,7	+9146,1	6,37	+4,4
Греция	1 (+1)	3700	+3700	7,33	–
Польша	1 (0)	3230,6	+209,4	6,85	+67,1
Мальта	1 (0)	2927	+2060,3	6,45	+42,7
Итого	**42**	**131991,7**	**+53113,6**	**–**	**–**
Турция	7 (0)	23217,3	–1637,5	5,25	+14,6
Всего по направлению	**49**	**155209 (ок. 4,4 млрд м³)**	**+59 508,4**	**Средняя цена по направлению – 6,04**	**+32,4**

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

трактом, заключённым компаниями «Ямал СПГ» и испанской Gas Natural Fenosa на период до 2041 г., их ежегодный объём составит 3 млрд м³ и обеспечит порядка 8% всех потребностей страны в «голубом топливе». Таким образом, теперь уже и сжиженному российскому газу удалось несколько потеснить американский. Заметим, что произошло это на самом коротком трансатлантическом транспортном плече к португальским и испанским портам, через которые США всего три года назад начинали прорубать окно на газовый рынок Европы.

Безусловно, важную роль в этом сыграли колебания цен в пунктах отгрузки. Увы, несмотря на настойчивую рекламу чудесных технологических достижений так называемой «сланцевой революции», американские операторы оказались достаточно чувствительными к проседанию газовых котировок даже к уровню 5 долларов (не говоря уже о 4 долларах) за 1 млн БТЕ. В результате существенная часть экспортных газовых потоков была переориентирована с Португалии и Испании на более удалённую Италию, где средняя закупочная цена всё-таки удержалась выше 6 долл./млн БТЕ. Кстати, в преддверии ввода в эксплуатацию «Турецкого потока» американский СПГ всё настойчивее пытается поглубже проникнуть в южное подбрюшье Европы. Поскольку сравнительно низкие (около 5 долл./млн БТЕ) цены в Турции заморозили отгрузку в эту страну на уровне 2017 г., основное внимание сосредоточилось на Греции, где первая же партия заокеанского сжиженного газа была продана за рекордные для региона 7,33 долл./млн БТЕ.

Рис. 4. Экспорт СПГ из США в европейском направлении по странам-получателям, %



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

Довольно выгодные ценовые условия (вместе с опасениями по поводу увеличения объёмов перевалки российского СПГ на терминалах бельгийского порта Брюгге) подтолкнули американских экспортёров к более активному расширению поставок в Нидерланды. Благодаря этому находчивые голландцы смогут теперь не только компенсировать снижение собственной добычи (по мере подготовки к прекращению эксплуатации месторождения Гронинген), но и неплохо заработать на перепродаже излишков своим ближайшим соседям. В частности, официальная Гаага внимательно изучает предложения немецкой компании Wintershall (кстати, партнёра «Газпрома» по поставкам газа в Европу) относительно использования уже действующих СПГ-терминалов в Нидерландах и Бельгии для получения регазифицированного «голубого топлива». Таким образом, Германия могла хотя бы частично выполнить свои обещания по закупкам заокеанского СПГ, избежав затрат на сооружение собственных терминалов и последующих расходов по их содержанию.

По данным Wintershall, мощности уже существующих в Европе 24 СПГ-терминалов теоретически позволяют регазифицировать до 220 млрд м³ в год, однако на практике их загрузка в 2017–2018 гг. не превышала 26% и 29% соответственно. Характерный пример последствий подобного дисбаланса – это Литва, которая вынуждена платить за аренду плавтерминала Independence в Клайпеде до 600 млн евро в год, имея весьма призрачные надежды оправдать подобные расходы ввиду отсутствия платёжеспособного спроса в регионе. Как следствие, в феврале – марте 2018 г. часть первоначально предназначенного для Клайпедского терминала объёма СПГ владельцы предпочли продать... Великобритании. Косвенным свидетельством глубокой заморозки (если не официальных похорон) СПГ-проекта для «независимой» Балтии может послужить полное отсутствие поставок на него газа из США в 2018-м и (как минимум) в I квартале 2019 г.

Однако это вовсе не означает, что газовые операторы США полностью отказались от планов укрепить свои позиции на европейском рынке при помощи «молодых демократий». После длительного перерыва и довольно скромных результатов прошлого года (всего одна отгрузка) можно ожидать значительного увеличения объёмов закупок СПГ Польшей. Это является естественным следствием заключения польской PGNiG двух долгосрочных контрактов в октябре и ноябре 2018-го. Первый из них предусматривает поставку американской компанией Venture Global LNG 2 млн т сжиженного газа ежегодно в течение 20 лет. А второй – приобретение порядка 1,95 млрд м³ в год у американской Cheniere в период с 2022-го по 2042 г. Руководство PGNiG уверяет, что «голубое топливо» от главного стратегического союзника обойдётся процентов на 20 дешевле, чем трубопроводный газ из России, но факты пока свидетельствуют об обратном. Так, в 2018 г. PGNiG пришлось заплатить

рекордную цену – 6,85 долл./млн БТЕ. Это на 13% выше, чем в среднем по региону, и нет оснований полагать, что в ближайшие годы американский газ для Польши существенно подешевеет.

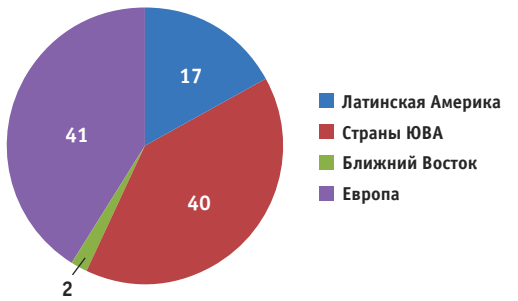
Впрочем, последнее обстоятельство Варшаву волнует меньше всего, ведь основная часть заокеанского газа изначально предназначена для реэкспорта. Адресатом № 1 для перепродажи является Украина, геополитические метания которой (как и самой Польши) уже давно оплачивают рядовые потребители.

Что год грядущий нам готовит?

По состоянию на конец апреля доступны открытые данные по экспорту сжиженного газа из США лишь за два зимних месяца текущего года, однако и при минимуме информации картина складывается весьма любопытная. За январь – февраль 2019 г. с трёх действующих специализированных терминалов страны было вывезено 234,614 млрд ф^3 СПГ на 67 танкерах. При этом 50 судов было загружено в Sabine Pass, 13 – в Cove Point и ещё четыре – в Corpus Christi. Заметим, что последний терминал пока ещё работает недостаточно ритмично – за весь февраль с него был отправлен только один танкер. Что же касается географии поставок, то её можно назвать даже сенсационной: впервые с 2016 г. большая часть СПГ действительно отправилась в Европу (см. рис. 5).

Однако на этом сюрпризы не заканчиваются: судя по отгруженным объёмам (95,62 млрд ф^3), европейцы всего за два месяца получили из США почти столько же СПГ, сколько за весь 2017 г. (96,89 млрд ф^3), соответственно, более половины всех прошлогодних поставок на континент. Частично подобную активность американских экспортёров можно объяснить фактором цен: в рассматриваемый период Европа была готова платить в среднем по 5,4 долл./млн БТЕ, то есть заметно щедрее, чем страны АТР (5 долларов), тем более Латинской Америки (4,35 доллара). Что же касается Ближнего Востока, то за два месяца в регион был отправлен всего один (!) танкер – в Иорданию, где его груз пришлось продать за 3,39 долл./млн БТЕ. Что же касается отдельных покупателей, то дороже, чем в Европе, американский газ в январе – феврале можно было реализовать только в Индии (5,9 доллара), Бразилии (6,4) или Японии (7,5 долл./млн БТЕ). Заметим, что почти столько же пришлось платить Польше и Греции, а также Испании, на рынке которой США, по-видимому, намерены восстановить свои пошатнувшиеся позиции (см. табл. 6).

Рис. 5. Экспорт СПГ из США по регионам мира в январе – феврале 2019 г., %



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

Возможно, сравнительно высокие европейские цены действительно были вызваны исключительно объективными обстоятельствами – необычайно холодной зимой, недостаточными запасами ПГХ и т. д. Тем более что средняя цена – 5,4 долл./млн БТЕ – не является запредельной – она примерно на 10% ниже средней за прошлый год. Однако готовность газового лобби в Вашингтоне применить целый арсенал вполне нерыночных методов воздействия поневоле заставляет задуматься, насколько естественным и прозрачным является процесс формирования газовых цен для континента? Похоже, обеспечить комфортные условия для американского газа на энергорынке Европы сможет только «политическая надбавка» к его реальной рыночной цене. При этом подневольные импортёры вынуждены будут перекладывать свои дополнительные расходы либо на покупателей из ещё более «молодых» демократий, либо на собственное население.

Очевидно, что в обозримой перспективе давление США на европейских союзников в газовом вопросе будет нарастать. И дело не только в неумолимом приближении сроков подачи «голубого топлива» по трубам «Северного потока – 2» и «Турецкого потока». Уже по итогам 2018 г. России удалось потеснить Соединённые Штаты и на рынке СПГ – причём именно в Европе. Согласно итоговому докладу Международной ассоциации импортёров сжиженного газа (GIIGNL), в прошлом году европейцы приобрели 4,4 млн т российского СПГ и только 2,7 млн т американского. По общим же объёмам экспорта сжиженного газа (18,4 млн т) Россия лишь немного отстала от США (20,7 млн т), однако после ввода в строй третьей очереди проекта «Ямал СПГ» (16,5 млн т/год) этот разрыв сможет быть преодолен в течение ближайшего года.

А ещё европейцы рискуют оказаться между газовым молотом «Вашингтонского обкома» и наковальней возможного экономического кризиса. По мнению экспертов Bloomberg, рецессия угрожает мировой экономике уже в текущем году, а первые её признаки к настоящему времени проявились в Германии – крупнейшем потребителе энергоносителей в ЕС. Специалисты Wood Mackenzie настроены более оптимистично и обещают начало экономического спада не ранее 2020–2021 гг.

В подобных условиях у американского СПГ остаётся не так уж много времени, чтобы если не завоевать европейский рынок, то хотя бы надёжно закрепиться на нём. Это значит, что борьба за Европу обещает быть жёсткой и бескомпромиссной. Решающую же роль в ней может сыграть «маленький» европеец, который должен правильно ответить на простой вопрос: «Зачем платить больше?». ■

Табл. 6. Поставки СПГ в европейском направлении в январе – феврале 2019 г.

Страна назначения	Кол-во отгрузок	Объём поставок, млрд ф^3	Ср. цена в пункте назначения (долл./млн БТЕ)
Испания	4	13,38	6,35
Португалия	4	14	5,6
Италия	4	13,96	5,5
Великобритания	4	14,1	4,8
Франция	2	7,3	3,8
Греция	1	3,39	6,58
Нидерланды	1	3,39	3,67
Польша	3	9,8	6,6
Итого	***17***	***79,32***	**–**
Турция	5	16,3	5,67
Всего по направлению	**22**	**95,62 (около 2,6 млрд м^3)**	**Средняя цена по направлению – 5,4**

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

Организатор:
VOSTOCK CAPITAL

4-ый ежегодный
международный

Восточный нефтегазовый форум

10-11 июля 2019
Владивосток

Золотой спонсор: ГАЗПРОМБАНК

Серебряный спонсор: МЕГАФОН

Бронзовый спонсор: АТГС

СРЕДИ ДОКЛАДЧИКОВ И ПОЧЕТНЫХ ГОСТЕЙ

Денис Крылов
Заместитель генерального директора – Руководитель проекта «Сахалин», **Газпромнефть-Сахалин**

Леонид Бернер
Генеральный директор **АтлантикТрансгазСистема**

Альфред Бекшенев
Генеральный директор, **ПИРС**

Владимир Лукьянов
Генеральный директор, **РН-Красноярскнипинефть**

Марк Богослов
Председатель совета директоров, **ТопГаз**

Олег Баранов
Генеральный директор, **Дальгазресурс**

САМОЕ ИНТЕРЕСНОЕ В ПРОГРАММЕ

Стратегия Правительства РФ по развитию Восточной Сибири и Дальнего Востока

Нефтегазовые проекты: взгляд в будущее
Что принесут инновационные технологии для нефте- и газонефтепереработки и химии

Финансирование и инвестиции в нефтегазовые проекты региона:
какой объем инвестиций в регион ожидать в период 2020-2025 гг.?

Крупнейшие нефтегазовые проекты Восточной Сибири и Дальнего Востока
Амурский ГПЗ и ГХК, Иркутский и Якутский центры газодобычи, Чонский проект, Сахалинские центры газодобычи, Ванкорский нефтегазовый кластер

Развитие нефтегазопереработки и нефтехимии на Дальнем Востоке:
"Окно возможностей" для развития крупнейшего нефтехимического кластера

Освоение шельфа Дальнего Востока России:
проблемы и перспективы разведки

Развитие инфраструктуры и транспортировки нефти и газа
как фактор развития сотрудничества со странами АТР

Выход России на газовый рынок Китая
Завершение строительства газопроводов "Сила Сибири"

www.eastrussiaoilandgas.com

СРЕДИ ПОСТОЯННЫХ УЧАСТНИКОВ

Газпром добыча Шельф, Газпром добыча Ямал, СИБУР, TOTAL, Сахалинская нефть, РНГ, АЛРОСА, JOGMEC

Если Вы хотите выступить с докладом или у Вас есть вопросы по программе, пожалуйста, обращайтесь к

Кристине Саргсян
Продюсеру форума
+7 (495) 109 9 509 (Москва)
ksargsyan@vostockcapital.com

РЕКЛАМА

Американская страшилка

В обозримой перспективе США не смогут составить серьёзную конкуренцию России на мировом нефтяном рынке

Сергей ВОРОБЬЁВ,
руководитель;
Сергей АЛИХАШКИН,
аналитик;
Илья НАДТОЧЕЙ,
аналитик
(Институт развития технологий ТЭК)

В последнее время всё чаще можно услышать мнение о том, что выполнение условий соглашения «ОПЕК+» о сокращении добычи способно негативно отразиться на отечественной нефтяной отрасли. Мол, США, благодаря наращиванию производства сланцевой нефти, вытеснят нашу продукцию с рынков сбыта. Подобные рассуждения подкрепляются цифрами, подтверждающими невиданный рост добычи в Североамериканских Штатах, начавшийся в 2012 г. и продолжающийся по сей день.

Рост и правда впечатляющий. С 2010-го по 2018 г. добыча нефти, включая газовый конденсат, в США увеличилась почти в два раза, что вывело страну на первое место в мире по этому показателю. Однако данные цифры совсем не могут служить доказательством теории о скором захвате Америкой всех энергетических рынков мира, а лишь служат подтверждением старого афоризма «Есть ложь, наглая ложь и статистика».

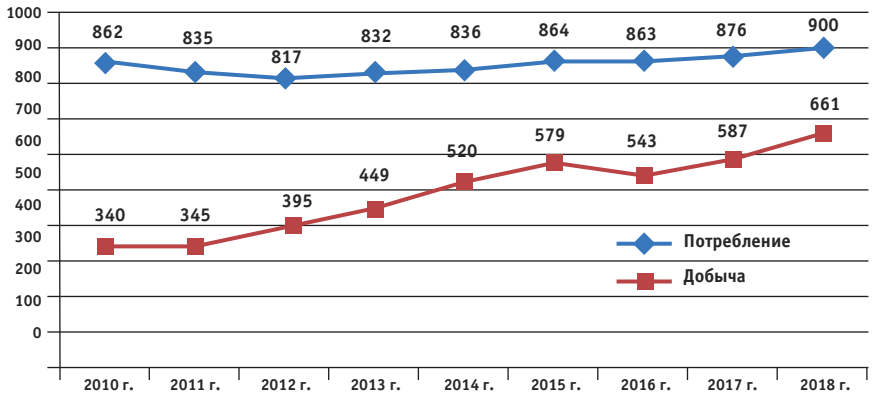
Фактор роста добычи нефти в США нужно рассматривать в комплексе с другими компонентами, как-то: потребление, импорт, экспорт, качество нефти, потребности американских нефтеперерабатывающих заводов, геология, стоимость барреля на мировом рынке и, наконец, методология подсчёта данных.

Внутреннее потребление и методика подсчётов

На сегодняшний день можно констатировать лишь то, что в результате стремительного роста производства Соединённые Штаты превратились в серьёзную силу, причём дестабилизирующую, на нефтяном рынке, потеснив на пьедестале ОПЕК и Россию, но не более. Скинуть с трона старых властителей уже не получится по целому ряду объективных причин, и даже самые оптимистичные прогнозы развития американской добывающей отрасли это подтверждают.

Для начала нужно сказать, что США не только лидеры в добыче нефти (стали они таковыми лишь два года назад, по данным BP), но и страна, больше всего потребляющая «чёрного золота». Около 20% мирового потребления нефти приходится именно на Соединённые Штаты. Причём здесь первое место Америка держит давно и безнадёжно – едва ли по этому показателю её кто-нибудь догонит. Ближе всех подобрался Китай, но всё равно он отстаёт более чем на 200 млн т в год. За последние 10 лет потребление нефти в США незначительно выросло и в прошлом году достигло отметки

Рис. 1. Добыча* и потребление нефти в США в 2010–2018 гг., млн т



* С газовым конденсатом.

Источник: BP, JODI, EIA, составлено авторами.

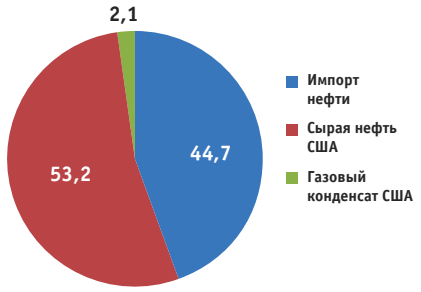
почти в 900 млн т в год. Добыча же в США за прошлый год составила 661,4 млн т.

На рис. 1 уже хорошо заметно, что, несмотря на уменьшение разницы между потреблением и добычей, она продолжает оставаться очень существенной. То есть производство нефти в США пока не может даже удовлетворить валовые потребности внутреннего рынка. А есть ещё вопрос качественных характеристик добываемой нефти, о которых будет сказано немного ниже.

Также бросается в глаза резкий рост добычи, почти на 235 млн т, в 2012–2015 гг. Это период, когда произошла «сланцевая революция», а цены на нефть были максимальными. Высокие котировки стали очень серьёзным стимулом наращивать производство нефти при имеющихся технологиях, что и случилось. Рост в 2017 г. большей частью отыграл снижение 2016 г., а вот дальнейшее увеличение добычи напрямую связано с действием соглашения «ОПЕК+» (приведшего к повышению стоимости барреля), с расширением спроса на мировом рынке, а также с политическими и экономическими событиями.

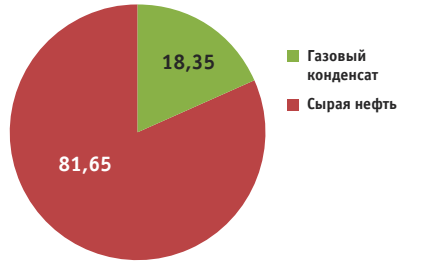
Затяжной экономический кризис в Венесуэле и реанимация антииранских санкций позитивно отразились на нефтедобыче в США, но эти факторы практически уже отыграны. К тому же они невольно сыграли в пользу соглашения «ОПЕК+», приближая смягчение условий действия пакта о сокращении, которое может произойти уже в июне на встрече в Вене. Даже если предположить дальнейший рост добычи и потребления в США, аналогичный прошлогоднему, что не только маловероятно, а невозможно, то США станут производить нефти больше, чем потребляют, лишь к 2024 г. А если учитывать нижеприведённый фактор, то и на два-три года позднее.

Рис. 2. Структура поставок на американские НПЗ в 2018 г., %



Источник: EIA, JODI.

Рис. 3. Структура добычи нефти в США в 2018 г., %



Источник: JODI.

Говоря о росте добычи в США, необходимо принимать во внимание соотношения в ней нефти и газового конденсата. Доля последнего очень велика. Например, в прошлом году, по данным JODI, из 661,4 млн т на него пришлось более 18%, а именно 121,4 млн т. В нашей стране это соотношение в несколько раз меньше – доля газового конденсата в отечественной добыче составляет около 6%. Именно этим объясняются разночтения и даже некоторая путаница между статистикой BP, EIA и других источников. Кто-то считает с конденсатом, как BP, а кто-то без, как EIA. Газоконденсат, конечно, используют для производства автомобильного топлива, но в незначительных количествах. В первую очередь он применяется в нефтехимической промышленности, а около 5% уходит на экспорт. Если же учесть, что основным потребителем сырой нефти в США являются НПЗ, то газовый конденсат лишь значительно улучшает статистику добычи, но никак не приближает Америку к господству на рынках сбыта и не вытесняет оттуда конкурентов (см. рис. 2 и рис. 3).

Импорт и экспорт

Однако, несмотря на вышесказанное, США экспортируют нефть, и именно это заставляет говорить о теоретической возможности вытеснения российского продукта американским с мирового рынка. Но здесь также нужно учитывать, что импорт нефти из США значительно превышает её экспорт. Соединенные Штаты закупают более 7 млн баррелей сырой нефти в сутки за рубежом для своих нефтеперерабатывающих заводов, которые потребляют около 17 млн барр./сут, включая газовый конденсат.

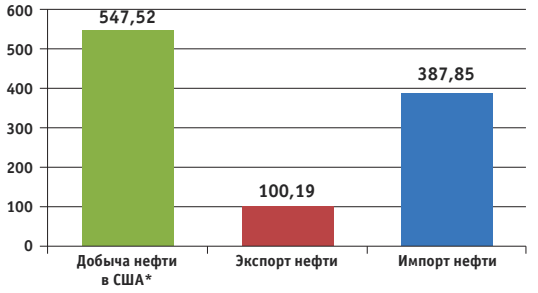
Причём в результате политического кризиса в Венесуэле в этом году они были вынуждены увеличить закупки нефти в России. По данным независимого нефтегазового аналитического агентства JBC Energy, с начала февраля экспорт российской нефти Urals в США вырос до 100 т в сутки, то есть вернулся к значениям, которые наблюдались до «сланцевой революции», в 2012 г.

Дело в том, что большинство НПЗ в США рассчитаны на переработку сернистой нефти, а не лёгкой малосернистой WTI, добываемой в стране. Сырьё американские НПЗ, как правило, получали в результате смешивания местного продукта с привезёнными сернистыми и высокосернистыми сортами, главным образом. Импорт осуществлялся из Мексики, Канады, а также Венесуэлы, которая в последние годы была едва ли не главным поставщиком такой нефти в Североамериканские Штаты. Даже на фоне экономического кризиса и катастрофического падения добычи в Боливарианской Республике в прошлом году экспорт «чёрного золота» из Венесуэлы в США показал рост. После введения Дональдом Трампом санкций против венесуэльской государственной нефтяной компании

PdVSA и фактически установления запрета на импорт в США сырья из Венесуэлы американские НПЗ столкнулись с дефицитом сернистой нефти. В результате пришлось покупать сырьё в России со значительной наценкой из-за дефицита предложения на рынке сернистой нефти, который сами американцы искусственно создали.

Несомненно, с начала «сланцевой революции» импорт нефти в США сокращается, но до его исчезновения пока ещё достаточно далеко. И неизвестно, наступит ли когда-нибудь такое время (см. рис. 4).

Рис. 4. Структура потребления нефти в США в 2018 г., млн т

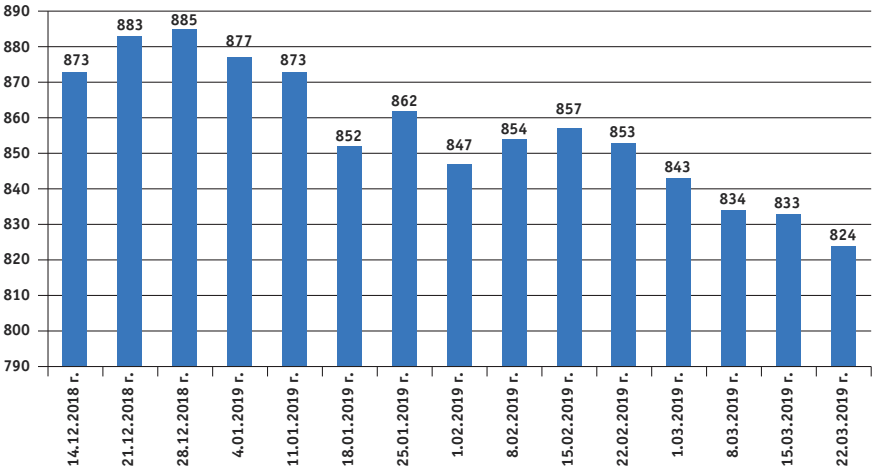


*Без газового конденсата.
Источник: EIA.

Добыча сланцевой нефти

Есть ещё один немаловажный фактор, который ясно демонстрирует, что до захвата мировых рынков американской нефтью очень далеко. Он состоит в том, что добыча нефти в США замедляется, несмотря на относительно высокие котировки барреля. Еженедельные отчёты о количестве буровых установок в США, которые публикует Baker Hughes, говорят об отрицательной динамике. Дело в том, что сланцевые скважины имеют короткий срок службы, добыча из одной скважины иногда снижается уже через несколько месяцев. Темпы производства напрямую зависят от количества буровых установок, которое в США уже на протяжении нескольких месяцев неуклонно падает (см. рис. 5). Подтверждают тенденцию и данные EIA, из которых следует, что добыча в США растёт не так быстро, как в прошлом году.

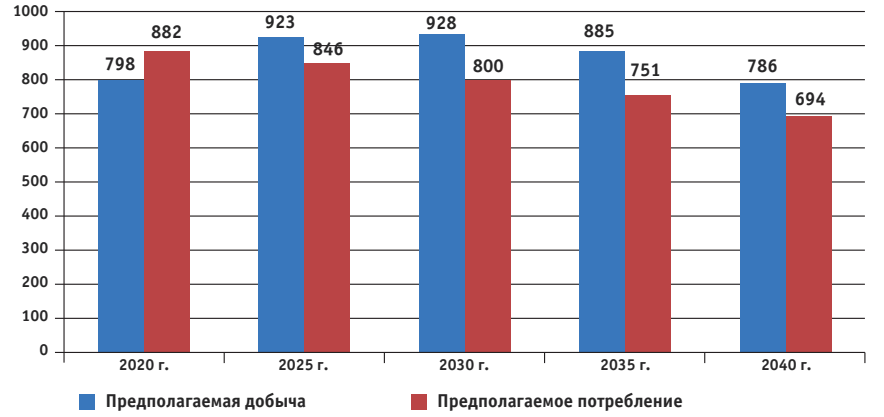
Рис. 5. Число буровых установок в США, ед.



Источник: Baker Hughes.

Кроме того, по информации Bloomberg, у импортёров американской сланцевой нефти появились претензии к её качеству. Сразу два нефтеперерабатывающих завода Южной Кореи, которая является одним из крупнейших её покупателей, забраковали поставки из США, в частности из-за наличия в нефти оксигенатов. Проблема связана с недостатками нефтетранспортной инфраструктуры в США. В процессе перекачки сырья по магистральным трубопроводам в гигантские резервуары в Мексиканском заливе, а затем на дальнемагистральные танкеры оно вбирает в себя химикаты для очистки ёмкостей или кислородосодержащие соединения других видов топлива, которые там хранились и перевозились ранее. В итоге поставляемая из США продукция имеет очень низкое качество, которое уже связали с ростом производства. Для исправления ситуации нужны дополнительные инвестиции в инфраструктуру, что, несомненно, скажется на себестоимости «чёрного золота» из США, которая и так в два раза выше себестоимости нефти, например добываемой в России, не говоря уже о совсем дешёвом сырье с Ближнего Востока.

Рис. 6. Прогноз добычи и потребления нефти и газового конденсата в США до 2040 г., млн т



Источник: BP.

Зависимость от мировых цен у американской сланцевой нефти значительно выше, а «запас прочности» значительно меньше, чем у сырья, добываемого в нашей стране. Себестоимость сланцевого «чёрного золота» в США оценивают по-разному. Но можно уверенно сказать, что добыча в США начинает падать, как только мировые цены опускаются ниже 50 долларов за баррель. Так произошло в 2016 г., в результате чего производство нефти в стране сократилось на 36 млн т.

Гарантировать высокие нефтяные цены американским производителям «чёрного золота» не может никто. Причём внутри США они совсем не приветствуются, поскольку из-за этого дорожает автомобильное топливо, отчего Дональд Трамп периодически начинает упрекать «ОПЕК+» в картельном сговоре ради за-

вышения стоимости продукта. Для российских же компаний вилка 40–50 долларов за баррель вполне приемлема. Такие цены не очень устраивают отечественный бюджет, доходы которого снижаются, но нефтедобывающая отрасль в нашей стране чувствует себя вполне комфортно.

Согласно опубликованному прогнозу BP до 2040 г., американской нефтедобывающей промышленности предрекается дальнейший рост. Вообще, взгляд на будущее у аналитиков BP достаточно оптимистичен, в том числе и на перспективы нефтедобычи в России. Но даже в соответствии с этим прогнозом добыча нефти в США превысит потребление лишь в 2025 г. (см. рис. 6). Причём если учитывать, что BP считает добычу с газовым конденсатом (а он составляет значительную долю в сланцевой нефти – в Америке она колеблется от 15 до 25%), то превышение производства над внутренним потреблением сырой нефти произойдёт только на бумаге.

Рынки сбыта

Ещё одним камнем преткновения для умозрительной американской нефтяной экспансии на мировой рынок является ограниченный спрос на «чёрное золото» из США и не очень удобная логистика там, где такой спрос есть. Проще говоря, американская малосернистая нефть пришлась бы очень ко двору в Китае, где работает множество простейших мини-НПЗ, иногда называемых «самоварами». Но Россия туда оставляет не сернистую смесь Urals, а малосернистый сорт ESPO, который китайцев тоже устраивает и с доставкой стоит дешевле, нежели американский продукт. Кроме того, в результате торговых войн между Китаем и США отношения между двумя странами не самые лучшие, поэтому Поднебесная, вторая по потреблению нефти страна в мире, совсем не стремится покупать «чёрное золото» у своего соперника.

Приоритетными рынками остаются Южная Корея, Япония, Индия и некоторые другие страны региона, но они уже и так покупают американскую нефть, а выше головы, как говорится, не прыгнешь. В Европе же американская WTI большей частью используется для разбавления сернистой и высокосернистой нефти с Ближнего Востока, а также (когда этого требуют технологии НПЗ) российского сорта Urals, поэтому потребности в ней достаточно ограничены. Последние экспортные рекорды США в сфере поставок в страны Старого Света связаны не с тем, что они вытесняют с рынка российский продукт, а с тем, что мы значительно переориентировали свой экспорт на Восток, в первую очередь в Китай.

Рис. 7. Экспорт нефти из портов США в 2017-м и 2018 г., тыс. т

Экспорт в 2017 г., тыс. т	Экспорт в 2018 г., тыс. т	2018 г. в сравнении с 2017 г.
44643,90	83820,97	+87,75%

Источник: Thomson Reuters.

Рис. 8. Экспорт нефти из портов США за два месяца 2018-го и 2019 г., тыс. т

Экспорт в 2018 г., тыс. т	Экспорт в 2019 г., тыс. т	2019 г. в сравнении с 2018 г.
9952,85	17841,63	+79,26%

Источник: Thomson Reuters.

Сегодня объёмы поставок американского сырья на рынки Европы минимальны. При нынешнем европейском спросе – 750 млн т в год – в 2018 г. США поставили туда около 24,5 млн т, что составляет 3,27% от общего объёма европейского импорта (см. рис. 7).

В первые два месяца 2019 г. объёмы поставок немного повысились, до 5,2% (месяц к месяцу), что отчасти связано с сезонными факторами (см. рис. 8). Но при текущей конъюнктуре рынка к концу года эти цифры нивелируются и составят около 4%. Судя по прогнозам мировых энергетических институтов, это тот предел, что сегодня могут дать США Европе.

Проблемы России

Нынешние разговоры о возможном вытеснении с мирового рынка российской нефти продукцией из США во многом инициированы внутренними проблемами отечественной нефтяной отрасли. И главным образом тремя факторами:

- серьёзным креном в сторону увеличения поставок в страны АТР, в первую очередь в Китай;
- отсутствием инновационных технических средств для разработки ТРИЗ, нетрадиционных запасов и месторождений на шельфе Арктики для наращивания добычи;
- наличием крайне неповоротливой фискальной системы.

Что касается первого фактора, то уже сейчас для выполнения контрактов со странами АТР России приходится перебрасывать часть нефти из Западной Сибири, поскольку месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока не могут обеспечить всего объёма экспорта в АТР.

Чтобы преодолеть негативное действие второго фактора, нужно разрабатывать и внедрять собственные технологии, значит, увеличивать инвестиции в НИОКР и создавать, наконец, технологические полигоны.

Следует решать и третью проблему. Министр энергетики РФ Александр Новак в конце прошлого года сказал: *«Основная задача для министерства на 2019 г. – утверждение дорожной карты по стимулированию добычи на действующих месторождениях»*. По его словам, Россия в ближайшие два года может потенциально увеличить добычу нефти лишь на 10–15 млн т, но перспектив дальнейшего роста нет. В какой-то степени соглашение «ОПЕК+», искусственно сдерживающее рост добычи, даёт нам дополнительное время «на раскачку», чтобы успеть решить создавшиеся проблемы. ■

Неделя нефтепереработки, газа и нефтехимии в Москве 2019

Интерконтиненталь Москва Тверская
16-20 СЕНТЯБРЯ

ОРГАНИЗАТОР
EPC
Euro Petroleum Consultants

В состав
Недели входят:

GTCC

Газ и химия - 4-я технологическая конференция и выставка
России и стран СНГ
16-17 СЕНТЯБРЯ

RPTC

18-я Конференция и выставка по технологиям нефтехимии
России и стран СНГ
17-18 СЕНТЯБРЯ

RRTC

19-я Конференция и выставка по технологиям нефтепереработки
России и стран СНГ
19-20 СЕНТЯБРЯ

ПРИГЛАШАЕМ ВЫСТУПИТЬ С ДОКЛАДОМ

Приглашаем всех, кто заинтересован выступить с докладом или принять участие в любой из конференций в качестве спонсора, участника выставок, слушателя.

РЕКЛАМА

Зарегистрируйтесь на www.europetro.ru | +7 (495) 517 77 09 | moscow@europetro.com

Северный морской путь в будущее

Перевозка грузов в Арктике будет расти быстрыми темпами благодаря проектам по добыче углеводородного сырья

Юрий БАНЬКО

В апреле в Мурманске состоялась IX Международная конференция «Логистика в Арктике». В ней приняли участие более 100 представителей транспортных компаний, поставщиков логистических услуг, промышленности, научно-исследовательских институтов, образовательных учреждений, законодательных и исполнительных органов власти. Основной целью конференции было обсуждение путей решения задачи, поставленной Президентом России Владимиром Путиным, – довести объём перевозимых по Северному морскому пути (СМП) грузов к 2024 г. до 80 млн т.

Ключевыми темами диалога в ходе конференции стали вопросы технического и технологического обеспечения работы СМП, развития транспортно-логистической инфраструктуры в Арктике, портов, авиасообщения, сети железных и автомобильных дорог. Были также обсуждены различные аспекты взаимодействия всех заинтересованных сторон, привлечения внимания грузовладельцев и экспедиторов к Северному морскому пути. Было уделено внимание и вопросам международного сотрудничества в сфере логистики, оценки новых разработок и технологий, перспективам ледокольного обеспечения судоходства по СМП и т. д.

«Газпром нефть»

Под патронатом Президента

Первого марта 2018 г. Президент России Владимир Путин в послании Федеральному собранию РФ поставил задачу довести объём перевозимых по Северному морскому пути (СМП) грузов к 2024 г. до 80 млн т.

27 февраля 2019 г. В. В. Путин дал поручение Правительству и «Росатому» до 1 сентября заключить соглашения с грузоотправителями по объёмам и стоимости перевозки грузов по СМП.

Впрочем, глава государства постоянно уделяет внимание этой тематике. Достаточно напомнить, что свой первый визит в ранге Президента России он совершил в Мурманск, где на борту атомного ледокола «Россия» провёл совещание по вопросам освоения природных богатств Арктики и развития Северного морского пути. Тогда в книге почётных посетителей атомного ледокола «Россия» он сделал запись: *«Северный морской путь, атомные ледоколы и будущее России неразрывно связаны между собой»*.

В 2007 г. Владимир Путин провёл в Мурманске заседание Морской коллегии, на которой обсуждался вопрос активизации использования СМП, строительства судов и развития портов России. Именно тогда были приняты решения по строительству атомных ледоколов нового поколения. И эта программа реализуется на практике.

После посещения Земли Франца-Иосифа в марте 2017 г. Владимир Путин принял участие в IV Международном арктическом форуме «Арктика – территория диалога», где сказал: *«Вряд ли что-то может поменять приоритеты в этом регионе. Уже сейчас 10% ВВП России складываются из результатов работы предприятий, функционирующих в этом регионе. Сегодня у нас по Северному морскому пути отгружаются товары в объёме 1,4 млн т, к 2035 г. будет уже 30 млн т. А объёмы перевозок по СМП сразу кратно увеличатся – раза в четыре»*.

В декабре 2018 г. вступил в силу Федеральный закон № 525-ФЗ, определяющий полномочия «Росатома» в сфере развития и функционирования СМП и прилегающих территорий. В «Росатоме» была создана Дирекция Северного морского пути. 27 февраля подписан Указ о переименовании Минвостокразвития в Министерство развития Дальнего Востока и Арктики. А в Правительстве РФ и в компаниях, занятых освоением богатств Арктики, начался поиск объёмов перевозимых по СМП грузов.

20 августа 2018 г. состоялось совещание Правительства РФ, на котором с докладом выступил министр природных ресурсов и экологии России Дмитрий Кобылкин. Он сообщил, что по прогнозам экспертов к 2024 г. на месторождениях, сопряжённых с СМП, производство СПГ может достигнуть 32 млн т, добыча нефти и газоконденсата – 9 млн т, угля – 19 млн т, перевозка грузов для обеспечения месторождений – 3 млн т. А это в общей сложности 63 млн т.

Есть и другие прогнозы. Так, объёмы вывоза нефти могут составить 21 млн т, газоконденсата – 2,5 млн т, угля – 23 млн т, объёмы вывозимого леса и грузов обеспечения – 5 млн т. Если добавить сюда СПГ, то масштабы грузоперевозок превысят 80 млн т.

26 февраля 2019 г. глава «НОВАТЭКа» Леонид Михельсон доложил Владимиру Путину о реальности роста грузоперевозок по СМП за счёт ямальских проектов – «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ – 2».

Ещё более масштабные цифры озвучил во время встречи с Владимиром Путиным 1 марта 2019 г. глава «Роснефти» Игорь Сечин. Он выступил с инициативой создания арктического кластера, который способен обеспечить к 2030 г. добычу 100 млн т нефти в год. Сечин также доложил о ходе реализации проекта по созданию современной верфи «Звезда» для строительства судов-газовозов, танкеров-челноков, судов обеспечения.

Согласно поручению Президента РФ по итогам совещания, состоявшегося 27 февраля 2019 г., Правительство обязано до 1 декабря 2019 г. представить проект стратегии развития Арктической зоны РФ на период до 2035 г.

Понятно, что без создания транспортной инфраструктуры, без строительства новых атомных ледоколов, судов ледового класса, новых портов, морской добычной техники разговоры о вовлечении арктических природных ресурсов в хозяйственный оборот так и останутся декларацией о намерениях.

Приоритетная задача

Андрей Чибис, врио губернатора Мурманской области, подчеркнул, что данный регион имеет стратегические преимущества и реализует крупнейшие проекты, направленные на повышение транспортно-транзитного потенциала страны, а также на освоение и развитие Арктической зоны РФ.

«Мегапроекты, которые реализуются у нас на территории, дают новый толчок к развитию малого и среднего бизнеса, расположенного на прибрежной территории. Мы их поддерживаем, будем делать всё, что от нас зависит, чтобы наш регион стал привлекателен для бизнеса», – сказал Андрей Чибис. Он также отметил необходимость создания комфортных условий

Андрей Чибис, врио губернатора Мурманской области

для работников, участвующих в реализации арктических проектов на территории региона.

Председатель Мурманской областной думы Сергей Дубовой отметил, что в 2017 г. депутаты приняли ряд законов, снижающих налоговую нагрузку для бизнеса, в том числе по налогам на прибыль и имущество. Всё это способствует повышению деловой активности бизнеса.

Как и во всех предыдущих конференциях «Логистика в Арктике», проводимых в Мурманске, в ней приняли участие пред-

Генеральный Консул Королевства Норвегия в Мурманске Эрик Сведал

ставители Норвегии. И это не случайно. Норвегия имеет мощный транспортный морской флот, развитую портовую инфраструктуру, проявляет интерес к перевалке российской нефти.

Генеральный Консул Королевства Норвегия в Мурманске Эрик Сведал подчеркнул, что Мурманск считается воротами в Арктику и началом Северного морского пути. Что касается Норвегии, то море для неё – важнейший ресурс. Морские отрасли экономики являются основой экономического развития, ключевым фактором процветания и роста. По оценке Организации экономического сотрудничества и развития, подчеркнул Э. Сведал, к 2030 г. предприятия морского сектора в состоянии удвоить свой вклад в мировую экономику. Немаловажен и тот факт, что 80% всех перевозок в Арктике проходят через норвежские воды.

Именно на шельфах Северного, Норвежского и Баренцева морей Норвегия ведёт разработку нефтяных и газовых месторождений, добившись на этом направлении огромных успехов. На нефтегазовый сектор страны приходится 22% ВВП и 67% экспорта. Доля Норвегии на мировом нефтяном рынке составляет 2%, а в поставках газа в Европу – более 20%.

Арктика богата природными ресурсами, обладает огромным экономическим потенциалом. Благодаря технологическим и логистическим инновациям ресурсы северных морей становятся всё более доступными, что приводит к интенсивному промышленному освоению данного региона, увеличению объёмов и повышению привлекательности морских перевозок в арктических водах, активизации деятельности по освоению природных ресурсов на шельфе. Вместе с тем, подчеркнул Эрик Сведал, увеличение числа морских перевозок может представлять опасность для уязвимых северных территорий. В связи с этим создание международного Полярного кодекса, или Кодекса безопасности для судов, работающих в полярных водах, стало важным шагом на пути к обеспечению устойчивого судоходства.

Норвегия и Россия уже давно осознали важность конструктивного партнёрства и обязательных соглашений в данной сфере. Примером может служить подписанное правительствами двух стран в 1994 г. соглашение по борьбе с загрязнениями нефтью в Баренцевом море. А в 1995 г. было заключено соглашение «О сотрудничестве при поиске пропавших без вести и спасении терпящих бедствие людей на Баренцевом море».

Ежегодно с 2006 г. проводятся совместные российско-норвежские учения «Баренц», в ходе которых отрабатывают совместные действия по поиску и спасению с использованием судов и летательных аппаратов, а также по ликвидации аварийных разливов нефти.

В 2008 г. был создан Центр логистики Крайнего Севера (Норвегия), который обеспечивает все заинтересованные стороны информацией по вопросам Арктики. Завершая своё выступление, Эрик Сведал выразил уверенность в том, что сотрудничество России и Норвегии будет продолжено.

Генеральный Консул Мурманского отделения генконсульства Финляндии в Санкт-Петербурге Сари Кантола обратила внима-

Генеральный Консул Мурманского отделения генконсульства Финляндии в Санкт-Петербурге Сари Кантола

ние на то, что Арктический регион принял серьёзные вызовы. Большая часть нефтегазовых ресурсов сосредоточена именно в Арктике. Роль СМП в освоении богатств региона и обеспечении глобальных связей становится очевидной. Использование СМП зависит от развития технологий, морского транспорта и логистики, инвестиций в прибрежную инфраструктуру, в строительство ледоколов и спасательных средств. Мурманск имеет большой потен-

«Газпром нефть»

циал, чтобы стать логистическим центром в Арктике, и Финляндия готова к сотрудничеству в сфере развития СМП.

Первые проекты

«Речь должна идти не только о добыче и логистике, но и об освоении территорий», – отметил в ходе конференции Алексей Фадеев, руководитель программ по продвижению шельфовых проектов ООО «Газпромнефть-Сахалин». В Арктике сосредоточено 22% мировых неразведанных запасов нефти и газа, из них 58% находятся на российском шельфе. Более того, в Арктике открыто 61 крупное месторождение углеводородного сырья, из них 43 – в России.

Алексей Фадеев, руководитель программ по продвижению шельфовых проектов ООО «Газпромнефть-Сахалин»

К 2030 г. 60% углеводородов предполагается добывать на месторождениях, которых ещё нет на карте.

ООО «Газпромнефть-Сахалин» есть что рассказать об освоении арктических территорий. Именно «Газпром нефть» эксплуатирует первую на арктическом шельфе добычную платформу «Приразломная», с которой в 2014 г. была отгружена первая партия нефти, добытой на арктическом шельфе. На данный момент выполнено более 100 отгрузок нефти.

МЛСП «Приразломная» – первый и пока единственный проект с полным производственным циклом – бурением, добычей, переработкой, хранением и отгрузкой на танкер добытой нефти.

«Газпром нефть» имеет на северном шельфе четыре лицензионных участка – Северо-Западный, Хейсовский, Северо-Врангелевский и Аяшский. Также компания планирует проводить доразведку месторождений в Охотском море, используя ППБУ шестого поколения. В 2017 г. на Аяшской структуре в Охотском море было открыто месторождение Нептун с запасами нефти 415 млн т, а в 2018-м – на Баутинской структуре месторождение Тритон с запасами «чёрного золота» 137 млн т. Компания планирует проведение доразведки открытых месторождений.

Понятно, что для выполнения буровых работ на шельфе необходима соответствующая береговая инфраструктура. К примеру, для обеспечения работы МЛСП «Приразломная» на берегу созданы аэропорт «Варандей» и база «Варандей», платформу обеспечивают МФЛС «Юрий Топчев» и «Алеут», бонопостановщики «Вайгач» и «Долгий», а вывоз нефти на рейдовый перевалочный комплекс «НОРД», созданный на базе танкера «Умба», в Кольском заливе осуществляется танкерами «Кирилл Лавров» и «Михаил Ульянов».

Важным звеном логистической цепочки в Арктике является Мурманский морской торговый порт (ММТП). Отсюда уходят грузы не только на экспорт, но и для обеспечения строительства объектов на приарктических территориях, на ост-

ровах Северного Ледовитого океана, а также для снабжения по северному завозу. О том, как выполняются эти задачи, об особенностях работы в условиях Арктики участникам конференции рассказал генеральный директор ММТП Александр Масько. Прежде всего, он обратил внимание на конкурентные преимущества Мурманского порта – незамерзающая акватория, глубины, позволяющие обрабатывать крупнотоннажные суда, наличие 13 причалов протяжённостью 2350 м, кранов, способных осуществлять перегрузку объектов весом 80 т.

Наряду с перевалкой угля (а эти объёмы достигли в 2018 г. почти 15,5 млн т), в Сабетту, на Землю Франца-Иосифа, Новую Землю, Шпицберген, Диксон и Хатагну в 2018 г. отправлено 347 тыс. т грузов. Для того чтобы соответствовать современным требованиям, выделяются значительные средства на модернизацию портового хозяйства. В 2019 г. на развитие инфраструктуры, обновление технологического оборудования, причалов, железнодорожных путей, складских площадок будет направлен 1 млрд рублей.

Табл. 1. Перспективы роста грузопотока по Северному морскому пути

Груз	Проект / Месторождение	Объём, млн т	
Сжиженный природный газ и газоконденсат	«Ямал СПГ»	19	41
	«Арктик СПГ – 2»	22	
Сырая нефть	Новопортовское месторождение, терминал «Ворота Арктики»	7,1	17,1
	Пайяхское месторождение	5	
	Ванкорское месторождение	5	
Уголь п-ва Таймыр	Лемберовская площадь	19	23
	Сырадасайское месторождение	4	
Благородные металлы и прочие грузы	«Норильский никель»	1,5	3,5
	Завоз строительных материалов и снабжение удалённых территорий	1	
	Транзит	1	
Ж/д грузы для морского экспорта	Северный широтный ход	8	8
Итого	**92,6**		

Источник: «Росатом».

Табл. 2. Общая информация о действующих судах с ЯЭУ

Название судна	Проект реакторной установки	Тепловая мощность реакторной установки	Дата начала эксплуатации	Дата окончания эксплуатации
А/л «50 лет Победы»	Два реактора типа ОК 900А	2 • 171 МВт	23.03.2007 г.	2039 г.
А/л «Ямал»	Два реактора типа ОК 900	2 • 171 МВт	28.10.1992 г.	2030 г.
А/л «Вайгач»	Реактор типа КЛТ 40	171 МВт	30.06.1989 г.	2026 г.
А/л «Таймыр»	Реактор типа КЛТ 40	171 МВт	25.07.1990 г.	2027 г.
А/л «Севморпуть»	Реактор типа КЛТ 40	135 МВт	30.12.1988 г.	2023 г.

Источник: «Росатом».

Все ледоколы в море

Директор по судоходству ФГУП «Атомфлот» Андрей Смирнов, отвечая на вопросы журналистов в кулуарах конференции, привёл свидетельство интенсивности работы атомного ледокольного флота на трассах Севморпути – все причалы «Атомфлота» пусты, все ледоколы в море. А руководитель проекта по развитию грузоперевозок в Обском бассейне ФГУП «Атомфлот» Наталья Лойк добавила, что каждый ледокол работает в море девять месяцев в году. Это связано с возросшими объёмами вывозимых грузов.

При реализации всех запланированных арктических проектов грузопоток способен не только достичь 80 млн т в год, но и превзойти эту планку, составив 92,6 млн т (см. табл. 1). В этот объём могут войти сжиженный природный газ и газоконденсат проектов «Ямал СПГ» (19 млн т), «Арктик СПГ – 2» (22 млн т), нефть Новопортовского (7,1 млн т), Пайяхского (5 млн т), Ванкорского (5 млн т) месторождений. А также уголь полуострова Таймыр, благородные металлы и прочие грузы, включая 8 млн т, поставляемых по трассе «Северного широтного хода».

Конечно, четыре атомных ледокола – «Ямал», «50 лет Победы», «Вайгач» и «Таймыр» (см. табл. 2) – с такими объёмами проводки судов не справятся. Достаточно сказать, что только для вывоза сжиженного природного газа проекта «Ямал СПГ» требуется проводка 220 газовозов, проводить которые во льдах приходится каждые 40 часов.

Чтобы атомный ледокольный флот соответствовал перспективным объёмам грузов, будут построены пять атомных универсальных ледоколов проекта 22220 пропульсивной мощностью 60 МВт. Три из них – «Арктика», «Урал» и «Сибирь» – уже строятся на «Балтийском заводе». Необходимо построить атомные турбоэлектрические ледоколы проекта 10510 «Лидер» пропульсивной мощностью 120 МВт, которые будут способны преодолевать льды толщиной 4,1 м, а по ледовым полям толщиной 2 метра смогут идти со скоростью 10 узлов. В планах строительство и линейного ледокола проекта Aker ARC 123 пропульсивной мощностью 40 МВт, оснащённого двухтопливной энергетической установкой (дизель и сжиженный природный газ).

Задача состоит в том, чтобы тратить на проход судна-газовоза до потребителей в Японии не более 14 суток, до Китая и Южной Кореи – не более 18 суток (при транспортировке через Суэцкий канал на это потребовалось бы 36 суток).

Грузопоток по Северному морскому пути уже растёт. Так, если в 2016 г. под проводкой атомного ледокольного флота находилось 410 судов валовой вместимостью 5,28 млн т, то в 2017 г. эти показатели возросли до 492 судов валовой вместимостью 7,17 млн т. В 2018 г. было проведено 331 судно, но их общая вместимость достигла 12,7 млн т. Сокращение количества судов связано с тем, что завершилась активная фаза строительства порта Сабетта и завода «Ямал СПГ», а дедвейт проводимых судов возрос многократно.

В целом же объёмы грузоперевозок по СМП в 2018 г. составили около 20,2 млн т. Правда, доля транзитных грузов равнялась всего 491,3 тыс. т (см. табл. 3). К примеру, одним из крупнотоннажных судов, проводку которого в октябре 2018 г. обеспечил «Атомфлот», стал танкер Lomonosov Prospect. Месяцем ранее с Востока в Северную Европу обеспечена проводка контейнеровоза VENTA Maersk. Это был тестовый переход по Севморпути с целью оценки безопасности мореплавания и наличия грузовой базы.

Дело в том, что датская судоходная компания Maersk, крупнейший в мире оператор контейнерных перевозок, изучает возможность прохождения по СМП её контейнеровозов ледового класса, каждый из которых берёт на борт 3600 морских контейнеров. Данные суда ледового класса

«Газпром нефть»

Табл. 3. Статистика международных транзитных рейсов по Северному морскому пути в 2018 г.

Судно	Ледовый класс	Брутто-тоннаж, т	Судовладелец	Груз, т
Tian Hui	Arc 4	26787	«Коско»	Генеральный груз – 29938
Tian You	Arc 4	26787	«Коско»	Генеральный груз – 12824
Tian Jian	Ice 1	26770	«Коско»	Пиломатериалы – 29772
Tian You"	Arc 4	26787	«Коско»	Генеральный груз – 12824
Tian Jian	Ice 1	26770	«Коско»	Пиломатериалы – 29772
Tian En	Arc 4	26787	«Коско»	Оборудование – 4756
Venta Maersk	Arc 4	34882	ООО «Маэрск»	Контейнеры
				с рыбопродукцией – 32716
Haaga	Arc 4	19955	ESL Shipping	Уголь – 16049
Nordic Olympic	Arc 4	41071	Nordic Bulk Carriers	Железная руда – 72211
Nordic Oshima	Arc 4	41071	Nordic Bulk Carriers	Железная руда – 72288

Источник: «Росатом».

(длина 200 и ширина 35 м) могут преодолевать льды толщиной 1 метр.

В первые месяцы летне-осенней навигации «Атомфлот» обеспечил проводку китайских теплоходов. Также Китай заинтересован в использовании транзитного потенциала Северного морского пути. Прохождение по СМП открывает возможность доставлять этим маршрутом грузы из Шанхая в Роттердам на две недели быстрее, чем через Суэцкий канал. Маршрут Мурманск – Нингбо (Китай) занимает 20–23 дня, тогда как через Суэцк – 35–38 дней.

Если же использовать высокоширотные рейсы, то прохождение по СМП можно ещё сократить. Пример – это высокоширотный рейс в июле 1999 г. атомного ледокола «Россия» с теплоходами «Кола» и «Амдерма». В чём была значимость того высокоширотного рейса? Например, прибрежный маршрут от Мурманска до Берингова пролива имеет протяжённость 3500 миль, центральный – 3029, высокоширотный – 2890, а приполюсный – 2700 миль. «Россия», выполнив два рейса по высокоширотному маршруту, сократила путь в общей сложности на 2400 миль. С появлением атомных ледоколов «Лидер» использование приполюсного маршрута, возможно, станет обыденным явлением.

В ближайшие годы объёмы перевозок и количество судов возрастут в связи с началом строительства объектов в рамках проекта «Арктик СПГ – 2». Будут возведены три очереди завода, каждая из которых начнёт производить 6,6 млн т сжиженного газа. 26 марта 2019 г. атомный контейнеровоз «Севморпуть» доставил к месторождению Утреннее первую партию грузов.

Генеральный директор ФГУП «Атомфлот» Мустафа Кашка во время проведения панельной дискуссии «Транспортно-транзитный потенциал Северного морского пути» отметил, что нужен комплекс мер по подготовке кадров (в портовом городе Мурманске нет учебного заведения по профессиональной подготовке матросов), а также по гидрографическому и гидрометеорологическому обеспечению. На трассах Севморпути отсутствует надёжная связь, недостаточно сил спасения, не проводятся дноуглубительные работы на мелководных участках пролива Вилькицкого, слабое навигационное обеспечение (маяки, буи).

Ситуация должна измениться в связи с передачей Дирекции Северного морского

пути ФГУП «Гидрографическое предприятие», которое займётся навигационно-гидрографическим обеспечением, управлением и строительством инфраструктуры Севморпути – морских каналов, систем управления движением судов, гидротехнических сооружений.

Чтобы знать, сколько нужно построить ледоколов, надо иметь подписанные долгосрочные контракты с поставщиками грузов. Ведь содержание одного атомного ледокола обходится в 1–1,2 млрд рублей в год. Если ранее среднее время работы атомного ледокола в море составляло 158 суток, то сейчас – 258 суток в год.

Благодаря заключённому в 2014 г. договору с компанией «НОВАТЭК» сроком на 40 лет, ФГУП «Атомфлот» за счёт своих и заёмных средств построило два буксира ледового класса, два ледокольных буксира и строит один портовый ледокол «Обь» – все они будут обеспечивать работу судов-газовозов в порту Сабетта.

Сейчас «Атомфлот» активно готовится к приёму новых ледоколов. Ведётся сооружение докового цеха для ремонта винторулевого комплекса универсальных атомных ледоколов. Объём инвестиций – порядка 500 млн рублей. В настоящее время «Росатомфлотом» прорабатывается вопрос о строительстве нового дока грузоподъёмностью 60 тыс. т, поскольку габариты новых судов гораздо больше, чем у действующих атомоходов. Для обслуживания универсальных атомных ледоколов предприятию требуется модернизация инфраструктуры.

Мурманский транспортный узел

К сожалению, наши порты не соответствуют современным потребностям российской экономики. Ещё в 2007 г. на заседании Президиума Государственного Совета РФ и Морской коллегии при Правительстве России Президент РФ потребовал от Правительства незамедлительного принятия комплекса мер по развитию портов.

«Комплексное развитие Мурманского транспортного узла» – один из крупнейших инфраструктурных проектов, реализуемых сегодня в Арктической зоне РФ. 30 марта 2018 г. был дан старт строительству комплекса по перевалке угля «Лавна». Объём инвестиций в данный проект составляет 24 млрд рублей, ещё 0,9 млрд будет вложено в строительство подъездных железнодорожных путей к терминалу (2,3 км). В технологическом процессе перегрузки угля предусмотрено использование новейшего оборудования: вагоноопрокидывателей, конвейерных тоннелей, стакер-реклаймеров, судопогрузочных машин. В комплексе с очистными сооружениями и системами пылеподавления оно обеспечит минимальные выбросы пыли каменного угля в атмосферу и минимальное загрязнение окружающей среды. Мощность создаваемого порта – 18 млн т в год.

Строительство новых перегрузочных мощностей на территории РФ позволит увеличить объёмы экспорта энергетических углей, перевести грузопотоки из портов Прибалтики на российские порты и освоить новые рынки сбыта за счёт увеличения грузоподъёмности судов. Планируется, что на первом этапе – в 2020 г. – грузооборот терминала составит до 9 млн т угля, а в 2021 г. увеличится его перевалка.

Государство обеспечивает строительство железнодорожных путей протяжённостью 46 км. Общие затраты на это предусмотрены в размере 41,5 млрд рублей. На сегодняшний день израсходовано 19 млрд, ещё 10 млрд планируется освоить в 2019-м, в том числе 3 млрд рублей пойдут на дноуглубление. Привлечены и частные инвестиции: 24 млрд на сооружение самого терминала и 900 млн на прокладку подъездных путей. Об этом сообщил министр транспорта и дорожного хозяйства Мурманской области Дмитрий Соснин.

Ввод первой очереди порта Лавна (возможность перевалки – 8 млн т угля в год) предусмотрен в IV квартале 2020 г., второй очереди – в 2022-м. В порту будут построены склад на 1,2 млн т угля и два причала. Срок окупаемости проекта – 8,9 года.

Исполнительный директор ООО «Мурманский балкерный терминал» Сергей Кругликов отмечает, что строительство универсального терминала на Западном берегу Кольского залива пока что не рассматривается. Балкерный терминал готов дополнительно обработать 1 млн т грузов. На 17-м причале Мурманского порта планируется установить 100-тонный кран для погрузки тяжёлой техники и других грузов. Но для того чтобы увеличились объёмы перевозимых грузов, необходимо строить балкеры ледового класса большого дедвейта.

О развитии железнодорожной инфраструктуры на подходе к портам Мурманского транспортного узла рассказал заместитель начальника Мурманского территориального управления Октябрьской железной дороги Игорь Поликарпов. В связи с вводом в строй угольного терминала «Лавна» необходимо увеличить пропускную способность железной дороги. Если в 2018 г. в Мурманский порт было доставлено 21 млн 729 тыс. т грузов, в 2019 г. планируется 23,3 млн т, то в 2025 г. эта цифра составит 45 млн т.

Чтобы обеспечить такие объёмы перевозки, парк грузовых электровозов заменён на новые – типа «Ермак». Ведётся сооружение новой железнодорожной ветки Выходной – Лавна, строится 105,9 км вторых путей, реконструируется 21 станция.

Новый импульс строительству угольного терминала придаст подписание в рамках Российского инвестиционного форума в Сочи «Газпромбанком» и ГТЛК (Государственная транспортная лизинговая компания) соглашения о сотрудничестве с целью реализации проекта создания и эксплуатации объектов инфраструктуры Мурманского порта, в частности портового комплекса по перевалке угля мощностью 18 млн т в год.

Конечно, хотелось бы, чтобы на Западном берегу появился и нефтеналивной терминал. Но в ближайшие годы эти планы реализованы не будут. Для этого необходимы колоссальные средства, которых нет. Да и опыт прежних лет убеждает в этом.

Разговор о строительстве нефтеналивного терминала на берегу Кольского залива ведётся более полутора десятков лет. Генеральной схемой развития Мурманского транспортного узла предполагалось, что на Западном берегу уже в 2015 г. появится, наряду с комплексами по перевалке генеральных грузов, угля, глинозёма и апатитового концентрата, и терминал наливных грузов с общим грузооборотом 60 млн т.

В сентябре 2005 г., во время визита в Мурманск Председателя Правительства России Михаила Фрадкова, Министерству экономического развития была поставлена задача по развитию Мурманского транспортного узла. Но всё повисло в воздухе. 3 мая 2007 г. в Мурманске под председательством Владимира Путина состоялось заседание Президиума Госсовета РФ. И здесь речь шла о развитии северных морских портов. На том заседании министр транспорта Игорь Левитин заверил Президента в том, что к 2015 г. перегрузочные терминалы для судов дедвейтом 70 тыс. т будут в Мурманске созданы.

В марте 2016 г. заместитель министра транспорта РФ Виктор Олерский сказал, что строительство Мурманского транспортного узла завершится в 2018 г. Как часто у нас чиновники высокого ранга говорят о нереальных сроках возведения объектов, зная, что за это они не понесут никакой ответственности… ■

N-G-K.ru
МОСКОВСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

Встречи заказчиков и подрядчиков топливно-энергетического комплекса

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental

Февраль

ИНВЕСТЭНЕРГО
Инвестиционные проекты в электроэнергетике

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

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

TEK-MAP.RU — Настенная карта по электроэнергетике

Март

НЕФТЕГАЗСНАБ
Снабжение в нефтегазовом комплексе

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

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

OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазового комплекса

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

Май

НЕФТЕГАЗСТРОЙ
Строительство в нефтегазовом комплексе

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

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

OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтегазостроительных компаний

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

Сентябрь

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА
Модернизация производств для переработки нефти и газа

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

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

OIL-GAS.RU — База подрядчиков для модернизации НПЗ

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

Октябрь

НЕФТЕГАЗСЕРВИС
Нефтегазовый сервис в России

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

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

OIL-GAS.RU — База поставщиков нефтесервисных компаний

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

Ноябрь

НЕФТЕГАЗРЕКЛАМА
Продвижение продукции и услуг для нефтегазового комплекса

Обсуждение сложных продаж на рынке B2B. Особенности продвижения новой продукции, укрепления бренда поставщика, формирования репутации. Затрагиваются вопросы исследования рынка, прогнозных потребностей нефтегазового комплекса

TEK-R.RU — Подведение итогов ежегодного рейтинга "НЕФТЕГАЗ-РЕКЛАМА" и награждение победителей

Декабрь

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ
Подряды на нефтегазовом шельфе

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

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

OIL-GAS.RU — База оборудования для нефтегазового шельфа

TEK-MAP.RU — Настенная нефтегазовая карта

Телефоны: (495) 514-58-56, 514-44-68; факс: (495) 788-72-79; info@n-g-k.ru; n-g-k.ru

Download on the App Store | GET IT ON Google play

РЕКЛАМА

XXVI специализированная выставка

Тюменская ярмарка

АО «Тюменская ярмарка»
Адрес: Россия, 625013,
г. Тюмень, ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал
телефакс: (3452) 48-55-56, 48-66-99, 48-53-33;
e-mail: tyumfair@gmail.com. www.expo72.ru

РЕКЛАМА

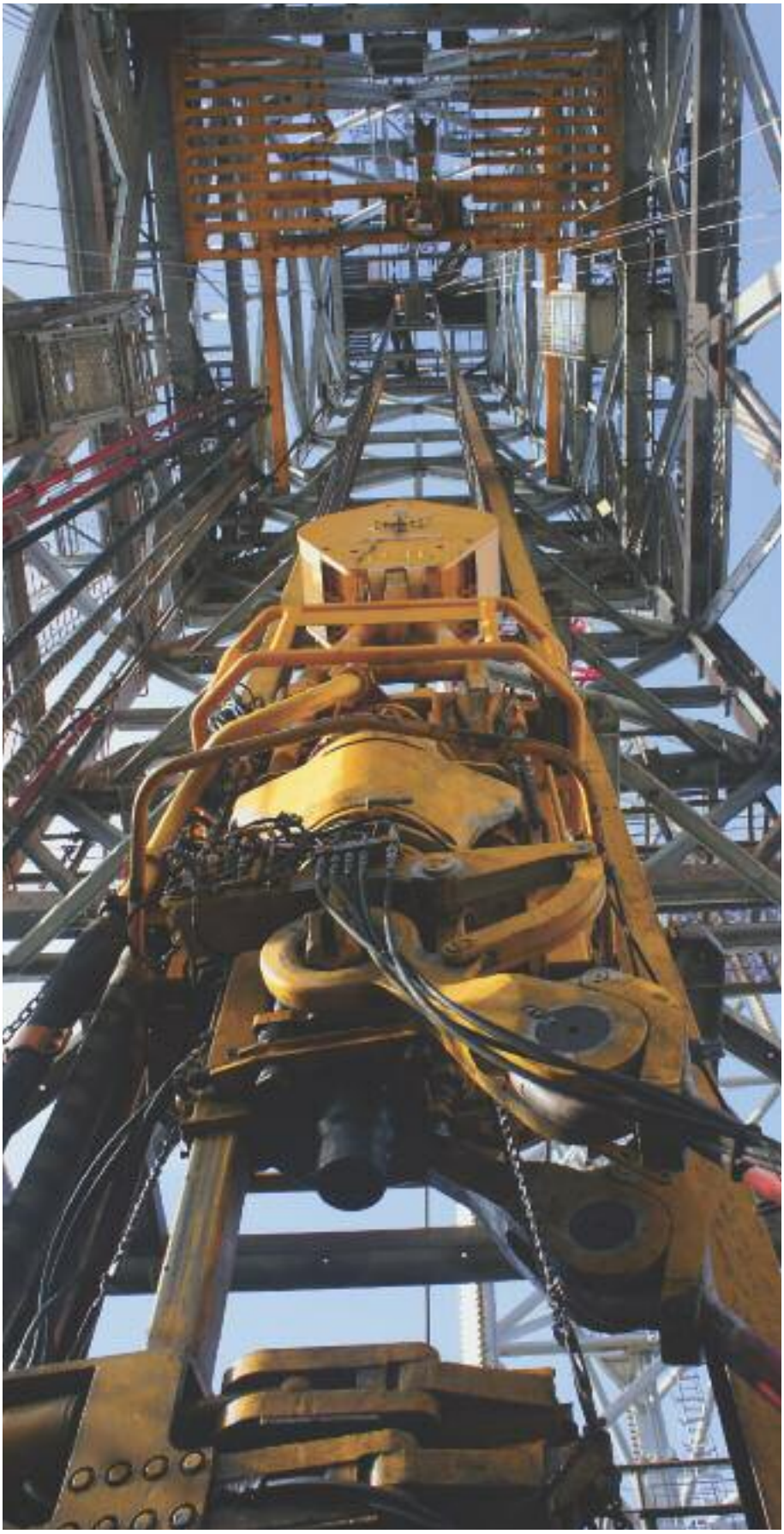
К буровому сезону готовы

У буровых установок и вспомогательных судов «Газпром флота» большие планы на нынешний год

Юрий БАНЬКО

В настоящее время на планете более 30% нефти и газа добывается на шельфе. Но, к сожалению, наша страна в постсоветский период уделяла освоению шельфа недостаточное внимание. Только в последние годы Россия активизировала работы в этом направлении. В мире эксплуатируются сотни морских буровых установок. В СССР их было почти два десятка, в РФ остались единицы.

Сегодня основными игроками на Арктическом шельфе являются дочерние компании «Газпрома»: «Газпром нефть», уже добывающая «чёрное золото» с помощью МЛСП «Приразломная» в Печорском море, и ООО «Газпром флот», на которое возложена задача проведения геологоразведочных работ, строительства добычных скважин на шельфе. В своём арсенале «Газпром флот» имеет уникальные полупогружные буровые установки шестого поколения – «Полярную звезду» и «Северное сияние», – работающие в Охотском море, СПБУ «Амазон», сделавшую немало открытий, а также СПБУ «Арктическая», где у причалов 35-го судоремонтного завода (СРЗ) сейчас проводятся работы по подготовке к новому буровому сезону.



Арктический гигант

Строгий досмотр на контрольно-пропускном пункте – и мы направляемся к СПБУ «Арктическая», которую специалисты вместе с экипажем установки готовят к новому буровому сезону.

Судьба «Арктической» – непростая. Её почти полтора десятилетия строили корабелы северодвинского судоремонтного завода «Звёздочка», а достраивалась она здесь, в Мурманске. С 3 по 21 июля 2011 г. в Белом море проходили её ходовые испытания, в процессе которых она «вставала» на опорные колонны, проводилась проверка общесудовых систем. Буксировку СПБУ «Арктическая» из Северодвинска в Мурманск начали 24 ноября, а завершили через четверо суток. С 28 ноября 2011 г. у причала 35-го СРЗ она готовилась к буровому сезону 2014 г.

«Арктическая» – серьёзное сооружение, впечатляющее своими размерами, технической оснащённостью и масштабом решаемых задач. Длина корпуса установки – 88 м, ширина – 66 м, высота борта – 9,7 м, высота при полностью поднятых опорах – 139 м. Конструкционно она представляет собой установку на трёх трёхгранных опорах с жилым модулем в носовой части, с посадочной площадкой для вертолёта и буровым блоком, размещённым на выдвижной консоли в кормовой части. СПБУ предназначена для разведочного и эксплуатационного бурения до 12 нефтяных и газовых скважин глубиной до 6500 м при глубине моря от 7 до 100 м. Кантеливер перемещает буровое оборудование на платформе вперёд-назад на 24,2 м и влево-вправо на 3,7 м. Экипаж СПБУ состоит из 90 человек. При стоянке на опорах и клиренсе (12,5 м) она может эксплуатироваться при скорости ветра 46 м в секунду. При опущенных на 31,5 м опорах от положения по-походному может осуществлять штормовой дрейф при высоте волн 12 м и скорости ветра 32,7 м в секунду.

Для экипажа на СПБУ созданы приличные условия для работы и отдыха. В жилом модуле размещены одно- и двухместные каюты, санитарно-гигиенические и бытовые помещения, столовая, телесалон, салон отдыха, камбуз, медицинский блок и прачечная.

На СПБУ по левому и правому бортам имеются средства спасения – катера и спасательные плоты для 100% экипажа. Каждому члену экипажа положен гидрокостюм и спасательный жилет. На эвакуацию всего персонала отводится не более семи минут.

Главный пост управления СПБУ совмещён с судовым вертолётным командным пунктом и блоком помещений радиосвязи, навигации и трансляции. Чтобы руководить посадкой вертолёта на вертолётную площадку, капитан установки Александр Идиатуллин два месяца учился в Москве на специальных курсах.

При строительстве СПБУ использовалось 70% российского оборудования и 30% иностранного, в том числе буровой комплекс и палубные краны. Всем электрооборудованием управляет автоматизированная система управления техническими средствами, куда входят пожарная сигнализация и система газоанализа. Три дизель-генератора производства Коломенского завода мощностью по 2000 киловатт каждый обеспечивают все узлы и механизмы установки при работе на точке бурения. Обеспечена СПБУ и аварийным дизель-генератором в 245 киловатт, а также двумя стояночными дизелями по 350 киловатт каждый.

Есть на СПБУ и две опреснительные установки производительностью 25 т воды в сутки каждая. Станция сточных вод обеспечивает стопроцентную очистку и обеззараживание технических и фекальных вод. Оставшиеся твёрдые частицы собираются в специальную цистерну и сдаются на берегу для утилизации. На СПБУ имеются цистерна сбора сточных буровых вод, цистерна сбора очищенных буровых вод, цистерна отработанного масла и контейнеры для выбуренной породы.

Буровое оборудование позволяет строить скважины глубиной до 6500 м. Мощный верхний привод облегчает процесс бурения. Рабочее место бурильщика в корне отличается от всего виденного мною ранее. Удобное кожаное кресло, на подлокотниках джойстики, перед глазами мониторы и циферблаты. И всё это в пожаровзрывобезопасной кабине с микроклиматом.

В двух шагах от рабочего кресла – пульт противовыбросового оборудования (ПВО), предназначенный для перекрытия скважины при появлении аномально высокого внутрипластового давления. На устье скважины установлено специальное устройство – превентор, куда и поступит сигнал с пульта ПВО, чтобы не допустить выброса газа. За работой узлов и механизмов установки бурильщик может наблюдать не только по встроенным приборам и компьютеру, но и с помощью пяти видеокамер.

Рабочее место бурильщика

Возвращение в Арктику

СПБУ «Арктическая» после ввода в строй ударно потрудилась по заказу ООО «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» на шельфе Балтийского моря, построив в 2014–2017 гг. восемь скважин. Персонал установки успешно справился с поставленными задачами, выполняя их в срок и с высоким качеством. Да и техника не подвела, показав себя с лучшей стороны.

За всё время выполнения буровых работ на Балтике к персоналу не было никаких претензий со стороны отечественных и зарубежных природоохранных организаций. Отнюдь не случайно в 2017 г. «Арктическая» награждена генеральным директором ООО «Газпром флот» Юрием Шамаловым Почётной грамотой, как лучший трудовой коллектив среди плавтехсредств ООО «Газпром флот» по итогам работы за 2017 г.

После работы на Балтике СПБУ «Арктическая» находилась на отстое в порту Усть-Луга, откуда на судне-перевозчике Xiang He Kou отправилась в Сингапур на судоверфь Keppell, где на ней по контракту с генеральным подрядчиком, компанией SOEPL, были выполнены ремонтные работы на судовом, буровом, электротехническом оборудовании, осуществлены докование и покраска корпуса.

Капитан Александр Идиатуллин

Главный инженер Виталий Яковлев

Здесь на «Арктической» выполнялись работы по подготовке под класс Морского регистра. По завершению ремонта в Сингапуре, который продолжался с ноября 2017-го по март 2018 г., СПБУ на судне-перевозчике «Альбатрос» доставили в Мурманск, и во время бурового сезона 2018 г. она по заказу ООО «Газпром геологоразведка» выполнила буровые работы в Карском море, на месторождении Нярмейское. Это был сложный буровой сезон, хотя в Арктике простых не бывает по определению.

С самого начала не повезло с погодой и ледовой обстановкой в Карских воротах, из-за чего откладывались сроки буксировки установки на точку бурения. Тем не менее, несмотря на поздние сроки начала работ, буровики справились с поставленной задачей, построив скважину Нярмейская глубиной 2150 м. И в середине ноября 2018 г. «Арктическая» вернулась в Кольский залив, чтобы начать подготовку к новому буровому сезону, который стартует 25 июня и завершится 26 октября 2019 г. и в ходе которого по заказу ООО «Газпром геологоразведка» будет построена скважина Скуратовская № 1.

У причала 35-го СРЗ экипаж СПБУ своими силами выполняет целый комплекс работ. Нельзя не отметить, что в «Газпром флоте» серьёзно относятся к подбору кадров. На СПБУ «Арктическая» вахтовым методом работает профессионально подготовленный персонал. Находящийся в этот период на борту главный инженер Виталий Яковлев получал и совершенствовал свои знания и навыки на буровых платформах во Вьетнаме, трудился главным инженером бурового комплекса МЛСП «Приразломная», прежде чем пришёл на СПБУ «Арктическая». Основываясь на биографии капитана СПБУ Александра Идиатуллина, как и многих других членов экипажа, можно писать историю освоения российского шельфа. Его капитанский стаж на полупогружных и самоподъёмных буровых установках – 33 года, а работает он на них четыре десятилетия. Все месторождения Охотского моря, которые сейчас разрабатываются, открывались с его участием: Одопту, Чайво, Пильтун-Астохское. Он командовал буровыми работами во время строительства разведочных скважин Красногорская-1 в Татарском проливе и Петровская-1 в заливе Терпения. Ему довелось работать на ППБУ «Хакурю-2», на СПБУ «Эхаби», «Сахалинская», Кылу Лонг, Там-Дао. С 2005 г. он трудится на СПБУ «Арктическая», в строительстве которой принимал активное участие.

Буровые не простаивают

В 2018 г. были задействованы все четыре буровые установки ООО «Газпром флот». По договору с ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» ППБУ «Полярная звезда» и «Северное сияние» занимались строительством четырёх эксплуатационных скважин на Южно-Киринском месторождении Охотского моря, пробурив их до вскрытия продуктивного горизонта. По заказу ООО «Газпром геологоразведка» СПБУ «Арктическая» пробурила поисково-оценочную скважину на Нярмейском лицензионном участке, что на шельфе Карского моря. СПБУ «Амазон» работала в акватории Обской губы, на Северо-Обском лицензионном участке.

В буровом сезоне 2019 г. все четыре буровые установки ООО «Газпром флот» вновь будут задействованы, а сейчас готовятся к работам на шельфе.

В России нет морской буровой установки, которая открыла бы на Арктическом шельфе столько месторождений газа, сколько СПБУ «Амазон». Осадка этой СПБУ обеспечивает выход на точки бурения с глубиной воды от 4 до 51 м и бурение скважин глубиной до 3000 м. В Обской и Тазовской губах Карского моря на её счету месторождения природного газа – Северо-Каменномысское, Обское, Каменномысское-море, Чугорьяхинское, Антипаютинское, Тотаяхинское, Харасавэй-море, а также Семаковское. С СПБУ «Амазон» в 2018 г. по заказу «НОВАТЭКа» на Северо-Обском лицензионном участке пробурена поисково-оценочная скважина ПО-1. Сырьё этого месторождения, ресурсы которого оцениваются более чем в 1 трлн м^3 «голубого топлива» и почти 150 млн т нефти, будет востребовано в рамках проекта «Арктик СПГ – 3». Эта разведочная скважина, построенная с помощью СПБУ «Амазон», стала 23-й на арктическом шельфе.

Персонал СПБУ «Амазон» готовит её к новому буровому сезону в порту Ямбург, совместно со специалистами модернизируя электрооборудование и АСУП. Учитывая необходимость максимально-

СПБУ «Амазон»

го использования межледового периода и увеличения длительности бурового сезона, компания «Газпром флот» создала здесь базу для зимнего базирования и ремонта буровых установок. Это позволило более чем на месяц продлить сезон буровых работ в районе Обской и Тазовской губ. Ведь на транспортировку из Мурманска к месту проведения бурения в Обской губе и назад уходило до 25 суток. Приходилось привлекать к проводке атомные ледоколы, чтобы пройти ледовые заторы Карских ворот, затрачивая на это немалые средства. Теперь такой проблемы для СПБУ «Амазон» нет.

Во время бурового сезона 2019 г. СПБУ «Амазон» опять будет работать по заказу «НОВАТЭКа» на Северо-Обском лицензионном участке в рамках проекта «Арктик СПГ – 2».

Не останутся без дела и ППБУ шестого поколения «Полярная звезда» и «Северное сияние», которым предстоит работать в Охотском море, на Южно-Киринском месторождении. Готовя это месторождение к промышленной эксплуатации, «Полярная звезда» и «Северное сияние» построят более 30 эксплуатационных скважин. Обе полупогружные буровые установки находятся в Корсакове, в бухте Зарянская, откуда должны уйти на точку бурения.

Вспомогательный флот

Понятно, что без обеспечивающих структур буровые установки работать не могут. Для их нормального функционирования нужны и береговые базы обеспечения, и вспомогательный флот (или свой, или арендованный). У ООО «Газпром флот» есть свой флот, который постоянно пополняется новыми судами.

Среди специализированных судов «Газпром флота» – научно-исследовательское судно «Академик Голицын». ПБУ «Полярная звезда» и «Северное сияние» в море обслуживают транспортно-буксировочные суда «Сатурн» и «Нептун». «Нептун» сейчас проходит техническое обслуживание и готовится к буровому сезону. Танкер-заправщик «Газпромшельф» всегда готов пополнить запас топлива на буровых платформах. Он вместе с крановым судном «Газшельф» находится в Мурманске у причала береговой базы «Газпром флота» в эксплуатационном резерве. Незаменимы в условиях Арктики многофункциональные ледокольные суда «Юрий Топчев» и «Владислав Стрижов», которые сейчас трудятся в Печорском море, обеспечивая МЛСП «Приразломная». Всегда при деле транспортно-буксировочные суда «Дунай» и «Десна», которые переданы в бербоут-чартер.

Единственное в России краново-монтажное трубоукладочное судно «Академик Черский» также входит в состав «Газпром флота».

Построенная в Южной Корее и переданная «Газпрому» 31 октября 2018 г. плавучая регазификационная установка (ПРГУ) «Маршал Василевский» стала составной частью морского терминала по обеспечению природным газом Калининградской области. Она поможет обеспечить надёжное энергоснабжение региона.

Не так давно флот пополнился судном снабжения «Иван Сидоренко», а второе однотипное судно «Остап Шеремет» поступило в состав флота в 2019 г. По договору между «Газпромом» и ООО «Судостроительная компания “Звезда”» в 2019–2024 гг. «Газпром флот» получит три новых судна снабжения, один ледокол и одно новое пассажирское судно. ■

СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ

XXIV МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

25-27 СЕНТЯБРЯ 2019

ОРГАНИЗАТОР: ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ

г. СУРГУТ,
СОК «ЭНЕРГЕТИК»
ул. ЭНЕРГЕТИКОВ, 47

+7 (3462) 94-34-54

SALES@YUGCONT.RU

WWW.SNGEXPO.RU

SNGEXPO

«Регуляторная гильотина» для шельфа

Необходимо реформировать контрольно-надзорную деятельность при реализации проектов в Арктической зоне РФ

Генадий ШМАЛЬ
(Союз Нефтегазопромышленников России),
Наталья ВИКТОРОВА,
Наталья СИЛКИНА
(МЭАЦ СНГПР)

Арктическую зону по праву считают крупнейшим сырьевым резервом РФ. Она включает в себя российскую территорию и акваторию Арктики. По данным ЦДУ ТЭК, в российской части Арктики сосредоточена четверть отечественных запасов нефти и газового конденсата и более 70% газа. Углеводородные ресурсы Арктической зоны составляют 7,3 млрд т нефти и порядка 55 трлн м³ газа, стоимость которых, по предварительным оценкам, достигает 20 трлн долларов. По мнению экспертов, запасы Арктики к 2050 г. могут обеспечить 20–30% добычи нефти.

Арктический потенциал

В число ключевых арктических регионов по добыче нефти входят Красноярский край и Ямало-Ненецкий автономный округ. Прирост добычи газа главным образом осуществляется за счёт ЯНАО.

В последние годы основной прирост добычи нефти в Арктике связан с новыми крупными месторождениями – Новопортовским, Мессояхским, Ярудейским. Единственное нефтяное месторождение, которое Россия разрабатывает непосредственно на арктическом шельфе, – это Приразломное. В 2017 г. там было добыто 2,6 млн т, и за год прирост добычи составил более 20%.

Стоит отметить, что всего в 2017 г. в Арктике было добыто 96,2 млн т нефти, что на 3,8% больше, чем в 2016 г., а также 568,9 млрд м³ газа, что на 9,6% больше, чем годом ранее.

Начиная с 2019 г. работы по бурению разведочных и поисковых скважин будут активно вестись в акваториях Баренцева и Карского морей. Всего сегодня на российском шельфе Арктики открыто 33 месторождения, а начальные извлекаемые суммарные ресурсы углеводородного сырья акваторий арктических морей оценены примерно в 120 млрд т условного топлива. В период с 2018-го по 2026 г. предусмотрено бурение около 80 разведочных скважин. Основная фаза разведочного бурения придётся на 2020–2022 гг.

Для эффективного использования и развития ресурсной базы Арктики Президент РФ Владимир Путин в феврале 2013 г. утвердил Стратегию развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 г. Основные её приоритеты – эффективное использование ресурсов Севера, улучшение жизни людей, превращение Севморпути в транспортную магистраль национального значения, более рациональное государственное управление. Главным механизмом реализации стратегии является госпрограмма «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации», которую Правительство РФ продлило на пять лет, до 2025 г. В приоритетах программы – разработка континентального шельфа с помощью новых технологий и повышение уровня социально-экономического развития Арктической зоны.

К 2024 г. совокупный объём инвестиций в Арктику, по предварительной оценке, составит 5,5 трлн рублей. Согласно подсчётам Минприроды, на период до 2050 г. уже существующие программы предусматривают инвестирование порядка 13,5 трлн рублей, причём 12,6 из них – за счёт внебюджетных источников.

Драйверы развития Арктики

Сегодня в Арктике реализуется 11 крупных инвестиционных проектов, среди которых уже действующий завод по производству сжиженного природного газа «Ямал СПГ» и строительство завода по производству СПГ на Гыданском полуострове (проект «Арктик СПГ – 2»). Основные игроки на российском шельфе – это нефтегазовые компании «НОВАТЭК», «Газпром», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Сахалин Энерджи».

По мнению экспертов, новые проекты будут формироваться за счёт нефтедобычи на Енисее (терминал на мысе Таналау), развития месторождений бассейна Енисей – Хатанга, направления грузов по Северному широтному ходу и их отгрузки в порту Сабетта, создания заводов СПГ и т. д.

Северный морской транспортный коридор (Севморпуть) является главной арктической судоходной магистралью России, которая соединяет порты Арктики и крупные реки Северного региона. По данным администрации СМП, общий объём перевозок грузов по итогам 2018 г. составил 19,689 млн т, что в два раза больше, чем в 2017 г. К 2024 г. грузооборот по СМП должен быть увеличен до 80 млн т. Это одна из важнейших задач освоения Арктики, поставленная Президентом Владимиром Путиным.

В настоящее время значительный объём грузоперевозок по СМП обеспечивают проекты СПГ, ещё более 10 трлн м³ разведанных запасов газа, в том числе полуостровов Ямал и Гыдан, могут быть вовлечены в производство СПГ в ближайшее время.

«К 2024 г. производство СПГ может достичь 32 млн т, добыча конденсата и нефти – 9 млн т, угля – 19 млн т, объём прочих грузов – порядка 3 млн т. Это значит, что только по арктической ресурсной базе – полезным природным ископаемым – прогнозируем 63 млн т грузов. Данный расчёт не учитывает грузы в виде продукции регионов России помимо

Арктической зоны, которыми может быть наполнен Севморпуть», – заявил в конце прошлого года глава Минприроды Дмитрий Кобылкин.

Зарегулированная отрасль

Специфика работы на шельфе главным образом связана с необходимостью преодолевать сложные природно-климатические и геологические условия. Кроме того, удалённость месторождений от ближайших населённых пунктов требует создания соответствующей инфраструктуры. В технологическом плане существует потребность в многовариантности технологий бурения и обустройства месторождений. Следовательно, необходимы большие финансовые вложения и затраты. По словам главы Минэнерго РФ Александра Новака, рентабельная стоимость нефти для добычи на арктическом шельфе равна 70–100 долл./барр. Себестоимость добычи на арктическом шельфе – не менее 40–50 долл./барр.

Себестоимость отечественной нефти в большей степени обуславливается не самой стоимостью добычи, а сопровождающими расходами, в число которых входят: акцизы и налоги на добычу, работы по предварительному исследованию месторождений, расходы на создание необходимой инфраструктуры и др. Помимо этого существует проблема контрольно-надзорной деятельности на шельфе России.

Премьер-министр РФ Дмитрий Медведев в рамках Гайдаровского форума озвучил проблему избыточных требований различных надзорных и контролирующих органов к российскому бизнесу, заявив о необходимости разработки нового механизма «регуляторной гильотины» для урегулирования ситуации. Нормативно-правовая база РФ в области регулирования и надзора над нефтегазовой деятельностью противоречива, архаична и сложна для реализации.

В системе технического регулирования (ТР) нефтегазового комплекса существует более 7500 нормативных документов разного уровня, которые следует учитывать при проектировании, строительстве и эксплуатации нефтегазовых объектов. Действуют 223 нормативных правовых акта, регулирующих добычу, транспортировку углеводородного сырья, строительство морских нефтегазопромысловых сооружений на континентальном шельфе.

Продолжают действовать псевдоинструменты регулирования в виде директивных писем министерств и надзорных ведомств. Кроме того, стоит признать существование проблемы естественных монополий, которые часто закладывают в регулирование свои экономические интересы. Для упорядочения ТР необходима разработка базового закона «О нефтегазовой деятельности», который определит обязанности и полномочия всех участников. Кроме того, следует упростить процедуру разработки нормативных документов, отдать как можно больше полномочий профессиональному сообществу.

Необходимо формирование государственной структуры по освоению шельфа. Ответственность за обеспечение комплексной безопасности нефтегазового проекта, по мнению экспертов, целесообразно возложить на собственника лицензии. Кроме того, для освоения континентального шельфа важно исключить излишний контроль и минимизировать сроки рассмотрения вопросов и документов. Возможно, для ускорения проектирования, экспертизы, получения согласований и разрешений потребуются новые технические регламенты.

Если проблемы создают контролирующие органы на этапе эксплуатации, тогда можно дополнительно предложить введение моратория на проверки на какой-то период.

Новая сфера деятельности

Что касается освоения морских нефтегазовых месторождений, то эту сферу деятельности можно рассматривать как принципиально новую. В данной сфере создаются уникальные технологии и объекты, которые надо сразу отнести к критическим и стратегически важным. Под эту особую технологию нужен принципиально новый механизм. В частности, необходимо формирование единого подхода к обеспечению комплексной безопасности освоения морских нефтегазовых месторождений. Проектирование, изготовление платформ и других морских нефтегазовых объектов следует производить в соответствии с едиными требованиями ЕСКД.

В ноябре 2018 г. вице-премьер РФ Дмитрий Козак поручил Минэнерго изучить возможность создания единого надзорного органа, который будет осуществлять контроль за реализацией нефтегазовых проектов на российском шельфе. Для проработки вопроса Минэнерго создало межведомственную рабочую группу, в которую вошли представители заинтересованных органов исполнительной власти, организаций и научного сообщества. Рабочая группа должна проанализировать зарубежный опыт и нормы законодательства РФ в сфере регулирования деятельности шельфовых нефтегазовых объектов.

Помимо необходимости создания отдельного ведомства, рабочей группе было поручено к апрелю 2019 г. определить варианты изменений в законодательстве РФ. В связи с этим Союз Нефтегазопромышленников России провёл совещание для обсуждения проекта концепции изменения законодательства РФ в области государственного регулирования, экспертизы и надзора за производственной безопасностью морских нефтегазовых объектов при реализации проектов по добыче углеводородного сырья на континентальном шельфе РФ. Цель данного обсуждения – найти решение проблемы, которая уже много лет осложняет работу нефтегазовых компаний.

В совещании приняли участие представители крупных нефтегазовых компаний –

Порядок надзора и регулирования на шельфе РФ, число документов

Надзор		Регулирование	
Ростехнадзор	68	Минстрой России	11
Ростехрегулирование	15	МЧС России	48
Росморречфлот	10	Минэнерго России	10
Роспотребнадзор	9	Минтранс России	18
Росприроднадзор	8	Минприроды России	5
Росрыболовство	7	Минтруд России	4
Российский морской регистр судоходства	10		
Итого	**127**		**96**

«НОВАТЭКа», «Газпрома», «Газпром нефти», «ЛУКОЙЛа», «Роснефти», «Сахалин Энерджи» и других.

При существующем ведомственном подходе нефтегазовая промышленность отчитывается перед Ростехнадзором, Минэнерго, МЧС, Главэкспертизой – всего перед 18 министерствами и ведомствами! И нередки случаи, когда нормативный акт одного ведомства противоречит нормативному акту другого!

Наши эксперты насчитали, как уже упоминалось, более 7500 нормативно-правовых документов, регулирующих нефтегазовую отрасль, из них 223 определяют порядок надзора и регулирования. И всё это нужно учесть на этапах разведки, проектирования, создания рабочей документации, строительства, ввода в эксплуатацию и во время собственно функционирования морского нефтегазового объекта (МНГО).

Парадоксально, но большинство из этих 7500 документов морально устарели и их… недостаточно. Применяются новые материалы, реагенты, технологии и оборудование – а значит, нужны другие, современные требования к комплексной безопасности (промышленной, пожарной, экологической) МНГО. Помимо действующих нормативно-правовых актов, ежедневно выпускаются псевдодокументы из всевозможных ведомств. Эти рекомендации, письма и распоряжения не имеют юридической силы и часто противоречат друг другу (см. табл.).

Как избавиться от ведомственного подхода

Ведомственный подход губителен для нефтегазового бизнеса. При нынешнем положении дел Главэкспертиза может закрыть проект, готовый к эксплуатации, на 8–12 месяцев на экспертизу, а это целый год простоя.

Не нужно ломать старое и бездумно строить новое с нуля. Мы обратились к лучшей мировой практике. Самый привлекательный пример – Норвегия, где единый экспертный совет, состоящий из профессионалов, регулирует эту сферу. Результат работы совета потрясающий: запущено более 200 морских нефтегазовых объектов. Да, Норвегия – северная страна, и стандарты безопасности почти одинаковые. Но есть и пример не менее успешной работы подобного органа в США, где разный климат и условия добычи. Ведомство подчиняется напрямую президенту. Этот подход называется рискориентированным, главный критерий – безопасность объекта, людей и окружающей среды.

Некоторым из нас страшно ломать существующую систему. И это понятно: она работает. Есть налаженные связи, контакты, взаимные уступки и договорённости. То, что предлагаем мы, затронет интересы естественных монополий, поэтому важно будет соблюсти баланс. Но мы должны ориентироваться на будущее.

Мы, Союз Нефтегазопромышленников, предлагаем органам федеральной власти совместно с нефтяными и газовыми компаниями актуализировать законодательство, собрать воедино принципы, основывающиеся на рискориентированном подходе, в единый Федеральный закон «О нефтегазовой деятельности».

В законе отразятся принципы безопасности, основные понятия, функции и полномочия федеральных органов исполнительной власти.

Во-первых, и это главное, создание единого государственного органа для освоения морского шельфа, который подчиняется напрямую Правительству России. Это значило бы признать некую обособленность, самостоятельность морской нефтегазовой отрасли. Межведомственный экспертный совет прежде всего должен состоять из профессионалов в нефтегазовом деле, на которых будет возложена законодательная инициатива. Так законотворчество заметно упростится.

Оговоримся сразу: в принципе «единого окна» важно содержание, а не форма. Уже сейчас действует что-то подобное, но только по форме. Фактически же из этого единого окна расходятся запросы по 10–12 ведомствам и экспертиза затягивается до четырёх месяцев. А если требуются дополнительные документы – этот круг нужно пройти заново, а это ещё четыре месяца.

Во-вторых, давно назрела необходимость в классификации объектов морской нефтегазовой отрасли. Предполагается ввести четыре класса безопасности МНГО и определить виды деятельности, отвечающие за комплексную безопасность, контроль за соблюдением требований безопасности и порядок расследования аварийных ситуаций и инцидентов.

В-третьих, проработать базовые требования к техническим устройствам, к проектированию и изготовлению платформ – по каждому классу морских нефтегазовых объектов.

В-четвёртых, определить права и обязанности граждан, организаций и, главное, собственника, который несёт полную ответственность за комплексную безопасность объекта, и прописать меры наказания за нарушение закона.

В-пятых, выработать порядок проведения специальной государственной экспертизы с одновременным исключением прочих экспертиз. Такая комплексная госэкспертиза будет проводиться в более сжатые сроки, чем сейчас.

Этот базовый закон дополнят подзаконные акты, учитывающие специфику региона разработки шельфа. Особо следует проработать экспертизу по МНГО, которые начинаются на суше и переходят в море.

Кроме того, предлагаемая концепция, на наш взгляд, подходит как для морского шельфа, так и для внутренних морских вод, где законодательство ещё сложнее и запутаннее.

В данный момент специалисты «Газпрома» разрабатывают нулевую редакцию закона о морской нефтегазовой деятельности. Окончательный проект по готовности рассмотрим в Союзе Нефтегазопромышленников и обнародуем в сентябре. К его обсуждению мы приглашаем все заинтересованные министерства, в том числе Минобороны.

В заключение хотелось бы поблагодарить участников совещания в Союзе Нефтегазопромышленников и в Общественном совете при Ростехнадзоре (все они признали проблему, поддержали нашу инициативу и вынесли решение о создании единого надзорного органа на обсуждение) за высказанные мнения по проблеме и за предоставленные материалы, которые были использованы при написании этой статьи. ■

межрегиональная специализированная выставка

САХАПРОМЭКСПО-2019

НЕДРА ЯКУТИИ. ГОРНОЕ ДЕЛО. УГОЛЬ МАЙНИНГ. ЗОЛОТОДОБЫЧА. СПЕЦТЕХНИКА. ЭКОЛОГИЯ. ЭНЕРГО

30 - 31 октября г.ЯКУТСК

Организаторы:

Выставочная компания
Сибэкспосервис
г. Новосибирск

Выставочная компания
СахаЭкспоСервис
г. Якутск

Тел: (383) 3356350
E-mail:vkses@yandex.ru
www.ses.net.ru

РЕКЛАМА

Корпоративная культура – это характер компании

MOL инвестирует в новые нефтехимические проекты и учится не повторять собственных ошибок

MOL является крупнейшей нефтегазовой компанией Венгрии. Она занимается разведкой и добычей, транспортировкой углеводородов, а также эксплуатацией сети магистральных газопроводов. В её управлении находятся несколько сотен АЗС в Восточной Европе. В группу MOL входят также ряд нефтеперерабатывающих и химических активов.

О том, какие цели, приоритеты и бизнес-стратегии использует компания при развитии своего нефтехимического сегмента беседуют директор Конгресса по нефтепереработке и нефтехимии PRC Europe 2019 Регина Числова и исполнительный вице-президент по нефтехимии и нефтепереработке в MOL Group Ференц Хорват.

– Насколько я помню, Вы начали работать в MOL в 1998 г.?

– Да, 20 лет назад.

– Как это произошло?

– Я тогда работал в торговой компании, в основном мы продавали сырую нефть и нефтепродукты. MOL стала многопрофильной нефтяной компанией, и фирма, в которой я работал, присоединилась к ней (MOL стала владельцем половины предприятия). MOL хотела запустить новую коммерческую деятельность, продавать сжиженный углеводородный газ в Венгрии, и они пригласили меня и моих коллег этим заняться.

– MOL Group – огромная компания, в которой работает 25 тыс. человек, и Вы возглавляете подразделение по нефтепереработке и нефтехимии. Как Вам удаётся контролировать всю эту систему?

– Я уделяю этому не так много времени, в основном через отчётность и управление эффективностью. Для меня управление эффективностью – это наблюдение за изменениями с целью понять, что нам надо делать иначе, а также диалог с сотрудниками. Я считаю, что сегодня настоящий лидер должен не контролировать, а вдохновлять, мотивировать и помогать развиваться своей команде.

– Назовите самое главное, на Ваш взгляд, достижение MOL Group в 2018 г.

– Определённо наши инвестиции. С японской компанией JSR Corporation мы завершили один из наших самых инновационных инвестиционных проектов: совместно построили новый завод, который будет производить синтетический каучук из нашего бутадиена. Также для меня очень важен запуск проекта Big Rock New Petrochemical Project.

Мы инвестируем порядка 1,4 млрд долларов в постройку завода по производству полиолов. Компания заключила контракт с немецкой ThyssenKrupp на строительство и купила лицензию у Evonik. Так что в течение трёх лет мы сможем произвести более 200 тыс. т полиолов.

Но лично мне ближе всего стратегическое партнёрство с немецкой компанией APK, которая сейчас работает над технологиями по переработке пластика с помощью неводных растворителей и с которой совместно мы строим экспериментальный завод в Германии.

– В стратегии MOL Group до 2030 г. есть информация о том, что Вы хотите сместить фокус в сторону нефтехимической и химической промышленности. Я правильно понимаю, что проект, который Вы сейчас упомянули, как раз об этом?

– Да, именно так. В нашей стратегии есть три основных направления, которые мы собираемся развивать. Первое – повышать производительность и конкурентоспособность на рынке ископаемого топлива. Второе – увеличивать производство нефтехимических продуктов и инвестировать во все звенья цепочки добавленной стоимости в этой отрасли. Третье – мы собираемся поставлять клиентам не только ископаемое топливо, но и любое топливо или электричество, необходимое автомобилям, удовлетворяя как существующий сейчас спрос, так и спрос, который возникнет в течение следующих 10–15 лет.

– В последние годы запущены уже три проекта по нефтехимии и химии. Сколько всего проектов в планах компании?

– На ближайшие пять лет нами запланировано более 10 проектов в одном только сегменте downstream. Существует программа по развитию данного сегмента до 2023 г., и в её рамках мы собираемся увеличить собственную прибыль и прибыль акционеров на 600 млн долларов. Всего мы запустим более 15 проектов.

– Какой из проектов Ваш любимый?

– Переработка отходов.

– Почему именно он?

– Инвестировать в downstream и развивать его – экономически выгодно. Но мне ближе запуск проекта, который окажет огромное влияние не только на нашу компанию, но и на всё население, который решит одну из основных проблем с переработкой пластика.

– И когда запуск?

– В следующем году.

– Каким будет конечный результат?

– Мы сможем собирать пластиковые отходы и перерабатывать их с помощью технологии на основе неводных растворителей. Мы сможем переработать пластиковые отходы в новый чистый пластик.

– Вы также упомянули проект с ThyssenKrupp. Расскажите о нём.

– Это тоже часть Big Rock Project – мы будем выпускать полиол, производное полиуретана. Мы производим его из своего сырья – пропилена, который получаем на наших НПЗ и на паровых крекинг-установках на собственных нефтехимических комплексах. На региональном рынке сейчас дефицит полиолов, так что у проекта прочная эко-

номическая основа. Мы сможем покрыть дефицит и удовлетворить спрос на рынке.

– Когда ожидается запуск этого проекта?

– В течение 2,5–3 лет.

– Мы обсуждали с Вами проблемы сектора downstream, а что насчёт проблем нефтегазовой отрасли?

– Я думаю, самая большая проблема в том, что количество ископаемого топлива не увеличивается, следовательно, все участники рынка должны принять во внимание тот факт, что самая прибыльная часть их бизнеса не растёт.

– Над какими ещё проблемами Вы сейчас работаете?

– Другая проблема связана не столько с нефтью и газом, сколько со всеми компаниями-конкурентами. Это корпоративная культура – сфера, которая сильно изменилась.

– Корпоративная культура играет большую роль. Я заметила, что в своих отчётах и стратегии Вы много про неё пишете. Почему Вы, как топ-менеджер, считаете её важной частью стратегии?

– Стратегия – это список целей, ответ на вопрос, что компания будет делать в ближайшие 10, 15, 20 лет. Но, чтобы добиться результатов, нужно ещё знать, как именно вы собираетесь достигать целей. Именно корпоративная культура отвечает на вопрос «как?», показывает, как именно проходит работа в компании каждый день. Она может как помочь достичь целей, так и помешать. Не зря Питер Дракер ещё 20 лет назад сказал: «Корпоративная культура ест стратегию на завтрак». Добавлю – ещё на обед и ужин. Я видел компании, которые разрабатывали хорошие стратегии, но в итоге всё равно не достигали своих целей, потому что их корпоративная культура этому не способствовала.

– Когда я читала про корпоративную культуру MOL Group, я встретила фразу «новые общие ценности». Что это за ценности?

– Говоря о корпоративной культуре, надо понимать, что культура – это характер компании. И главное в характере – это ценности. Именно то, на чём надо сосредоточить своё внимание, они помогают выстраивать стратегию и достигать целей.

– Можете перечислить эти ценности?

– Одно из наших стратегических направлений – клиенты. Это очень явно прослеживается во всём, что делает наша компания: клиент всегда должен быть движущей силой, а мы должны делать всё для клиента, даже если это не соответствует традиционному подходу в нефтегазовой отрасли.

– Пару примеров, что Вы изменили?

– Наш подход к обработке жалоб клиентов сильно изменился: раньше мы пытались обработать жалобы как можно быстрее, не вникая в суть дела, и в лучшем случае просто соглашались с клиентом. Раньше мы пытались уменьшить их количество, а теперь пытаемся увеличить, потому что хотим понять, что не так с нашим обслуживанием или продуктами.

Мы хотим учиться на ошибках, а не повторять их. Поэтому важно понять реальное значение этих жалоб. Компания разработала новый подход к их обработке, так что мы мгновенно учимся на своих ошибках. И это, я считаю, другой уровень менеджмента, – когда ты фокусируешься на работе с жалобами клиентов.

Другая ценность – наши люди. Несложно понять, что, чем больше ты инвестируешь в наём новых сотрудников, тем важнее становится корпоративная политика: как ты их нанимаешь, как помогаешь им развиваться, как мотивируешь и вдохновляешь. И это особенно важно для молодого поколения сотрудников, им это нужно. Наша ответственность – помогать развиваться команде, тратить больше времени и сил, чтобы её создать, и тогда она будет работать эффективно и осуществлять все те проекты, что я озвучил раньше.

– Я слышала о Вашей программе роста для выпускников Growww. Что Вы можете о ней рассказать? Она тоже является частью изменений в корпоративной культуре компании?

– Отчасти да. Я очень горжусь тем, что мы запустили эту программу 10 лет назад, когда ещё не было и речи о развитии корпоративной культуры. Уже тогда мы понимали, что молодое поколение необходимо и нашей компании, и нашей отрасли, потому что оно приносит другие идеи и другие ценности, влияющие на работу компании. Последние 10 лет мы каждый год нанимали около 200 выпускников напрямую из университетов, каждый год мы рассматриваем около 5 тыс. заявок. В последние годы это действительно стало частью нашей корпоративной культуры, мы уделяем всё больше внимания найму и развитию молодых сотрудников – это в наших интересах.

– Хорошо, давайте представим: я хочу работать в MOL Group и принять участие в этой программе. Что меня ожидает?

– В первую очередь Вас ожидает конкуренция, различные тестирования и испытания. Если после рассмотрения всех кандидатов ваша заявка будет одобрена, Вы сможете пройти стажировку в любом сегменте нашего бизнеса в течение года. У Вас будет инструктор и куратор, Вы пройдёте вступительную программу и в течение года будете получать оценки, а по истечении срока либо получите постоянную должность, либо просто пожмёте руку своему работодателю и уйдёте.

– Если я пришла на стажировку, могу я получить Вас в качестве куратора?

– Почему бы и нет?

– И у Вас сейчас есть молодые стажёры, которых вы учите?

– Да.

– Каждый день?

– Не каждый день. Но я считаю, что важно не только нанимать молодых сотрудников, но и проводить с ними время. Мы не умеем слушать, мы не умеем делиться идеями. Большие компании грешат правилами, им кажется, что этим можно всё контролировать. Мы же вместо правил создаём практики. Я называю это практиками, потому что эта деятельность становится регулярной и формирует корпоративную культуру нашей компании.

Мы создали много различных практик, одна из них – встречи в кафетерии, когда руководитель приглашает небольшую группу подчинённых, молодых сотрудников, в кафетерий, где они могут в неформальной обстановке обсудить какой-нибудь вопрос. Это может быть как рабочий, так и любой другой интересующий их вопрос, а также они могут давать обратную связь

своему руководителю, хотя в обычной ситуации он бы её не получил.

– А в какие моменты своей карьеры Вы гордились собой и своими достижениями больше всего?

– Я считаю, что, когда ты получаешь удовольствие от своей работы и стремишься постоянно развиваться, ситуации, в которых ты гордишься собой, очень важны. Я очень гордился, когда мы только пришли в MOL и основали подразделение по продаже СУГ. Я очень гордился, когда всего за четыре года мы заняли 25% рынка и увеличили выпуск продукции в несколько раз. Я очень гордился, когда мы смогли изменить венгерский рынок топлива и стали развивать нефтехимическую отрасль.

Я очень гордился, когда мы разработали новую концепцию коммерческой деятельности. Множество небольших проектов, которые заставляют испытывать гордость.

– Я недавно узнала, что MOL Group собирается открыть новый головной офис. Можете это прокомментировать?

– Да, но это не новый проект. Я работаю в MOL Group 20 лет, и открытие нового головного офиса всегда было необходимостью. Я считаю, что сейчас этот проект особенно важен, потому что в рамках развития корпоративной культуры он позволяет увидеть будущее компании, в отличие от того, как было раньше. И это всё благодаря развитию тех направлений, про которые мы с Вами говорили, и работе с клиентами. Это отражается в наших офисах, и в том, как мы их используем. Для нового подхода к работе нам нужно новое здание. Это позволит полностью перестроить подход к совместной работе – отличный от того, что есть сейчас.

Приведу пример: в новом офисе у руководителей не будет своих кабинетов и столов. Они будут передвигаться вместе со своей командой и проектом. Ко всему прочему здание очень экологичное. При его строительстве используются экологичные технологии, какими мы сейчас обладаем.

– В своей стратегии Вы говорите, что хотите эффективно управлять собственными активами. Но Вы сами говорили, что Дунайский НПЗ достаточно старый. Как компания собирается его обновлять, модернизировать?

– Когда я говорил, что некоторым частям нашего НПЗ уже 50, 40, 30 лет, я не говорил о том, что НПЗ старый, что на нём используются старые процессы или старые активы. Он хорошо оборудован, мы уделяем ему много внимания, так как хотим максимально использовать технологический потенциал своих НПЗ. Это наша главная цель. Мы тратим много денег на обслуживание своих заводов, ежегодно это порядка 400 млн долларов.

– Сейчас существует тенденция перехода к НПЗ 4.0. Можете так назвать свой Дунайский НПЗ?

– И на НПЗ в Братиславе, и на Дунайском НПЗ достаточно пилотных проектов и технологий, помогающих внедрить цифровизацию в производство. Поэтому оба НПЗ можно причислить к НПЗ 4.0

– Какой совет Вы дадите молодым людям при выборе карьеры, чтобы они могли получать удовольствие от своей работы?

– Скорее всего, я не скажу ничего особо нового. Исходя из моего опыта, нет ничего плохого в выборе стабильной и развивающейся компании, но корпоративная культура и команда очень важны. Если вы можете выбрать компанию с прогрессивной открытой и мотивирующей корпоративной культурой, я считаю это лучшим местом работы, даже если зарплата будет ниже. Такая работа даёт больше мотивации и больший толчок к развитию.

– Я уверена, что карьера меняет характер. Какие уроки Вы усвоили и как они изменили ваш образ мыслей?

– Я не думаю, что мой характер и ценности сильно изменились за эти 35 лет. В начале своей карьеры я был более открытым, более гибким, очень хотел учиться и развиваться, и я всегда хотел превосходить ожидания, даже невысказанные. Спустя два года я понял, что это обременительно: ожидания не всегда понятны, не всегда позволяют использовать новые возможности. Я спрашивал себя, оправдываю ли я ожидания. И решил больше не пытаться их оправдывать, а вместо этого действовать свободно и поступать так, как самому кажется правильным. Использовать все возможности оказалось более продуктивным. Наверное, это было самым большим шагом для меня – начать работать самостоятельно. И это ещё один мой совет молодым людям: когда выбираете место работы, идите туда, где свобода действий не только разрешается, но и поощряется, потому что именно в таких условиях вы сможете по-настоящему работать без оглядки на краткосрочные ожидания.

– На одном из наших конгрессов, AUTOMA, мы запустили новый формат – приглашаем стартапы, чтобы они представили новые технологии. Что Вы думаете по этому поводу? Интересно ли это лично для Вас – ознакомиться с новыми стартапами, технологиями, которые они разрабатывают?

– Определённо да. Я не упоминал этого, но в рамках развития корпоративной культуры мы также создаем фонд венчурных инвестиций, чтобы поддерживать развитие различных стартапов, особенно в интересующих нас областях – в сегменте downstream и в клиентском сервисе. Для меня это тоже новый образ мышления, потому что мы теперь не пытаемся сделать всё сами, а полагаемся на такие стартапы. Они работают иначе, у них другая корпоративная культура, и иногда они работают быстрее и продуктивнее нас.

– Как Вы считаете, искусственный интеллект может полностью заменить живую рабочую силу?

– Нет, я так не думаю.

– Тогда на сколько процентов?

– Тут речь не о процентах. Я думаю, ИИ – очень полезный инструмент, который позволит снять большую часть текущей работы с людей, – может, даже больше половины. Но я уверен, люди найдут себе другое занятие, так что ИИ не заменит рабочую силу, а просто перераспределит рабочую нагрузку.

– Какому событию в нефтегазовой отрасли нет равных?

– Думаю, это изобретение двигателя внутреннего сгорания, потому что именно он породил спрос и потребление наших продуктов. Сейчас мы наблюдаем ещё одно похожее событие, которое ни с чем не сравнится – изобретение новых двигателей, новых альтернативных технологий. Возможно, лет через 50 люди будут говорить, что именно этим событиям нет равных. ■

Нефтяные ладьи

Танкерный флот остаётся главным средством транспортировки нефтяных грузов на дальние расстояния*

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

Крупнейшие компании – владельцы нефтяных танкеров – обеспечивают львиную долю мировой торговли нефтью. Эти суда ежегодно перевозят сотни миллиардов баррелей.
Что же представляет собой сегодня мировой рынок танкерных перевозок? В первой части данной статьи была освещена история создания танкерного флота, проанализирован его возрастной состав, рассмотрена эволюция системы формирования тарифов на танкерные перевозки.

Крупнейшие танкеры

До 1956 г. танкеры были спроектированы так, чтобы они могли проходить через Суэцкий канал. Это ограничение по размеру стало намного менее приоритетным после закрытия канала во время Суэцкого кризиса 1956 г. Будучи вынужденными везти нефть вокруг мыса Доброй Надежды, судовладельцы поняли, что более крупные танкеры являются ключом к эффективной транспортировке. В то время как типичный танкер Т2 эпохи Второй мировой войны имел длину 162 м и грузоподъёмность 16500 т, у сверхкрупных танкеров (ULCC), построенных в 1970-х, длина была более 400 м, грузоподъёмность 500 тыс. двт.

Несколько факторов способствовали этому росту. Военные действия на Ближнем Востоке, которые прервали движение через Суэцкий канал, способствовали национализации ближневосточных нефтеперерабатывающих заводов. Жёсткая конкуренция среди судовладельцев тоже сыграла свою роль. Но помимо этих соображений есть простое экономическое преимущество: чем больше нефтяной танкер, тем дешевле он может перевозить нефть и тем лучше помогает удовлетворять растущий спрос на неё.

В 1955 г. крупнейшим в мире танкером был Spyros Niarchos дедвейтом 47500 двт, спущенный на воду в том же году компанией Vickers Armstrongs Shipbuilders Ltd в Англии для греческого миллиардера Ставроса Ниархоса. В 1958 г. американский судовой магнат Даниэль К. Людвиг установил рекорд, превысив планку в 100 тыс. двт. Его Universe Apollo имел дедвейт 104500 т, что на 23% больше, чем у предыдущего рекордсмена, Universe Leader, который также принадлежал Людвигу.

Крупнейший в мире супертанкер Knock Nevis дедвейтом 564763 двт был построен на верфи японской компании Oppama в Йокосуке компанией Sumitomo Heavy Industries (SHI). Это судно длиной 458,45 м имело 46 танков, 31541 м^2 палубы. При полной загрузке оно не могло проходить

* Продолжение. Начало в № 3–4 за 2019 г.

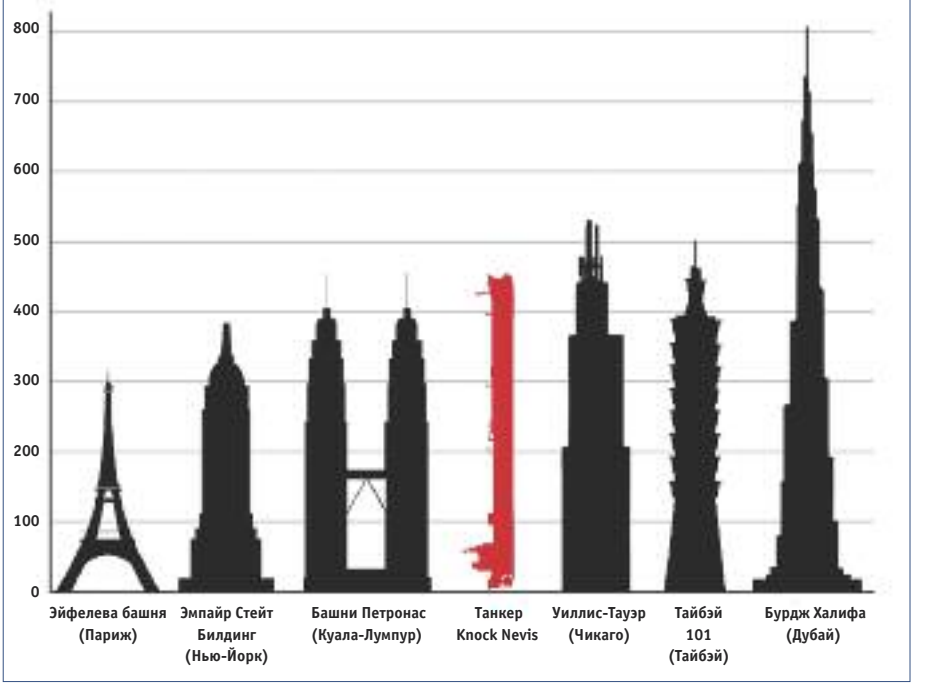
Английский канал (пролив Ла-Манш), не говоря уже о более узких и мелководных Суэцком или Панамском каналах. Тормозной путь гиганта составлял 10,2 км, а диаметр разворота превышал 3,7 км. Его осадка 24,6 м – это, для сравнения, больше, чем высота стандартного 7-этажного жилого дома. Судно имело ширину 68,8 м (чтобы представить лучше – это примерно ширина футбольного поля). На верхней палубе корабля могли бы разместиться пять футбольных полей.

Этот танкер начали строить в 1979 г. по заказу богатого греческого судовладельца, который и дал ему первое имя – Seawise Giant. Но судовладелец в результате банкротства собственной судоходной компании не смог выкупить заказанный танкер. Судно приобрел и профинансировал его достройку гонконгский магнат Чао Ю. Тунг. Именно Тунг настоял, чтобы дедвейт танкера был увеличен с 480000 до 564763 т (658362 м^3, или 4,1 млн баррелей нефти), в результате чего и появилось крупнейшее в мире судно. Долгое время оно не имело названия и именовалось по строительному номеру своего корпуса – № 1016. Танкер вступил в строй в 1981 г. и сначала перевозил нефть с месторождений Мексиканского залива. Затем его перенаправили на перевозки сырья из Ирана.

В 1986 г., во время ирано-иракской войны, танкер атаковали самолёты ВВС Ирака. Иракский истребитель выпустил по уникальному танкеру, который тогда находился в Ормузском проливе, противокорабельную ракету. Танкер получил значительные повреждения, потерял всю нефть. На судне вспыхнул пожар, и экипаж оставил его, погибло три человека. Танкер сел на мель недалеко от иранского островка Ларак и был объявлен затонувшим. В августе 1988 г. его поднял и отбуксировал на ремонт в док Сингапура новый владелец, американская компания Norman International. Сингапурские судоремонтники заменили 3,7 тыс. т покорёженной стали. Скорее всего, компания купила и отремонтировала танкер главным образом из соображений престижа. Ремонтируемый корабль переименовали в Happy Giant.

К 1991 г. он вновь поменял хозяина и имя – ещё до окончания ремонта его купила (за 39 млн долларов) норвежская Jahare Wallem и переименовала в Jahre Viking. В 2004 г. супертанкер приобрела норвежская компания First Olsen Tankers, дав ему имя в Knock Nevis, и поставила его на прикол в качестве плавучего нефтехранилища на нефтяном месторождении Аш-Шахин у побережья Катара в Персидском заливе. В конце 2009 г. очередной его владелец, корпорация Amber Development, переименовав танкер в Mount («Гора»), отправила его в последнее путешествие на «кладбище кораблей» (или, как ещё называют это угрюмое место, «Берег мертвецов») у города Аланг, на побережье индийского штата Гуджарат. В 2010 г. он был принудительно выброшен на мель и распилен на металлолом. Так и закончилась история самого крупного нефтяного танкера (и вообще, крупнейшего морского судна) на планете. Полное водоизмещение загруженного нефтью гиганта после его реконструкции достигало 825 тыс. 614 т, что наряду с размерами, без сомнения, делало его самым большим судном, когда-либо ходившим по морям Земли. Он соперничал по размеру с некоторыми из самых высоких зданий мира (см. рис. 1).

Рис. 1. Размеры супертанкера Knock Nevis в сравнении с крупнейшими зданиями мира, м



Ещё шесть ныне списанных танкеров класса ULCC превзошли отметку 500 тыс. двт:

Battilus – 553662 двт, 1976–1985 гг.;

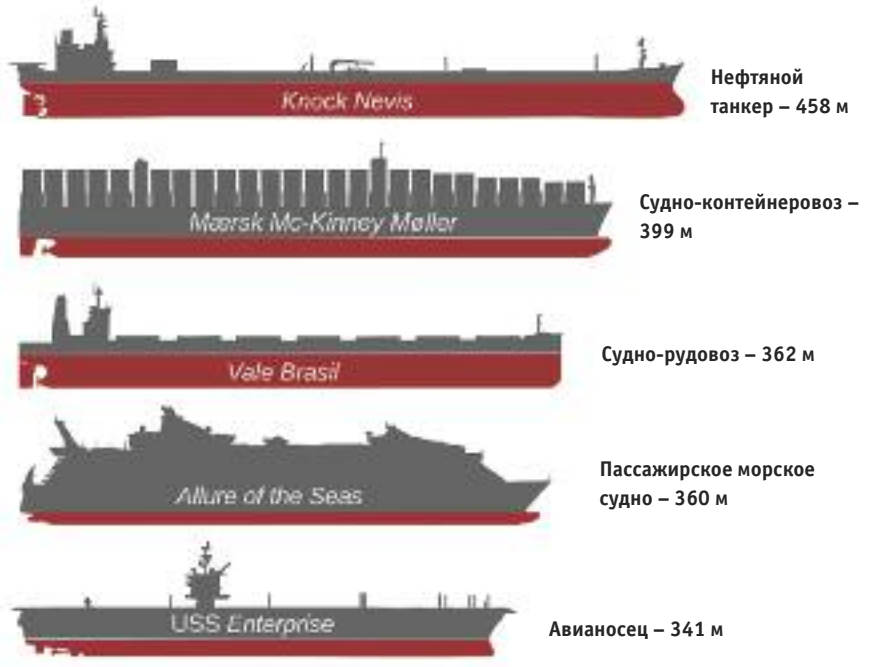
Bellamya – 553662 двт, 1976–1986 гг.;

Pierre Guillaumat – 555051 двт, 1977–1983 гг.;

Esso Atlantic – 516000 двт, 1977–2002 гг.;

Esso Pacific – 516000 двт, 1977–2002 гг.;

Рис. 2. Крупнейшие танкеры мира



Prairial – 554974 двт, 1979–2003 гг. (см. рис. 2).

Крупнейшие нефтяные танкеры, находящиеся в эксплуатации в настоящее время, – это суда класса TI: TI Europe и её родственники – TI Africa, TI Oceania и TI Asia. Они были построены в 2002–2003 гг. для греческой судоходной корпорации Hellespont. В 2004 г. она продала эти корабли группе зарубежных судовладельцев. Каждый из данных кораблей имеет дедвейт более 441500 двт, длину 380 м и грузоподъёмность 3166353 баррелей (503409900 л). Это были первые ULCC с двойным корпусом (см. ниже). Чтобы отличить их от меньших по размерам ULCC, этим кораблям иногда присваивают обозначение V-Plus.

В 2017 г. в китайском Циндао был построен и спущен на воду танкер-рудовоз, который считается одним из самых крупных в мире (после танкеров класса TI). Он сразу же получил название «морской гигант». Высота судна (30,4 м) соответствует высоте типичного 10-этажного здания. Длина его составляет 362 м, водоизмещение – 400 тыс. двт, а максимальная скорость – 14,5 узла. Китайцы планируют построить около 30 таких кораблей.

Крупнейшие судовладельцы

До 1970 годов крупнейшими в мире владельцами нефтяных танкеров были так называемые семь сестёр, то есть ведущие международные нефтегазовые корпорации. Например, флот British Petroleum по грузоподъёмности вдвое превышал флот Советского Союза в период его расцвета – в 1970-е. Затем нефтяные гиганты постепенно сокращали свой флот, особенно после принятия в 1990 г. Соединёнными Штатами Закона о загрязнении нефтью (Oil Pollution Act), предусматривающего значительное повышение материальной ответственности за разливы.

В результате сегодня крупнейшими владельцами нефтяных танкеров являются специализированные судоходные компании, прежде всего Национальная иранская танкерная компания (NITC), японская MOL Tankship Management, Национальная судоходная компания Саудовской Аравии и ряд других. Компании, входящие в первую десятку, контролируют в сумме свыше 19% глобального танкерного тоннажа (или 121,8 млн т дедвейта по состоянию на начало 2017 г.) (см. табл. 1).

Несколько особняком стоят компании «Совкомфлот» и BP Shipping Co., которые также являются крупными игроками мирового танкерного рынка, но занимают там собственные ниши.

«Совкомфлот» (SCF) – это ведущая российская судоходная компания, входящая в пятёрку крупнейших танкерных корпораций мира. Компания располагает одним из самых молодых танкерных флотов в мире: средний возраст её судов – 6,3 года. Все её танкеры имеют двойной корпус. Флот SCF насчитывает 145 различных судов (включая зафрахтованные) общим дедвейтом 12484, 3 тыс. т, в том числе 45 собственных нефтяных танкеров суммарным дедвейтом 4,36 млн т (в том числе 19 Afromax, 15 Suezmax и два VLCC).

Британская BP, в отличие от большинства прочих крупнейших нефтегазовых компаний западного мира, по-прежнему управляет весьма значительным парком танкеров под собственным флагом (4,1 млн двт плюс 2,33 млн двт заказанных нефтеналивных судов). Размеры действующих танкеров варьируются от VLCC до нефтепродуктовых танкеров класса MR. В настоящее время под управлением BP находятся

Табл. 1. Крупнейшие нефтетанкерные компании по дедвейту на начало 2018 г.

Название компании/группы	Штаб-квартира	Кол-во контролируемых нефтяных танкеров				Суммарный дедвейт нефтяных танкеров, млн двт
		Всего	VLCC*	Aframax	Suezmax	
National Iranian Tanker Company (NITC)	Тегеран	26	16	5	5	13,8
Mitsui O.S.K. Lines (MOL)	Токио	45	40	5	0	13,1
National Shipping Company of Saudi Arabia (NSCSA/ Bahri)	Эр-Рияд	45	36	1	0	11,6
Overseas Shipholding Group (OSG)	Тампа (Флорида)	85	20	20	0	11,2
Frontline	Осло	73	39	14	20	10,4
Euronav	Антверпен	53	29 (1)	0	18	9,4
Tanker Pacific Management (TPM)	Сингапур	64	13	20	9	9,2
Kristen Navigation (Angelicoussis Shipping Group)	Афины	34	23	6	5	8,3
Teekay	Гамильтон (Бермуды)	47	4	22	21	8,2
Malaysia International Shipping Corp (MISC)/AET	Куала-Лумпур	48	10	32	4	6,5

* Включая танкеры класса V-Plus и ULCC.

Источник: составлено автором на базе ряда первоисточников.

Табл. 2. Нефтяной танкерный флот стран ОПЕК в 2012–2016 гг.

Страна	2012 г.		2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.	
	Количество судов	Дедвейт	Количество судов	Дедвейт	Количество судов	Дедвейт	Количество судов	Дедвейт	Количество судов	Дедвейт
Алжир	1	160	1	160	1	160	1	160	1	160
Ангола	31	2363	31	2363	27	2498	27	2498	26	2085
Эквадор	14	957	18	1231	20	1457	9	638	9	638
Габон	1	0,4	1	0,4	1	0,4	1	0,4	1	0,4
Иран	47	10994	47	10994	46	10982	46	10982	46	10982
Ирак	4	53	4	50	4	53	4	53	4	53
Кувейт	21	3404	19	3547	26	4825	26	4825	25	4703
Ливия	5	548	5	548	5	548	5	548	5	548
Нигерия	2	409	2	409	2	409	2	409	–	–
Катар	6	528	6	528	5	397	5	397	5	397
Саудовская Аравия	20	5051	23	6004	23	6004	23	6004	23	6004
ОАЭ	13	660	13	660	19	1139	19	1139	19	1139
Венесуэла	19	1452	22	2066	26	3346	26	3346	26	3346
ОПЕК, всего	***184***	***26579***	***192***	***28560***	***205***	***31819***	***194***	***31000***	***191***	***30057***
Мир, всего	**4734**	**453168**	**4912**	**472169**	**5153**	**482975**	**5359**	**499922**	**5607**	**527651**
Доля ОПЕК, %		***5,9***		***6,0***		***6,6***		***6,2***		***5,7***

Источник: Annual Statistical Bulletin 2017. – Vienna: OPEC, 2017, p. 80.

пять VLCC, 16 Afromax, 12 MR и пять судов класса Handysize. Недавно британский нефтяной гигант диверсифицировал свой морской флот, пополнив его газовозами.

BP сейчас активно обновляет танкерный флот, она заказала четыре танкера Suezmax, 10 Afromax, девять MR и пять Handysize.

ОПЕК vs Китай

Что касается распределения нефтяных танкеров по странам, то, по данным IHS Markit, по состоянию на начало 2018 г. почти 30% всех танкеров (по тоннажу) принадлежало Греции.

Танкерный флот стран ОПЕК не слишком велик – 191 танкер с общим тоннажем более 30 млн двт на начало 2017 г. (см. табл. 2). На эти танкеры, по данным Секретариата ОПЕК, в 2014 г. приходилось почти 6,6% мирового дедвейта нефтяных танкеров.

Сегодня много говорят о растущем спросе на нефть со стороны Китая. Поэтому неудивительно, что китайские компании владеют приблизительно 70 очень крупными танкерами класса VLCC (всего в мире их 633 единицы). Кроме того, ими заказано около 27 новых танкеров, что составляет около трети нынешнего мирового портфеля заказов. Но этого недостаточно для Поднебесной. В июне China Shipping Tanker Co. объявила о планах построить до четырёх новых VLCC, а в начале этого года частная группа Landbridge, базирующаяся в Шаньдуне, заказала три новых VLCC.

Последние оценки показывают, что 50–60% импортируемой в КНР нефти в настоящее время перевозится китайскими

танкерами. Тем не менее, несмотря на быстрый рост, это по-прежнему не так много, как в Японии, которая перевозит почти 90% своего импорта нефти в объёме более 3 млн барр./сут на танкерах, принадлежащих японскому государству. До тех пор пока китайские корпорации не построят или не купят больше нефтеналивных судов, оставшаяся часть импорта будет перевозиться иностранными танкерами, зафрахтованными на открытом рынке.

В отчёте компании Poten & Partners (апрель 2018 г.) подсчитано, что в 2013 г. спрос на «спотовые» танкеры в Китае был равен полной загрузке 150 очень крупных танкеров, или 23% мирового парка VLCC, по сравнению с 66 такими танкерами в 2009 г.

Крупнейшим в мире спот-фрахтователем VLCC является торговая группа Unipec. На данный момент ей и другим китайским государственным фрахтовщикам, таким как Blue Light (Sinochem) и Glasford (PetroChina), по-прежнему приходится арендовать суда на спотовом рынке. Но китайское правительство хочет, чтобы по мере роста внутреннего флота супертанкеров объём фрахта становился всё меньше и меньше, отмечает Ральф Лещински, глава сингапурского исследовательского отделения итальянского судового брокера Bancosta. *«Ясно, что в будущем большая часть китайского импорта нефти будет перевозиться на принадлежащих КНР судах»*, – считает он.

Пекину не нравится волатильность спотового рынка. Например, фрахтовые ставки VLCC на маршруте из Персидского залива в Китай 13 августа 2017 г. составляли

более 11,40 долл./т по сравнению с чуть менее 10 долл./т неделей раньше.

В августе 2018 г. было объявлено о создании компаниями China Merchants Energy Shipping и Sinotrans & CSC нового совместного предприятия по транспортировке нефти стоимостью 1,1 млрд долларов. Цель данного СП – формирование одного из крупнейших в мире танкерных флотов. По некоторым оценкам, новое предприятие войдёт в тройку крупнейших операторов VLCC в мире.

Учитывая инвестиции Китая в строительство и покупку VLCC, нетрудно догадаться, кто будет проигравшим в данной гонке. *«Это, безусловно, плохая новость для авторитетных независимых владельцев, таких как японцы (MOL или NYK) и греки (например, Anagel), так как им придётся бороться за сокращающиеся объёмы импорта из стран ОЭСР. При этом рынок танкерных перевозок уже страдает от чрезмерных мощностей и очень низкой отдачи для судовладельцев»*, – полагает Лещински. По его словам, данный прогноз может не сбыться только в том случае, если нефтяная промышленность Китая откроется так же, как и его угольная, энергетическая или сталелитейная отрасли, которые *«менее регулируемы и более открыты для частного сектора»*.

Государственная национальная иранская танкерная компания (NITC) также рассматривает варианты размещения заказов новых VLCC для обновления своего флота. *«Цена на новое судно самая низкая, следовательно, наступило наилучшее время для обновления флота»*, – заявлял в 2017 г. управляющий директор NITC Сайрус Кианерси.

NITC является одной из крупнейших в мире танкерных компаний, её флот включает 65 нефтяных танкеров и газовозов суммарным дедвейтом 15,5 млн двт. До введения санкций 20% бизнеса NITC приходилось на перевозку иранских грузов, а 80% – на международные перевозки. По словам С. Кианерси, компания планирует расширять деятельность в сфере поставок сжиженного газа и продуктов нефтехимии.

Удобный флаг и регистрация

Во избежание ненужных государственных формальностей и налогов большинство нефтяных танкеров регистрируются под флагом, который отличается от флага страны владения (или, другими словами, под удобным флагом, или сокращённо УФ).

Термин «удобный флаг» используется с 1950-х. Реестр, который не требует сведений о гражданстве или месте жительства для регистрации судна, часто называют открытым. Панама, например, предлагает более простую регистрацию (часто онлайн) и возможности использовать более дешёвую рабочую силу. Кроме того, зарубежные судовладельцы не платят здесь подоходного налога.

Открытые реестры постоянно подвергались критике, в основном со стороны профсоюзных организаций, базирующихся в развитых странах, особенно в Европе. Один из критических аргументов состоит в том, что УФ позволяет судовладельцам быть юридически анонимными. Они могут также выбрать юрисдикцию с такими правилами измерения тоннажа, которые уменьшают сертифицированный размер танкера, чтобы сократить последующие портовые сборы.

Тремя ведущими флагами регистрации являются сегодня флаги Панамы, Маршалловых Островов и Либерии. В последние годы Маршалловы Острова продолжали увеличивать свою рыночную долю и по состоянию на январь 2018 г. стали вторым по величине регистром в мире. Четвёртый и пятый по величине реестры – это Гонконг (Китай) и Сингапур.

Почти 24% мирового тоннажа сухогрузов зарегистрировано в Панаме, 17% флота нефтегазовых танкеров – на Маршалловых островах (включая многие танкеры, принадлежащие Греции), 27% флота паромных и пассажирских судов – на Багамах и 16% контейнеровозов – в Либерии.

Статистика Центрального разведывательного управления США насчитывает 4295 танкеров дедвейтом 1 тыс. т и более. Панама является крупнейшим в мире государством УФ для нефтяных танкеров, в её реестре 528 судов. В некоторых других государствах, предоставивших свой флаг, имеется более 200 зарегистрированных нефтяных танкеров – в Либерии – 464, Сингапуре – 355, Китае – 252, на Маршалловых Островах – 234, Багамских островах – 209. Для сравнения, в США и Великобритании зарегистрировано только 59 и 27 нефтяных танкеров соответственно.

Танкеры с удобными флагами были виновниками некоторых крупных разливов нефти (например, аварии танкеров Erika под мальтийским флагом, Prestage под багамским флагом и работавших под либерийским флагом – Torrey Canyon, Amoco Cadiz и Sea Empress).

Экономические аспекты

Стоимость перевозки нефти танкерами обычно довольно низка. Транспортировка сырья по трубопроводам, железным дорогам, не говоря уже о перевозке в автомобильных цистернах, обходится дороже.

Средняя стоимость транспортировки нефти танкерами составляет всего 2–3 цента за 1 галлон (3,785 л). Так, по оценке Управления энергетической информации Министерства энергетики США (EIA), стоимость перевозки нефти в Соединённых Штатах и омывающих их водах в 2017 г. была следующей (за тонно-милю): автотранспортом – 4,87 цента, по железной дороге – 0,83 цента, по трубопроводу – 0,32 цента, танкерами – 0,12 цента. Следует, однако, учитывать, что для 2017 г. было характерно подавленное состояние танкерного рынка и цифры в части расходов на транспортировку нефти морем могут оказаться непоказательными.

И всё же по причине высоких фрахтовых ставок, характерных для периода до 2016 г., транспортировка нефти морем бывала довольно дорогой. В частности, вынужденный переход на маршрут вокруг Африки привёл к росту грузоподъёмности танкеров сначала до 100 тыс. т, затем до 250 тыс. т и, наконец, свыше 500 тыс. т (см. выше). Выросла и стоимость перевозки – были периоды, когда один рейс танкера вокруг Африки компенсировал все затраты на его постройку. Вообще же в условиях усреднённой (обычной) рыночной конъюнктуры средства, вложенные в строительство танкера, окупаются в течение 10–12 лет.

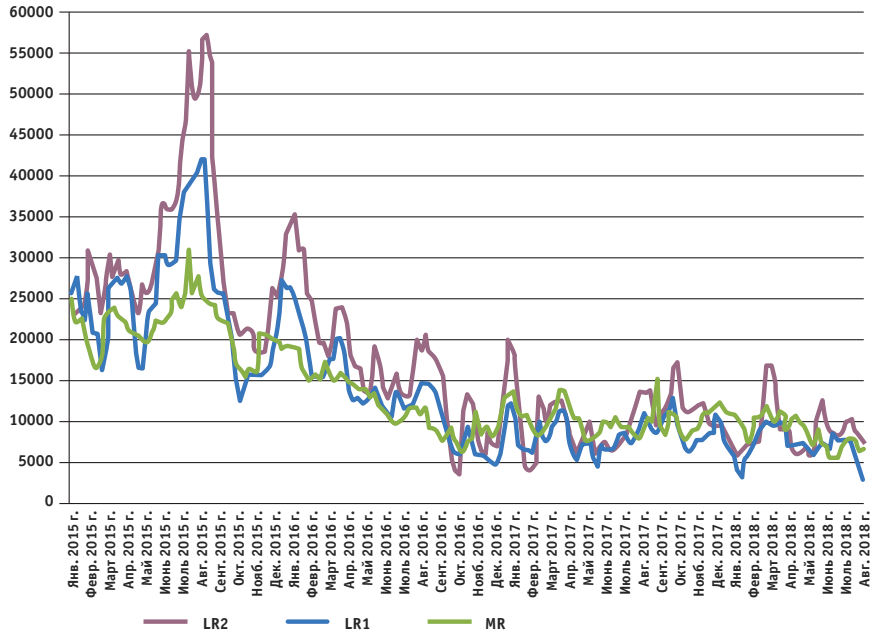
Как бы то ни было, расходы на перевозку нефти танкерами представлены затратами на фрахт нефтеналивных судов. При этом фрахтовые ставки по тайм-чартеру в конце 2017 г. варьировались от 13 тыс.

Табл. 3. Оценка спотовых суточных ставок на фрахтование нефтяных танкеров по тайм-чартеру на период от одного года до пяти лет, тыс. долл./сут на декабрь 2017 г.

Класс танкера	1 год	2 года	3 года	5 лет
HANDY (40 тыс. двт)	13000	13000	13750	13200
MR IMO3	14000	14000	14250	14250
LR1	14500	13500	14000	14000
LR2 (115 тыс. двт)	19000	18750	18000	18000
AFRA (115 тыс. двт)	18500	18250	17500	17000
SUEZ	26000	25000	23500	23500
VLCC	32500	31500	31000	33000

Источник: Frontline.

Рис. 3. Фрахтовые ставки для нефтяных танкеров классов LR и MR в 2015–2018 гг., долл./сут



Источник: https://www.bimco.org/news/market_analysis/2018/20180830-tanker

долл./сут для танкеров класса Handysize до 33 тыс. долл./сут для VLCC (см. табл. 3). А это ни много ни мало, как 4,75–12,1 млн долларов в год.

Спотовые ставки для VLCC упали до 13–14 тыс. долл./сут, что намного ниже уровня безубыточности, рассчитанного компанией Frontline и составляющего 21600 долл./сут. Ставки для меньших судов класса Suezmax также ниже уровня безубыточности, поскольку предложение новых судов переросло рост мирового спроса на нефть. *«Мы не склонны прогнозировать укрепление рынка в краткосрочной перспективе, хотя нынешняя слабость вызывает удивление»*, – написал в комментариях агентству Reuters генеральный директор Frontline Роберт Хвиде Маклеод.

«Мы наблюдаем увеличение объёмов списания с двух VLCC в 2016 г. до 11 в 2017 г. Мы считаем, что в связи со слабым танкерным рынком и высокими ценами на металлолом эта тенденция будет ускоряться», – сказал Маклеод.

Балтийский и международный морской совет (BIMCO) назвал 2018 г. *«абсолютно ужасным»* для владельцев нефтяных танкеров. Почти все крупные танкерные компании мира сообщили об убытках в первой половине года. Например, совокупный чистый убыток Teekay составил около 48 млн долл., Euronav – 51,6 млн, Torm – 7,5 млн, Team Tankers – 2,9 млн, DHT Holdings – 37,4 млн, International Seaways – 48,11 млн, Hafnia Tankers – 12,03 млн, российского «Совкомфлота» – 57,8 млн долларов. Ставки для танкеров класса VLCC в первой половине 2018 г. были минимальными и составляли в среднем немногим более 6 тыс. долл./сут, при этом Suezmax ежесуточно «зарабатывал» в среднем 10908 долл., а Aframax – 9614 долларов. Большая часть 2017 г. была в этом плане похожа (см. рис. 3).

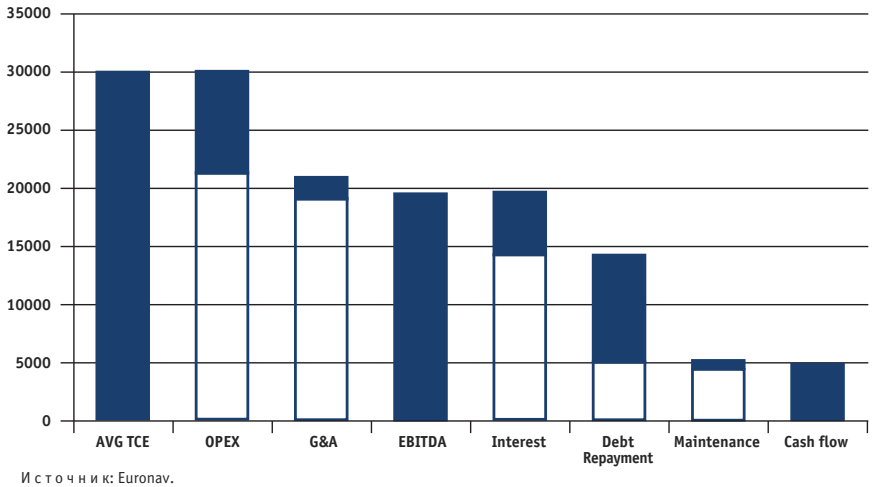
В 2018 г. средняя цена нового танкера продолжила тенденцию к росту и увеличилась с апреля 2017 г. на 5%. Это было обусловлено возросшим спросом, меньшим числом верфей, привлекающих заказы, и значительным повышением цен на сырьё, что поставило под сомнение прибыльность рынка.

Цена контракта на строительство нового танкера зависит от ряда факторов, таких как базовая цена на энергию, сталь, затраты на рабочую силу и доступность финансирования. Относительный спрос на контрактный новый тоннаж также играет роль, он может удлинить или сократить время ожидания доставки и повлиять на цену. За последние десять лет стоимость нового VLCC варьировалась от 80 до 160 млн долларов.

Цена на нефтяной танкер сильно варьируется прежде всего в зависимости от его класса. Так, средняя цена нового VLCC сейчас составляет около 97 млн долларов, нефтяного судна класса Suezmax – 65 млн, Aframax – 55 млн долларов.

Коммерческий срок службы нефтяного танкера исторически составлял 25 лет, хотя в последнее время он сократился до 20 лет. Различные танкерные компании работают в соответствии с собственной политикой амортизации активов, продолжительность которой варьируется от 18 до 25 лет, в частности в Euronav первоначальная стоимость судна в течение 20 лет снижается до нуля.

Рис. 4. Типичные ставки фрахта, расходы и прибыль для старого танкера класса VLCC в 2017 г., долл./сут



Источник: Euronav.

Что касается ставки фрахта, то уровень безубыточности для VLCC составляет от 20 до 35 тыс. долл./сут в зависимости от уровня процентов по кредитам, фиксированных операционных расходов и износа (или амортизации) и расходов на приобретение судна (см. рис. 4).

(Окончание следует)

Сесть на трубу, ценой не подавиться

Превратив себя в пешку на Великой шахматной доске мировой политики, Украина теперь настойчиво напрашивается на роль спички в Большой газовой войне

Константин СЕРГЕЕВ

Чем ближе сроки ввода в эксплуатацию газопроводов «Северный поток – 2» и «Турецкий поток», тем трогательнее выглядит забота Запада о «полной энергетической независимости» Украины. При этом каждая из заинтересованных сторон – Евросоюз и США – вкладывает в это понятие свой особый смысл.

Момент истины

С одной стороны, начало поставок по обоим новым «потокам» гарантирует удовлетворение растущего спроса европейских потребителей на относительно дешёвое «голубое топливо», которое они не могут получить из-за океана. С другой стороны, использование прямых маршрутов сводит к нулю риски непредсказуемого поведения страны-транзитёра, чем Украина отличается с момента обретения формальной независимости.

Кстати, напоследок Украина вполне может пережить короткий ренессанс своего газового транзита или, по крайней мере, вплотную приблизиться к рекордным показателям 2017 г. (см. рис. 1).

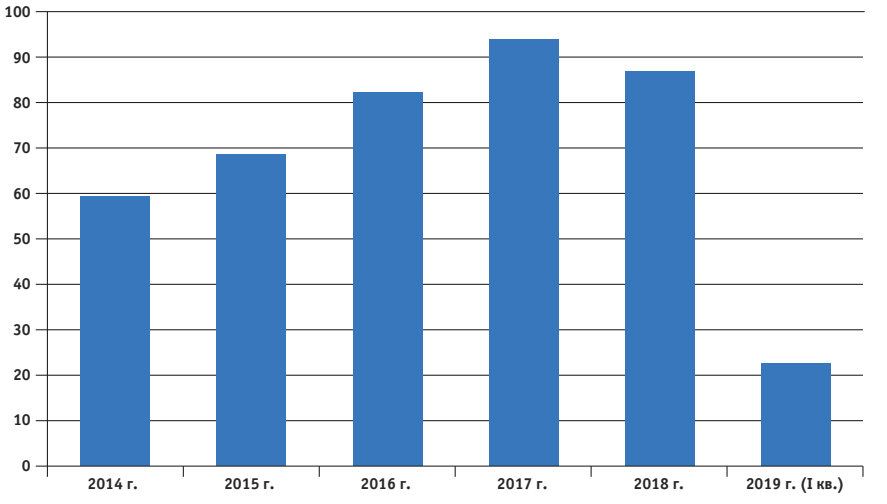
Судя по статистике «Укртрансгаза», за январь – март 2019 г. по сравнению с прошлым годом объёмы прокачки через национальную ГТС увеличились на 4,6% (на 915,7 млн м^3). При этом транзит в Европу (за пределы постсоветского пространства) вырос на 5,3%, до 20 млрд 39,9 млн м^3. Таким образом, к концу текущего года Украина имеет шансы перекачать 91,5–92 млрд м^3, получив за это весомую прибавку к своему постоянно худеющему бюджету.

Однако в декабре 2019-го истекает срок действия контракта на транспортировку российского газа, что вызывает у официального Киева неподдельную (и вполне обоснованную) тревогу. По оценкам руководства «Газпрома», после запуска второго «Северного» и «Турецкого» потоков речь может идти о ежегодных поставках через украинскую трубу лишь 10–15 млрд м^3, что категорически не устраивает ни её нынешнего владельца (компанию «Нафтогаз»), ни потенциальных покупателей из числа западных государств. Учитывая же заявления российского Минэнерго о том, что тарифы украинской ГТС в 2–2,5 раза выше, чем при транспортировке российского газа в Европу по другим маршрутам, в перспективе можно ожидать дальнейшего снижения объёмов прокачки через Украину.

Более того, некоторые западные отраслевые эксперты склонны считать декларации российского руководства о возможности сохранения газового транзита через Украину лишь своего рода тактическим манёвром. В частности, специалисты Jamestown Foundation видят в этом желание подстраховаться от различного рода случайностей, которые могут задержать подачу газа по трубам новых «потоков» после 1 января 2020-го. В качестве основных причин реализации подобного сценария называют блокирование проектов Еврокомиссией из-за несоответствия законодательству ЕС в энергетической сфере, а также угрозы санкций США по отношению к компаниям, принимающим участие в совместных с РФ проектах.

Заметим, что, чем менее эффективным оказывается действие всех этих факторов на практике, тем активнее в западных масс-медиа разворачивается информационная кампания, призванная заблаговременно убедить «маленьких» европейцев в том, что ни «Северный поток – 2», ни «Турецкий поток» не будут достроены, следовательно, не начнут функционировать в январе 2020 г. Далее мифологема выстраивается следующим образом: если у России в разгар будущей зимы не окажется альтернативных путей поставки «голубого топлива» в Западную Европу, то от неизбежного замерзания её жителей может спасти только транзит русского газа через Украину или же наращивание закупок СПГ в США. Впрочем, последний тезис усиленно развивают главным образом американские информационные агентства, в то время как европейские склонны больше апеллировать к прагматичности своих читателей, обещая доставку дешёвого трубопроводного газа через «свободную» (с недавних пор) Украину.

Рис. 1. Транзит газа через ГТС Украины в Европу (включая Молдавию), млрд м^3



Источник: ПАО «Укртрансгаз».

Примечательно, что вслед за западными медиа новые российские газотранспортные проекты усиленно пытаются похоронить и официальные представители украинского энергетического сектора. Так, руководство «Нафтогаза», изменив прежнее «твёрдое» мнение о неизбежности запуска «Северного потока – 2», теперь утверждает, что он ни в коем случае не заработает с 1 января 2020 г., и призывает Европу готовиться к очередному газовому кризису, который обязательно устроит коварная Россия.

Секрет столь слаженных действий в информационном пространстве становится очевиден, если подробнее рассмотреть проект контракта на поставку газа после 2020 г., предложенный совместно представителями Украины и Еврокомиссии на январских (2019 г.) переговорах с Россией в Брюсселе. В частности, этот вариант включает:

• обязательную прокачку через украинскую «трубу» не менее 60 млрд м^3 российского газа в год (по схеме «бери или плати») с возможностью увеличения этого объёма ещё на 30 млрд м^3 с оплатой по факту поставок;

• продолжительность контракта – не менее 10 лет с дальнейшей автоматической пролонгацией;

• полное соответствие законодательству ЕС, включая так называемый анбандлинг – обязательное разделение функций поставщика газа и транспортного оператора.

Практически те же условия руководство «Нафтогаза» озвучило и в конце апреля, причём уже в качестве «нового гибкого варианта». России предлагается заключить 10-летнее соглашение на ежегодные поставки через украинскую ГТС 60 млрд м^3 газа, а ещё 30 млрд м^3 трубопроводных мощностей резервировать под газ «других» (?) независимых поставщиков. При этом «Газпром» должен подписать контракт не с «Нафтогазом», а с международным оператором (которого пока нет) и оплатить (по «европейским» ценам) резервирование гарантированных объёмов «трубы», вход и выход из неё, а также прокачку газа по территории Украины.

Таким образом, от России требуется не только обеспечить Европу необходимыми объёмами газа, а бюджет Украины – доходами от его транзита, но и создать условия, при которых управление украинской ГТС стало бы выгодным для западных корпораций. В глазах ЕС и США транзит «голубого топлива» через Украину – слишком ответственное дело, чтобы доверить контроль над ним самим украинцам: не зря тарифную политику официального Киева даже в Евросоюзе называют *«непрозрачной и непредсказуемой»*.

Безусловно, среди европейских компаний найдётся достаточно желающих превратить это дело в выгодный (прежде всего, для себя) бизнес, но... В ожидании твёрдых гарантий достаточной загрузки «трубы» всё пока ограничивается лишь предложениями взять в лизинг отдельные части украинской ГТС, например, для дальнейшей перекачки российского газа во Францию (голландская Gasunie и французская GRTgaz) или в Италию (словацкая Eustream, австрийская OMV и итальянская Snam). Увы, даже пять лет ускоренного бега Украины в Европу так и не привели к образованию международного консорциума, способного обеспечить эффективное управление всей национальной ГТС. Основная причина очевидна: по определению Секретариата Энергетического сообщества ЕС, украинский энергосектор по-прежнему остаётся *«в значительной степени монополизированным, плохо управляемым и глубоко коррумпированным»*.

«Зрада» без «перемоги»

В результате послемайданных реформ «Нафтогаз» из «чёрной дыры бюджета» (по определению Дж. Сороса) превратился в источник его пополнения и своеобразную гарантию выплаты всё возрастающего внешнего долга. Достигнуто это было благодаря фактическому введению внеш-

него управления ключевой энергетической госкомпанией и… методическому ограблению собственного населения путём почти 10-кратного повышения тарифов на газ внутри страны. Однако на этом новым властям Украины остановиться не позволили: самые прибыльные (и потому привлекательные для западных инвесторов) направления деятельности предстояло вычленить из активов «Нафтогаза» для последующей «свободной и прозрачной» приватизации.

Прежде всего, речь шла о компании «Укртрансгаз», контролирующей газовый транзит с её средними ежегодными доходами в 3 млрд долларов. Несмотря на многочисленные обещания превратить эту «дочку» «Нафтогаза» в независимого (от Украины) оператора, официальный Киев даже в 2016 г. пытался сохранить её под управлением Минэкономразвития. Потребовалось вмешательство МВФ, Энергетического сообщества ЕС и ЕБРР, причём только угрозы приостановить финансовую помощь Украине заставили новое «демократическое» руководство страны продолжить выполнение своего обещания. При этом европейские партнёры с разочарованием отмечают, что даже в обновлённом виде (с гражданином Польши во главе совета директоров) основной транзитный оператор Украины остаётся сильно политизированным и малоэффективным.

Между тем, сама «труба» настоятельно требует ремонта и модернизации. Даже чудесное превращение в «прибыльную» компанию не заставило «Нафтогаз» увеличить финансирование технического обслуживания ГТС. По оценкам экспертов Энергетической комиссии ЕС, в настоящее время для полной реконструкции трубопроводной системы Украины требуется порядка 10 млрд евро – суммы, сопоставимой с затратами на сооружение «Северного потока – 2». Вкладывать подобные средства без гарантии самого факта продолжения транзита с января 2020 г. (не говоря уже о практически неизбежном снижении его объёмов) европейские компании не спешат, тем более что между прошедшими президентскими и грядущими парламентскими выборами Украина оказалась в обстановке своеобразной политической невесомости с малопредсказуемыми последствиями для инвестиционного климата.

Замороженным на неопределённое время представляется пока и проект создания отдельной компании по управлению украинскими подземными газовыми хранилищами. На сегодняшний день страна занимает первое место в Европе по их объёмам (31 млрд м^3), опережая даже Германию (22 млрд м^3) и Италию (18,5 млрд м^3). Рождение очередного «независимого» оператора (опять-таки с последующей приватизацией), безусловно, соответствует планам западных компаний. Однако энергичных действий в этой сфере придётся подождать, – по крайней мере, пока новый украинский президент не найдёт общего языка с обновлённым составом Верховной Рады.

Балансы и финансы

Впрочем, по мнению европейских союзников, перед Украиной сейчас стоит гораздо более важная проблема, чем даже взаимоотношения с Россией и перманентный внутриполитический кризис. Это – обеспечение должного баланса между внутренним потреблением природного газа и его собственной добычей, без чего о реальной независимости страны и конкурентоспособности национальной экономики можно и не мечтать.

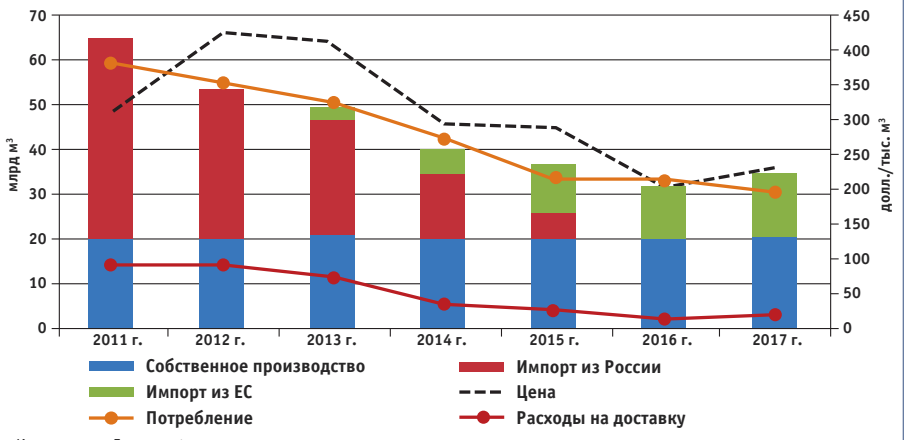
Но и здесь не обходится без мифов. Так, Запад искренне приветствует снижение объёмов потребляемого Украиной газа, традиционно объясняя это более активным внедрением энергосберегающих технологий, использованием альтернативных источников энергии и т. д. При этом истинные причины подобной динамики – фактическая деиндустриализация, разгром и потеря промышленных районов на юго-востоке и обнищание населения – столь же традиционно замалчиваются. Миф № 2 (уже собственно украинского производства), охотно подхваченный западными медиа: Украина с 2015 г. не закупает ни единого кубометра российского газа, получая его недостающие объёмы исключительно из стран Евросоюза, причём весьма дёшево (см. рис. 2).

Однако в последнее время в общем хоре комплиментов «реформированной» украинской энергетике начинают проскальзывать тревожные нотки. Дело в том, что, опустившись до минимума в 2017-м, потребление газа на Украине снова начало расти, причём гораздо более бодрыми темпами, чем его собственная добыча (см. рис. 3).

Стоит напомнить, что эксперты BP оценили доказанные запасы «голубого топлива» в стране в 600 млрд м^3, а постмайданные власти торжественно обещали к 2020 г. довести его производства до 26,7 млрд м^3. При этом особо комфортные условия для ведения ГРР и эксплуатации уже действующих скважин создавались для частных компании. Для них были существенно снижены налоги, предоставлены льготы на получение концессий и т. п.

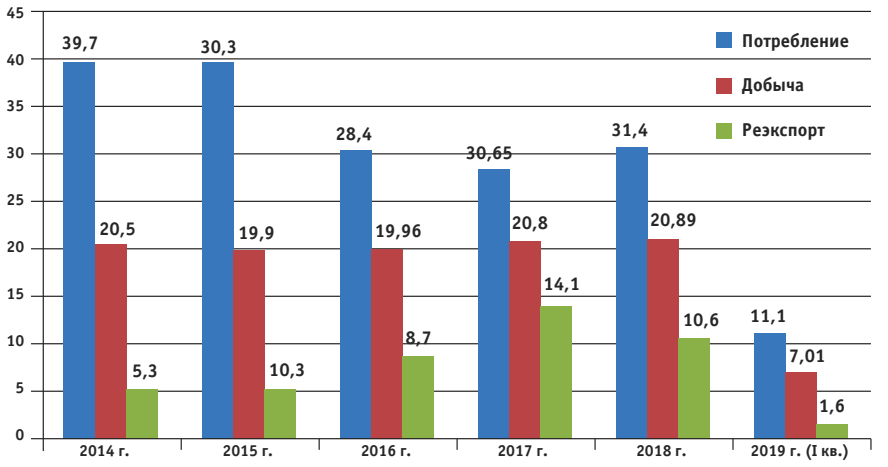
Кстати, частному капиталу (преимущественно западному) это явно пошло на пользу. Если в целом по Украине в прошлом году добыча газа увеличилась на 0,3%, то у частных компаний этот же показатель вырос на 18% (почти на 600 млн м^3)! Однако это оказалось почти незаметной каплей в море – особенно на фоне отчётливого роста потребления газа небытовыми потребителями. Увы, сокращение объёмов использования «голубого топлива» на Украине теперь достигается лишь за счёт населения, придавленного грабительскими тарифами. По итогам 2018 г. украинский Госстат с гордостью сообщил, что потребление газа в бытовом секторе уменьшилось ещё на 5%, до 10,72 млрд м^3. Это означает, что почти 8-процентный рост потребления по стране в целом следует отнести за счёт

Рис. 2. Потребление природного газа на Украине по источникам получения (млрд м^3) и цене (долл./тыс. м^3)



Источник: Energypost.eu

Рис. 3. Сравнительная динамика объёмов потребления и собственной добычи газа Украиной, а также его импорта «из Европы», млрд м³



Источник: ПАО «Укртрансгаз».

остатков недобитой промышленности и полукустарных производств, повышенная энергоэффективность которых представляется весьма сомнительной.

Заметим, что для обеспечения более чем скромных бытовых нужд «маленьких украинцев» вполне хватило бы и половины сравнительно дешёвого газа отечественного производства. Однако «Нафтогаз» предпочитает продавать населению «европейский» газ по европейским же (уже без кавычек) ценам, не забывая при этом и о своей прибыли. Так, если в прошлом году средняя цена российского «голубого топлива» для стран Европы составляла порядка 245,5 долл./тыс. м³, то Украина приобретала его у своих европейских друзей уже по 292 долл./тыс. м³.

В мае 2018 г. «Нафтогаз» импортировал «европейский» газ по цене 7018 гривен (около 250 долларов) за 1 тыс. м³, перепродавая его внутри страны уже по 8550 гривен (305 долларов). Настал апрель 2019 г., и после неожиданно неприятных итогов президентских выборов украинские власти имитировали снижение газовых цен для населения на целых 3,5%, с 8550 до 8247 грн/тыс. м³. Правда, торжественно оповещая об этом, Кабмин и «Нафтогаз» предпочли не упоминать, что с прошлого года гривна успела укрепиться на целых 5% (с 28 до 26,6 за доллар). Это значит, что даже с учётом уменьшения цены в гривнах украинцы в долларовом эквиваленте теперь будут платить за газ больше – уже 310 долл./тыс. м³! Сразу после объявления о подобном «снижении» премьер-министр В. Гройсман публично призвал руководство «Нафтогаза» искать для дорогих его сердцу украинцев «дешёвый газ по всему миру» – ведь вслед за президентскими выборами грядут выборы парламентские.

При понятной предвыборной эмоциональности и кажущемся богатстве вариантов данное заявление не оставляет «Нафтогазу» особо широкого выбора. Газ собственной добычи украинские компании предпочитают продавать не своему населению, а (с наценкой) в Европу. По-настоящему же дешёвый российский газ напрямую «маленьким» украинцам недоступен – предварительно на нём должны заработать многочисленные посредники-«импортёры». В 2017 г. газ на Украину из Европы официально поставляли 58(!), а в 2018-м – 56 компаний, но от этого он не стал менее российским по сути, зато существенно подорожал. К тому же реверсные поставки ограничены техническими возможностями ГТС. Теоретически Украина могла бы получать более 60 млн м³ в сутки (см. табл.).

Табл. Ожидаемые реверсные возможности ГТС Украины, млн м³/сут

Словакия	42,5
Венгрия	17,1
Польша	6,4
Всего	**66**

Источник: «Нафтогаз».

Однако не все эти мощности являются так называемыми непрерывающимися, что ограничивает реальный реверсный потенциал «трубы» по крайней мере вдвое. Как признаёт руководство «Нафтогаза», при отсутствии прямой прокачки «голубого топлива» на Запад Украина не сможет рассчитывать на его устойчивые обратные поставки. К тому же ни Словакия, ни Венгрия не располагают альтернативным российскому источником получения газа.

Кстати, взаимоотношения с Будапештом официальный Киев умудрился дополнительно испортить, приняв откровенно дискриминационные законы по образованию и исключительному статусу украинского языка. Как следствие – Венгрия предпочитает договариваться с «Газпромом» и деятельно готовится к моменту истины – январю 2020 г., – активно заполняя свои обширные ПХГ. Остаётся Польша, которая осенью прошлого года подписала сразу два долгосрочных контракта на поставку американского СПГ. Теперь Варшава искренне заинтересована в поиске возможностей для перепродажи излишков из 4,7 млрд м³ газа, которые стране предстоит ежегодно приобретать за океаном в течение ближайших 20 лет. В планах польской компании PGNiG именно Украина остаётся первым (и пока единственным) потенциальным покупателем уже регазифицированного «голубого топлива» с маркой Made in USA. Таким образом, каждый «маленький украинец» сможет доказать верность идеалам западной демократии, оплачивая как развитие сланцевой революции США, так и содержание СПГ-терминала в польском порту Свиноуйсце.

Итак, Европа хочет подстраховать свой газовый импорт и заодно заработать на украинской «трубе», США жаждут заблокировать российские экспортные проекты и продвинуть свой СПГ ещё дальше на восток континента. Украине же в сложившейся ситуации остаётся лишь оплачивать счета, выставленные западными партнёрами, и мечтать если не о низкой, то хотя бы о доступной цене на газ.

***

Как и следовало ожидать, активные поиски дешёвого «голубого топлива» Украина начала за океаном. Почти всю первую декаду мая глава «Нафтогаза» А. Коболев провёл в США, обсуждая там (в порядке приоритетности) перспективы закупок американского СПГ, меры по противодействию проекту «Северный поток – 2» и возможности сдачи в концессию украинской ГТС. Очевидно, результаты переговоров представляются многообещающими, поскольку Нацбанк Украины уже спрогнозировал очередное повышение цены на газ для населения. Согласно оценкам заместителя главы НБУ Дмитрия Сологуба, рост тарифов минимум на 15% ожидается осенью этого года и ещё на 7% – в 2020 г. Как говорится, без комментариев. ■

Ожидаемые слова и неожиданные дела

События в нефтегазовом комплексе Каспия первой половины текущего года отличала предсказуемость, которой позавидовал бы Дельфийский оракул

Владимир МИШИН

В начале мая 2019 г. истёк срок полугодовой отсрочки, которую Вашингтон предоставил (после введения в ноябре прошлого года тотального эмбарго на энергетическое сотрудничество с Ираном) восьми странам-импортёрам иранской нефти. Почти все импортёры вполне предсказуемо «прогнулись» под антииранские санкции США. Правда в минувшем году Евросоюз пообещал Тегерану «выработать механизмы, способные обеспечить продолжение импорта иранских энергоресурсов», но дальше слов в противостоянии диктату Белого дома Брюссель не пошёл. В результате нефтяной экспорт Ирана рухнул с 3,2 млн баррелей в сутки в 2017 г. до 0,4 млн барр./сут (и менее) в мае 2019-го. Нефть и конденсат Исламской Республики пока продолжают закупать Китай и Индия, но «выбитые» с глобального рынка иранские 2,8 млн барр./сут (140 млн т в год) де-факто стали знаковым событием в нефтяной сфере Каспийского региона в первой половине текущего года. Не столь масштабными, но предсказуемыми событиями в регионе стали возобновление (в апреле 2019 г.) экспорта туркменского газа в Россию, подписание (также в апреле) окончательного инвестиционного решения (ОИР) по освоению месторождения Центрально-Восточное Азери (ЦВА, составляющая блока Азери – Чираг – Гюнешли). И конечно, в разряд предсказуемых вошло «*главное событие нефтегазовой отрасли Каспийского региона 2019 года*» (оценка официального Баку) – очередная, уже XXVI Международная выставка-конференция «Нефть и газ Каспия».

Если забыть о риторике

В нынешнем году в работе форума приняли участие представители около 300 компаний (большинство из Азербайджана) более чем из 30 стран. В Баку «Нефть и газ Каспия» оценивают не иначе как «*место встречи ведущих профессионалов в области нефти, газа и энергетики, где подписываются меморандумы, соглашения и контракты о дальнейшем сотрудничестве*». В 2018 г. к «главному событию» приурочили запуск второй очереди Южно-Кавказского трубопровода (ЮКТ-2), построенного для экспорта газа Фазы-2 проекта Шах-Дениз, ну а в этом году обошлись изящными фразеологизмами. Но если отбросить риторику, то в «сухом остатке» будут лишь несколько традиционных, хотя и обновляемых каждый год показателей по двум базовым СРП республики – АЧГ и Шах-Денизу. Эти проекты, как заявил президент Азербайджана Ильхам Алиев, имеют историческое значение и составляют основную часть национального нефтега-

зового сектора. Плюс к этому было озвучено несколько корректируемых каждый год прогнозов ГНКАР по эволюции «остальных СРП».

Добыча на АЧГ с ноября 1997 г. (начало извлечения сырья на блоке) по 1 мая 2019 г. составила 483 млн т нефти (из них 280 млн т – прибыльная нефть Азербайджана) и 157 млрд м^3 попутного газа (большая часть этих объёмов закачана обратно в пласты для повышения нефтеотдачи). Данные по Шах-Денизу скромнее: с декабря 2006-го по май 2019 г. там добыто 104 млрд м^3 газа и почти 26 млн т конденсата. Ремарки о том, что сырьевые ресурсы АЧГ исчерпаны на 50%, а Шах-Дениза на 10%, предсказуемо остались за текстами речей.

Что касается вклада Азербайджана в обеспечение глобальной энергобезопасности, то, по заявлению первого вице-президента ГНКАР Хошбахта Юсифзаде, с ноября 1997 г. по 1 мая нынешнего года республика суммарно экспортировала 508 млн т нефти и конденсата.

В общем, цифры по суммарной добыче, ежегодно зачитываемые с трибуны форума, конечно, растут, но ситуацию в нефтегазовом комплексе Каспия принципиально не меняют. Во-первых, АЧГ и Шах-Дениз по-прежнему, вот уже четверть века, являются ключевыми углеводородными (и в целом экономическими) проектами Азербайджана.

Во-вторых, добыча на АЧГ, достигнув в 2010 г. пика в 40,6 млн т, с 2011 г. стабильно ушла в минус (итоги 2018 г. – 29 млн т). Поэтому куда более значимым по практическим последствиям событием, нежели упомянутый форум, стало «скромное» подписание в Баку 19 апреля этого года ОИК по проекту освоения месторождения ЦВА. Данный проект обойдётся в 6 млрд долларов.

Напомним, что в сентябре 2017 г. было подписано обновлённое СРП на разработку блока АЧГ, рассчитанное до 2050 г. (извлекаемый потенциал, по версии ГНКАР, – 500 млн т, ожидаемые расходы на реализацию проекта – 43 млрд долларов). И вот спустя полтора года участники «контракта века» предприняли конкретные шаги по стабилизации добычи на блоке. На значительный прирост производства на АЧГ, как следует из планов по освоению ЦВА, рассчитывать особо не приходится. Начало работ на ЦВА – 2019 г., а первые тонны промышленной нефти с месторождения ожидаются в 2023 г. Для этого будет установлена стационарная добывающая платформа и проложены необходимые для её

эксплуатации подводные трубопроводы и иная инфраструктура. Де-факто это означает, что прежние планы по освоению АЧГ, когда предполагалось наклонно-направленными скважинами, пробуренными с минимального количества платформ, дотянуться до самых отдалённых уголков углеводородных пластов, пришлось изрядно корректировать. Теперь, в рамках «контракта века», на шельф Каспия поставят более десятка платформ.

Важно отметить, что к 2023 г. добыча с шести действующих платформ АЧГ, вероятнее всего, упадёт ниже прошлогодних 584 тыс. барр./сут. Поэтому даже пик производства на ЦВА, предполагаемый в объёме 100 тыс. барр./сут (5 млн т в год), в лучшем случае лишь стабилизирует ситуацию на блоке. Об этом же свидетельствует и проектная суммарная добыча на ЦВА за время действия СРП – 300 млн баррелей (41 млн т, или в среднем 1,4 млн т в год в период 2023–2050 гг.).

Газовые сомнения

Заявления по поводу газа на форуме также были абсолютно предсказуемы. О Южном газовом коридоре (ЮГК), состоящем их трёх последовательно стыкуемых газопроводов – ЮКТ (и ЮКТ-2), Трансанатолийского (TANAP) и Трансадриатического, – было сказано как об успешном, обеспечивающем энергобезопасность Европы проекте. Но обещания нарастить к 2026 г. экспорт по ЮГК каспийского газа в Турцию и Южную Европу до 31 млрд м^3 в год на форуме благоразумно не произносились. Зато был сделан лёгкий намёк на то, что обязательства Азербайджана по заполнению ЮГК 16 млрд м^3 газа будут, конечно, выполнены. Правда, не в 2020 г., а несколько позднее.

Во всяком случае, к концу этого года, как заявил глава ГНКАР Ровнаг Абдуллаев, республика, отказавшись от газового импорта из России и Ирана, увеличит добычу товарного газа на 20%. В абсолютном выражении валовые объёмы составят 24 млрд м^3 (итоги 2018 г. без учёта потерь – 20,3 млрд м^3). Из них как минимум 12 млрд м^3 необходимы Азербайджану для обеспечения своих ТЭС, нефтехимических и других предприятий, бытовых нужд населения. Более того, Р. Абдуллаев заявил на форуме: *«Рост добычи газа в республике открывает новые горизонты для развития газоперерабатывающей и химической промышленности, побуждает нас создавать предприятия по производству продукции, которая до сих пор импортировалась в страну»*.

В нынешнем году и Грузия рассчитывает получить из Азербайджана до 2,4 млрд м^3. Ну а оставшихся 9,6 млрд м^3 газа должно хватить на выполнение текущих контрактных обязательств перед Турцией (максимум поставок в рамках Фаз 1 и 2 – 12,6 млрд м^3 в год) и на заполнение техническим газом ЮГК (к июню 2019 г. в магистрали ЮКТ-2 и TANAP закачано 1,9 млрд м^3).

От предсказаний по добыче газа в 2020 г. и, как следствие, по объёмам экспорта по ЮГК в Европу (обещано 10 млрд м^3 в год) на форуме также вполне ожидаемо воздержались.

Резоны для подобной сдержанности очевидны. Добыча на старых месторождениях ГНКАР, выработанных на 80–90%, стабильно падает. Поэтому в 2018 г. гос-

компания смогла получить суммарные 6,5 млрд м³ исключительно благодаря росту производства на новом месторождении Умид (за минувший год добыт почти 1 млрд м³). Это плюс 7,5% к 6,1 млрд м³, извлечённым в 2017 г.

В свою очередь, в 2018 г. Шах-Дениз дал 11,5 млрд м³ газа. А какой срок необходим проекту для выхода на суммарную мощность – 25 млрд м³ в год, – вопрос деликатный.

Гипотетически ГНКАР после запуска в 2023 г. ЦВА сможет суммарно получать от АЧГ до 2,5 млрд м³ попутного газа (в 2018 г. – 2,3 млрд м³). То есть даже в идеале Шах-Дениз, АЧГ и все месторождения госкомпании к 2023–2025 гг. способны вытянуть добычу на уровень 34 млрд м³. А требуются как минимум 37 млрд м³ в год (внутренний рынок – 12 млрд м³, Грузия – 2,4 млрд м³, Турция – 12,6 млрд м³, Южная Европа – 10 млрд м³).

На повисший в воздухе вопрос, где взять недостающие 3 млрд м³ газа в год, президент ГНКАР ответил абсолютно ожидаемо. Он практически повторил заявления, сделанные на форуме в прошлом году. По словам Р. Абдуллаева, на месторождениях Карабах и Апшерон добыча начнётся в 2021–2022 гг., а на месторождениях Ашрафи, Дан-Улдузу и на структурах Айпара и Шафаг – Асиман «буровые работы планируется начать в ближайшее время». Сколько газа дадут эти проекты к 2026 г., когда мощность ЮГК планируется увеличить до 31 млрд м³, вопрос открытый, пока речь идёт лишь о 1,5 млрд м³ Апшерона. Некоторую «новизну» дал, правда, Умид, по поводу которого (и примкнувшей к месторождению перспективной структуры Бабек) Р. Абдуллаев сказал: *«Многие компании заинтересованы в участии в этих проектах»*. Из многих были, правда, названы лишь французская Total и российский «ЛУКОЙЛ».

Поэтому в Европе, энергетическую безопасность которой призван обеспечить каспийский газ, годовые 31 млрд м³ из Азербайджана предсказуемо ставят под сомнение. При этом декларативно призывают Туркменистан, обладающий гигантскими ресурсами (оценка BP – 19,5 трлн м³, у Азербайджана – 1,3 трлн м³) подключиться к поставкам по ЮГК.

В 2019 г. такой призыв прозвучал и из Вашингтона. Первый заместитель помощника госсекретаря США, глава Бюро по энергетическим ресурсам Кент Логсдон зачитал на форуме приветственное послание от президента Дональда Трампа, в котором Туркменистан был назван потенциальным поставщиком газа для ЮГК.

Вот только Ашхабаду все эти декларативные призывы и «приглашения в ЮГК» уже не интересны, так как, во-первых, «коллективный Запад» не собирается вкладывать финансовые и прочие ресурсы в строительство Транскаспийского газопровода (ТКГ), без которого туркменский газ не дойдёт до Азербайджана.

Во-вторых, декларации официального Баку о том, что республика готова предоставить Туркменистану инфраструктуру для транспортировки восточнокаспийского газа в Европу, ничего не стоят. Причина очевидна: потенциал ЮГК позволяет транспортировать на Запад исключительно азербайджанский газ. А для перекачки в Европу туркменского «голубого топлива» необходимо построить не только ТКГ, но и ЮГК-2.

В-третьих, и это главное, у Туркменистана есть реальные, а не мифические возможности для экспорта своих гигантских газовых ресурсов на восток, запад, север и юг.

Главный поставщик

С 1 июня начало действовать эмбарго на поставки из России на Украину нефти и нефтепродуктов. Это решение Москвы стало вполне предсказуемым ответом на экономические санкции, введённые ранее Киевом в отношении РФ.

В Киеве на это решение прореагировали вполне традиционно: «Укрнафта» заявила, что потери российской нефти и нефтепродуктов будут компенсированы наращиванием импорта из других источников. Увеличить закупки нефти, которая загрузит НПЗ Украины, планируется в первую очередь за счёт поставок из «братского» Азербайджана. А значительные объёмы нефтепродуктов вроде бы дадут производители из Каспийского региона.

Формальные основания для таких заявлений у «Укрнафты» есть. В 2017 г. именно Азербайджан обеспечил Украине 92% нефтяного импорта, в 2018 г. – уже 94,4%, а в I квартале 2019 г. – целых 97,6%. То есть Азербайджан действительно главный поставщик нефти на Украину. Другое дело, что относительные показатели как вершина айсберга, без абсолютных цифр они слабо информативны.

В 2017 г. Украина суммарно импортировала 1,013 млн т нефти, в 2018-м – 0,767 млн т, причём в этот период в стране было добыто 1,7 млн т. Мощности четырёх НПЗ Украины суммарно составляют 37,2 млн т в год (гипотетическая загрузка за счёт импорта и собственной добычи – 6,6%). Надо также понимать, что Азербайджан не поставляет нефть на Украину, а продаёт её в портах – Новороссийске и Джейхане – тем, кто больше платит за баррель. Для сравнения, в 2017 г. средняя цена импортируемого Украиной сырья составила 59,8 долл./барр., в 2018 г. – 77 долларов. То есть за год стоимость выросла на 28,8%, а объёмы импорта упали почти адекватно – на 24,3%.

Аналогично и с нефтепродуктами: кто больше заплатит, тот и получит. Киев предлагает меньше, поэтому продукция НПЗ Азербайджана на Украину практически не поставляется.

В первой половине 2019 г. в экономические отношения Азербайджана и Украи-

ны вмешались США: не напрямую, а опосредованно, через антииранские санкции. Речь идёт о турецком НПЗ Star в Измире, принадлежащем дочерней структуре ГНКАР. Завод мощностью 10 млн т в год заработал в октябре 2018 г., а в качестве исходного сырья на нём использовалась иранская нефть. Но с мая нынешнего года он отказался от поставок из ИРИ, чтобы не столкнуться в будущем с проблемами из-за санкций США. Как альтернатива рассматривается нефть Ирака, но не исключены и закупки из Азербайджана. А это значит, что ресурсная база республики для поставок нефти на Украину становится подобной шагреневой коже. С одной стороны, в стране падает добыча, а с другой – только НПЗ Star в текущем году необходимы 8 млн т сырья. В общем, рассчитывать на рост поставок из «братского Азербайджана» «Укрнафте» вряд ли стоит.

Сегодня по-прежнему неясно – то ли Трамп договорится с Ираном о новом ядерном соглашении, то ли пошлёт на Ближний Восток 120 тыс. американских морпехов. Если «переговорщиками» выступят морпехи, дефицит нефти на мировом рынке неизбежен и экономика Украина почувствует это одной из первых. Впрочем, отсутствие на Украине, например, дизельного топлива из России (поставки 2018 г. – рекордные 5,8 млн т), страна остро ощутит и без помощи американской армии.

Туркменский газ вернулся «на круги своя»?

О потере интереса Ашхабада к гипотетическим ТКГ и ЮГК-2 свидетельствуют заявления президента Туркменистана Гурбангулы Бердымухамедова, сделанные 1 июня на заседании Совета глав правительств стран СНГ (можно сказать, синхронно с речами, прозвучавшими на упомянутом форуме). Он перечислил газопроводные проекты, представляющие интерес для страны. Это магистрали, идущие в Китай, и газопровод Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия (ТАПИ). А вот о ТКГ и ЮГК глава государства даже не вспомнил.

Контрактный потенциал поставок туркменского газа в Китай – 65 млрд м^3 в год. Однако мощности газопроводов, идущих из Центральной Азии к границам Поднебесной (расстояние от туркменской границы до китайской – около 1900 км), составляют лишь 55 млрд м^3 (газопровод А – 15 млрд м^3, В – 15 млрд м^3, С – 25 млрд м^3). Строительство газопровода D мощностью 10 млрд м^3 в год, начавшееся в 2014 г., пока не завершено. При этом и Узбекистан, и Казахстан поставляют в Китай по магистралям А, В и С до 10 млрд м^3 газа в год. А Туркменистан смог в 2018 г. выйти на «технический максимум» поставок в КНР в объёме около 40 млрд м^3.

Газопровод ТАПИ имеет мощность 33 млрд м^3 в год, оценочную протяжённость 1814 км, стартовую стоимость 7,6 млрд долларов. Рамочное соглашение о его строительстве подписано в Ашхабаде в декабре 2010 г., а начали его сооружать в декабре 2015-го (состоялась торжественная закладка туркменского 214-километрового участка магистрали). В идеале ТАПИ планируется запустить в 2020 г., и если это случится, то Афганистан сможет получать 5 млрд м^3 туркменского газа в год, а Пакистан и Индия – по 14 млрд м^3.

Другими словами, при выполнении целого ряда условий Ашхабад имеет шансы получить после 2020 г. технический доступ к газопроводным мощностям, способным обеспечить экспорт 80–83 млрд м^3 туркменского газа в год. Цифры, конечно, впечатляющие, особенно если учесть, что в 2018 г. в стране было добыто лишь 74 млрд м^3 газа, поделённые между Китаем и внутренними потребителями (34 млрд м^3). Есть, правда, у этого «грядущего экспортного успеха» одно существенное «но»: громадьё газовых планов основывалось на предположении нарастить к 2030 г. добычу до 230 млрд м^3 в год, из которых зарубежным потребителям планировалось поставлять от 180 млрд м^3! Но магистрали в Китай плюс ТАПИ позволят обеспечить выполнение лишь части этих планов.

Правда, у Ашхабада есть и другие технические возможности для экспорта своего газа. Это система советских газопроводов Средняя Азия – Центр (первая нитка САЦ сдана в эксплуатацию в 1967 г., в 1985 г. суммарная мощность системы достигла 80 млрд м^3 в год). А также две магистрали, идущие в Иран (суммарная мощность – 20 млрд м^3 в год).

До 2016 г. Туркменистан экспортировал в Иран до 8–10 млрд м^3 газа в год (показатель 2015 г. – 7,2 млрд м^3). Но у Ашхабада и Тегерана возникли финансовые разногласия, и «Туркменгаз» прекратил поставки. Учитывая санкции США против ИРИ, финансовые разногласия между Ашхабадом и Тегераном, а также текущие объёмы добычи газа в Исламской Республике, превышающие уровень внутреннего потребления, вероятность возвращения туркменского газа на данный рынок близка к нулю.

Другое дело Россия. «Газпром» прекратил с января 2016 г. импорт газа из Туркменистана. Мотив – серьёзные нарушения контракта со стороны «Туркменгаза». Но 15 апреля текущего года закупки возобновились в рамках действующего 25-летнего контракта (заключён в 2003 г.). Формально поставки краткосрочны: до 30 июня «Газпром» закупит в Туркменистане 1,155 млрд м^3 газа. Но не исключено, что страны могут в дальнейшем расширить своё газовое сотрудничество. Пока же, помимо краткосрочного контракта, Россия помогает Туркменистану в строительстве ТАПИ (поставки труб и оборудования для компрессорных станций туркменского участка газопровода).

Интерес Ашхабада к расширению газового сотрудничества с Россией очевиден. Туркменистан возвращается на масштабный рынок сбыта своего главного экспортного товара. Свой интерес, несмотря на гигантскую добычу (в 2018 г. – 733 млрд м^3), есть и у России. В соответствии с новыми поправками Совета ЕС в Газовую директиву (от 15 апреля этого года) строящийся газопровод «Северный поток – 2» может быть поставлен перед необходимостью на 50% заполнить трубу газом из независимых источников. Суммарная мощность двух ниток «Северного потока – 2» – 55 млрд м^3 в год, так что Туркменистан в случае необходимости вполне может сыграть роль того самого независимого источника (в форме своповых или прямых поставок – это уже вопрос юристов и экономистов).

Газовый экспорт России в 2018 г. достиг 245 млрд м^3, но в конце 2019 г. должны заработать новые магистрали – «Турецкий поток» (31,5 млрд м^3 в год), «Северный поток – 2» (55 млрд м^3) и «Сила Сибири» (38 млрд м^3), а в перспективе – «Сила Сибири – 2» (ещё 38 млрд м^3). И если «Турецкий» и «Северный» потоки планируется заполнить газом, который пока транспортируется в Европу по ГТС Украины, то для «Силы Сибири» необходимы иные источники сырья. Приоритет, разумеется, у российского газа, но востребованы могут быть и туркменские ресурсы. В какой юридической форме и в каких объёмах – это уже будет зависеть от конкретных обстоятельств.

Иными словами, скромный апрельский российско-туркменский газовый контракт может оказаться тем «тихим ходом» (шахматный термин: малоактивный, на первый взгляд, ход, резко меняющий характер партии), который в определённой степени способен изменить «конфигурацию фигур» на глобальной энергетической доске. ■

Последний отзвук арабской весны?

Острые политические события в Алжире оказывают влияние на экономику и нефтегазовый сектор страны

Татьяна ШМЕЛЁВА,
эксперт Института Ближнего Востока

Митинги в Алжире начались с конца февраля 2019 г. Недовольство алжирцев было вызвано намерением 82-летнего президента Абдель Азиза Бутефлики баллотироваться на очередной срок. После перенесённого в 2013 г. инсульта он почти не появлялся на публике, а свою предыдущую президентскую присягу принимал сидя в инвалидной коляске. Затем протесты приобрели более широкий характер. Требования уже касались острых социально-экономических проблем страны: безработицы (особенно среди молодёжи), нехватки жилья, несправедливого распределения национального дохода. К тому же у власти 20 лет находится не только Бутефлика, но и его окружение – те политические силы, которые его и выдвинули на президентство ещё в 1999 г., их наследники и последователи. Протесты в конце концов привели к отставке президента, что временно снизило их накал, однако вскоре они продолжились с новой силой. Как эти события могут повлиять на политическую обстановку, экономическую ситуацию и состояние нефтегазового комплекса Алжира?

Диктатура губит экономику

Непрекращающееся давление народа привело к свержению Бутефлики, целому ряду увольнений и арестов людей, некогда приближенных к бывшему президенту. И алжирская армия сыграла в этом далеко не последнюю роль. Сразу после ухода Бутефлики с высшего поста военные во главе с начальником штаба Вооружённых сил Ахмедом Гаидом Салахом лишили его клан финансово-экономический мощи, арестовав целый ряд связанных с ним бизнесменов, в том числе миллиардера Али Хаддада. Далее та же участь постигла самого влиятельного предпринимателя страны либерала Исаада Ребраба, а также Саида Бутефлику, младшего брата и советника ушедшего президента, отставного генерала Мухаммеда Медьена, бывшего главу спецслужбы DRS и его сменщика – генерал-майора Атмана Башира Тартага. Ахмед Гаид Салах открыто назвал их «бандой», обвиняемой в *«заговоре против государственной власти и армии»*.

Между тем, многие считают, что произведённые аресты не только нацелены на лишение активов возможных конкурентов Ахмед Гаид Салаха, но и вызваны желанием сконцентрировать алжирские ресурсы под его собственным контролем. Эксперты говорят о повторении «египетского сценария» (там армия взяла власть в свои руки), а критики Ахмеда Гаида Салаха уже обвиняют его в попытке оформления собственной диктатуры. Всё это происходит на фоне ухудшения состояния экономики. И властям страны для преодоления кризиса следовало бы не запугивать бизнес, а привлекать его к давно уже назревшему реформированию экономики. Ведь даже если военным и хватит ресурсов, накопленных в «тучные нефтегазовые годы», на ближайшие несколько лет, при текущих расходах страны это не решит проблемы. В случае фактического возвращения к закамуфлированной военной диктатуре Алжир, рискуя упустить возможность пойти по мирному пути преобразований, может погрузиться в новую фазу нестабильности.

Митингующие, в основном выступающие против пронизывающей все этажи власти коррупции, клановости и кумовства, требуют, чтобы к руководству страны пришло новое, ничем не запятнанное в прошлом поколение лидеров. Характерно, что именно молодёжь является основным триггером протестов: ведь сегодня 54% алжирского населения составляют граждане моложе 30 лет. При этом безработица в этой группе достигает 26,4%. За пределами нефтегазовой промышленности, которая в настоящее время переживает не лучшие времена, найти работу с достойной зарплатой практически невозможно. Как отмечает сайт Al-Monitor, *«на фоне снижения цен на нефть и при наличии приблизительно 1,7 млн студентов высших учебных заведений неизбежность конфронтации с правительством была вполне предсказуема»*.

Последние оценки и прогнозы Всемирного банка в отношении алжирской экономики тоже не вселяют большого оптимизма. Несмотря на существенный прирост налоговых поступлений по итогам 2018 г. и относительно стабильные цены на углеводородные ресурсы (выше прогнозов алжирского правительства), экономический рост в стране составляет лишь 1,5%. Хотя ещё в октябре 2018 г. он прогнозировался на уровне минимум 2,5%. Основная проблема заключается в замедлении производства в нефтегазовой промышленности (только в течение 2018 г. оно сократилось на 4,2%). Это падение, к сожалению, не было компенсировано другими позитивными факторами, в частности приростом производства в не нефтяных отраслях, среди которых особенно выделялись сельское хозяйство (прирост в 2018 г. составил 6,9%, а в 2019 году он продолжается), а также строительство (+4,6% по итогам 2018 г.).

Другим тревожным фактором, способствовавшим ослаблению экономики Алжира в первой половине 2019 г., многие эксперты называют существенный рост государственных расходов. Только в течение 2018 г. их объём увеличился на 11,2%, тогда как в течение 2017 г. наблюдалось относительное снижение этого показателя. Причиной данного явления называют усиление государственных мер социальной поддержки для сдерживания протестных настроений в обществе. На фоне вышеназванных неблагоприятных тенденций в алжирской экономике продолжились отток капиталов и сокращение международных резервов страны, что в свою очередь привело к росту общего долга до уровня 42% от ВВП.

«Газпром»

Алжир обладает десятыми по величине в мире доказанными запасами природного газа, является шестым по объёмам экспортёром газа. Он также занимает 16-е место по доказанным запасам нефти в мире, 12-е по её экспорту и является членом ОПЕК.

Хотя правительству в целом удаётся пока контролировать ситуацию в социально-экономической сфере, эксперты предупреждают, что при отсутствии стабильной государственной политики экономика будет продолжать разрушаться. По мере того как власти будут предпринимать усилия по стабилизации политической ситуации, в том числе в целях создания условий для привлечения необходимых иностранных инвестиций, алжирские валютные резервы будут сокращаться, а долговая картина продолжит ухудшаться.

Нефтегазовые перспективы

Алжир – крупнейшая страна как в Африке, так и в арабском мире с общей площадью 2,38 млн км^2. Он обладает десятыми по величине в мире доказанными запасами природного газа, является шестым по объёмам экспортёром газа. И, по данным американского энергетического агентства Energy Information Administration, имеет третьи по величине доказанные запасы сланцевого газа. Он также занимает 16-е место по доказанным запасам нефти в мире, 12-е по её экспорту и является членом ОПЕК. Благодаря углеводородным доходам у Алжира есть резерв иностранной валюты в размере около 90 млрд долларов, хотя он значительно сократился с 2014 г. в результате снижения цен на нефть и газ. Кроме того, внешний долг Алжира крайне низок и составляет около 2% ВВП. Государственная национальная нефтяная компания Sonatrach – крупнейшая в Африке – контролирует примерно 80% всей добычи углеводородов в Алжире, в то время как на долю международных нефтегазовых корпораций приходятся оставшиеся 20%. Несмотря на резкое снижение цен на нефть с июля 2014 г., Sonatrach заяв-

ляет, что сохранит свои инвестиции на уровне от 18 до 23 млрд долларов в год.

Производство газа в стране сконцентрировано на крупнейшем месторождении Хасси-Рмель, расположенном в центре Алжира, а также в южных регионах. Запасы Хасси-Рмель достигают 2,6 трлн м^3, что составляет более половины от подтверждённых запасов газа страны.

Добыча газа снизилась за последнее десятилетие, после того как планы увеличить производство в рамках существующих проектов были отложены. Новые месторождения не осваиваются, а неоднократные предложения по приобретению новых лицензионных участков были без интереса встречены международными нефтяными компаниями.

Согласно оценке BP, при нынешнем уровне добычи алжирских запасов нефти хватит примерно на 20 лет, а газа – на 57 лет. Правительство старается стимулировать развитие отрасли, чтобы обеспечить сохранение уровня добычи в долгосрочной перспективе и преодолеть последствия падения цен на сырьё. Низкие нефтяные котировки сильно ударили по Алжиру, так как бюджет страны значительно зависит от экспорта углеводородов.

Алжир экспортирует 540 тыс. барр./сут нефти из общего объёма производства – около 1,1 млн барр./сут. Все разведанные запасы нефти находятся на суше, хотя интерес к разведке на шельфе растёт. Поскольку большая часть углеводородов добывается на давно эксплуатируемых и постепенно истощающихся месторождениях, власти стараются уделять большое внимание оптимизации производства, в частности за счёт совершенствования технологий извлечения сырья. Sonatrach стремится расширить партнёрство с иностранными инвесторами для более продуктивного обмена технологиями.

Около двух третей территории Алжира остаются пока недостаточно разведанными или вообще неразведанными. В частности, мало исследованы морской шельф и северная часть страны. Поэтому для иностранных компаний существует реальная возможность инвестировать в совместные предприятия для поиска новых месторождений.

Следует обратить внимание на то, что около двух третей территории Алжира остаются пока недостаточно разведанными или вообще неразведанными. В частности, мало исследованы морской шельф и северная часть страны. Поэтому для иностранных компаний существует реальная возможность инвестировать в совместные предприятия для поиска новых месторождений.

Вместе с тем, согласно оценке экспертов, на пути разработки ресурсов Алжира существует определённое количество преград. Основные сложности связаны с отсутствием необходимой инфраструктуры в районах залегания сырья и отдаленностью этих районов от наиболее промышленно развитых зон. Кроме того, до сих пор существуют проблемы безопасности (вспомним атаку террористов в январе 2013 г. на персонал газового месторождения Ин-Аменас). Разумеется, все вышеперечисленные проблемы решаемы. Их корень – в недостаточно эффективном управлении энергетической отраслью страны.

Для привлечения дополнительных иностранных инвестиций власти Алжира разрабатывают новый закон о нефтедобыче. Он, как ожидается, будет ратифицирован в июле 2019 г. Данный нормативный акт призван повысить конкурентоспособность нефтегазового комплекса Алжира за счёт снижения налогов и упрощения лицензионных процедур.

Сланец уже не нужен?

Что же касается сланцевого газа, то, согласно данным EIA, его технически извлекаемые запасы в Алжире оцениваются в 20 трлн м^3 (для сравнения – технически извлекаемые запасы нефти составляют 5,7 млрд баррелей). Перспективы сланцевого газа пока характеризуются как спорные в силу экологических, технических и иных аспектов, а также сомнительной экономической эффективности. К примеру, стоимость его добычи в том же Алжире, по мнению некоторых экспертов, в четыре раза превышает аналогичный показатель для традиционного газа. Тем не менее, власти Алжира хорошо осознают, что вывод на рынок альтернативного энергоносителя оправдает вложенные средства. Однако для этого нужны дорогостоящие экспериментальные и исследовательские работы.

В этом плане Алжир – очень привлекательное место для европейских компаний, и не только в силу своих запасов. Географически страна расположена относительно близко к Европе и при этом

достаточно удалена, чтобы не вредить её экологии. Кстати, нечто подобное уже было в период французских ядерных испытаний в алжирской Сахаре в 1960-х. Кроме того, по меркам развивающихся государств Алжир обладает хорошей инфраструктурой, а ситуация здесь относительно стабильная. А самое главное – руководство страны крайне заинтересовано в привлечении инвестиций в сферу изучения и добычи сланцевого газа.

Компания Sonatrach подписала несколько соглашений о сотрудничестве с международными нефтяными корпорациями в области разработки нетрадиционных ресурсов. В частности, предусматриваются проведение горизонтального бурения на месторождениях сланцевого газа, а также оценка технической возможности и коммерческой целесообразности их разработки. Некоторые геологоразведочные работы уже начали проводиться на сланцевых месторождениях силами Sonatrach и европейских специалистов. Последняя открытая информация об этом была весной 2015 г., когда бурение вызвало массовые протесты в городе Ин-Салах и других населённых пунктах. Протестующие выступали против сланцевых проектов из-за опасений экологического характера, использования большого количества воды. Они требовали *«прекратить эксперименты над собственным народом»*, утверждая, что власти хотят *«устроить масштабную экологическую катастрофу»*.

Тогдашний премьер-министр Абдель Малек Селлаль поспешил успокоить общественность, заявив, что эти проекты имеют только экспериментальные цели, а массовая добыча сланцевого газа на повестке дня не стоит. Вероятнее всего, что работа в этом направлении продолжает осуществляться, однако, чтобы избежать социальных потрясений, правительство приняло решение засекретить данную программу.

В то же время в условиях низких цен на энергоносители в последние 2,5 года экономическая привлекательность сланцевых проектов значительно уменьшается. Поэтому в апреле 2017 г. министр энергетики Нуреддин Бутарфа открыто заявил о том, что Алжир не будет в обозримой перспективе развивать индустрию сланцевого газа. По его словам, в настоящее время страна не нуждается в сланцевом газе, а *«будущее за возобновляемыми источниками энергии»*. *«Сочетание использования ВИЭ с расширением добычи других природных ресурсов, включая газ, позволяет гарантированно решить проблемы страны, в том числе вернуть себе утраченные позиции на мировом энергетическом рынке в результате действия конкурентов, включая Россию»*, – заявил он.

Газопроводная инфраструктура

По территории Алжира проложены несколько важных международных газопроводов. Магистраль «ТрансМед» – крупнейший в Африке газопровод протяжённостью 2475 км, мощностью 33,5 млрд м^3 в год. Его маршрут проходит из Алжира через Тунис и Сицилию в континентальную Италию и далее в Словению.

Магистральный газопровод Магриб – Европа связывает гигантское газоконденсатное месторождение Хасси-Р'Мель через территорию Марокко с ГТС Испании и Португалии. Общая длина данной магистрали составляет 1620 км, пропускная способность – 12 млрд м^3 в год.

Также стоит упомянуть газопровод «Медгаз». Его алжирский участок начинается на границе с Марокко и имеет протяжённость 515 км. В собственности компании Sonatrach находится также 522-километровый морской участок. В целом трубопровод имеет длину 1620 км, его пропускная способность первоначально составляла 8,6 млрд м^3 газа в год, а в дальнейшем она была увеличена до 12 млрд м^3.

«Зелёный поток» (Greenstream) – второй в мире глубоководный газопровод (более глубоководным считается только российский «Голубой поток», где есть участки, проложенные на глубинах до 2200 м). Он начинается от газокомпрессорной станции в ливийском порту Мелита (в 100 км от Триполи) и идёт до терминала в сицилийском городе Джела (протяжённость подводного участка – 540 км). Его загрузка обеспечивается запасами месторождений, расположенных в пустыне Сахара, вблизи границы с Алжиром, в 530 км от моря. Диаметр газопровода равен 810 мм, пропускная способность – 8–11 млрд м^3 в год.

Альтернатива по-алжирски

Внутреннее потребления энергоресурсов в Алжире постоянно растёт – в среднем на 20% ежегодно начиная с 2010 г. Власти страны ввели в строй дополнительные мощности, чтобы не отставать от темпов внутреннего спроса. При этом основу национального энергобаланса составляет природный газ. Вместе с тем, правительство планирует развивать возобновляемую энергетику с целью сокращения потребления природного газа и поставок его сэкономленных объёмов на экспорт (что обеспечит дополнительные поступления в казну). В 2011 г. была принята программа по развитию ВИЭ и повышению энергоэффективности. Она уделяет особое внимание использованию солнечной энергии, поскольку её потенциал, учитывая климат Алжира, больше, чем у ветра, биомассы, геотермальной или гидроэнергетики. Заявленная цель программы заключается в том, чтобы к 2030 г. вырабатывать 37% электроэнергии за счёт солнечной энергии, а 3% – на ветроэнергетических установках.

Интересы России

Взаимодействие России и Алжира в нефтегазовом секторе развивается достаточно успешно, ведь эта страна является нашим важным партнёром на африкан-

ском континенте. Контакты Москвы и Алжира традиционно отличаются высокой динамикой, причём это касается и наших торгово-экономических отношений. К примеру, в 2017 г. Алжир стал второй после Египта страной в Африке по объёму российского экспорта – 4,6 млрд долларов, в то время как на все остальные 52 страны континента пришлось 3,9 млрд долларов. В 2018 г. наш товарооборот вырос до 5,4 млрд долларов.

Продуктивное сотрудничество в нефтегазовой сфере между РФ и Алжиром начало выходить на принципиально новый уровень после обмена визитами делегаций руководящих деятелей данной отрасли в 2005–2006 гг. В ходе переговоров между представителями Министерства промышленности и энергетики РФ, ТПП, «Газпрома» и «ЛУКОЙЛа» с одной стороны и Министерства энергетики Алжира и государственной нефтегазовой компании Sonatrach с другой была достигнута договорённость о координации действий на глобальном энергетическом рынке.

В подписанных «Газпромом» и Sonatrach меморандумах о взаимопонимании предусматривались обмен активами в сфере разведки и добычи нефти и газа, возможность создания совместных предприятий, оптимизация поставок газа на мировой рынок, совместная реализация проектов в третьих странах, а также создание Смешанного координационного комитета.

Значительным шагом в развитии двустороннего сотрудничества в энергетической сфере стало открытие в 2008 г. в столице Алжира представительства «Газпрома». Причём география работы последнего распространяется не только на сам Алжир, но и на весь африканский континент. Российская газовая компания планировала сотрудничество с Sonatrach в области производства и продажи СПГ, строительства транссахарского трубопровода и т. д.

В 2009 г. «Газпром» получил лицензию на геологоразведку на сухопутном участке Эль-Ассель в геологическом бассейне Беркин на востоке алжирской части пустыни Сахара. Согласно условиям контракта, российская сторона является оператором и её доля в проекте составляет 49%, а Sonatrach – 51%. В 2010 г. на данном участке было начато бурение первой поисковой скважины, которая дала дебит в размере 60 тыс. м^3 газа и 49,38 т нефти в сутки.

В 2013 г. в ходе испытаний поисковой скважины ZERN-1, пробуренной на участке Эль-Ассель, российские специалисты открыли новую нефтегазоносную залежь. Из скважины были получены суточные притоки в объёме около 13 тыс. м^3 природного газа и до 82 м^3 нефти. Глубина скважины составляет 5,3 тыс. м.

В апреле 2016 г. на участке Эль-Ассель закончены бурением девять поисково-разведочных скважин. Результаты их исследования подтвердили наличие продуктивных залежей углеводородов. По состоянию на 31 декабря 2017 г. обязательства по I, II и III фазам геологоразведочных работ выполнены. Подготовлены планы разработки месторождений ZERN, ZER, RSH и RSHN.

К удачным российско-алжирским проектам также следует отнести строительство газопровода «МедГаз», сооружение пяти современных нефтеналивных терминалов в Арзеве, Скикде и Медее, нефтеперегонного завода в Скикде, газопроводов Алжир – Сардиния – Италия и Нигерия – Алжир. Протяжённость последнего газопровода – более 4 тыс. км. В 2007 г. АО «Стройтрансгаз» завершило строительно-монтажные работы и гидроиспытание газопровода Сугер – Хаджрет Еннус в Алжире протяжённостью 273 км и диаметром 42 дюйма.

Можно с уверенностью утверждать, что потенциал сотрудничества России и Алжира далеко не исчерпан. Многие российские компании проявляют интерес к участию в проектах по добыче газа и газоконденсата на территории Алжира.

В конце 2015 г. появилась информация о том, что в выходе на алжирский рынок заинтересована и «Татнефть». Об этом сообщил министр энергетики РФ Александр Новак в ходе совместной пресс-конференции с алжирским министром финансов Абдеррахманом Бенхалфой после проведения VII заседания смешанной межправительственной российско-алжирской комиссии по торгово-экономическому и научно-техническому сотрудничеству. А. Новак также призвал активизировать деятельность в рамках совместных нефтяных и газовых проектов, отметив в то же время необходимость участия российских компаний в тендерах по строительству электростанций, в производстве электроэнергии, в проектах по золотодобыче и т. д. Министр также отметил, что и Алжир заинтересован в расширении деятельности российских компаний в своём ТЭК, особенно в области добычи нефти и газа. Тем не менее пока взаимодействие «Татнефти» с Алжиром находится лишь в стадии обсуждения.

В сентябре 2017 г. Александр Новак рассказал о том, что «Зарубежнефть» предлагает компаниям из Алжира технологии по повышению эффективности эксплуатации действующих месторождений. Он также сообщил, что «ЛУКОЙЛ» тоже интересуется участием в тендерах на разработку месторождений в Алжире – как на шельфе, так и на суше. Однако пока никаких реальных шагов в этом направлении сделано не было.

В январе 2019 г. СМИ сообщили о том, что Gazprom International (дочернее общество «Газпрома») заинтересовано в двух проектах в Алжире и в настоящее время готовит коммерческое предложение. В Минэнерго уточнили, что речь идёт о разработке нефтегазоконденсатных месторождений Рурд-Сая и Северный Рурд-Сая, по которым проводились геологоразведочные работы совместно «Газпромом» и Sonatrach. Новак попросил продлить срок предоставления вышеупомянутого коммерческого предложения на два года, до июня 2021-го. При этом сообщается, что от участия в разработке месторождений Землэ Эр-Реккеб и Северного Землэ Эр-Реккеб российская сторона решила отказаться.

Подводя итог, можно с уверенностью утверждать, что потенциал сотрудничества России и Алжира далеко не исчерпан. Многие российские компании проявляют интерес к участию в проектах по добыче газа и газоконденсата на территории Алжира. А. Новак отметил: *«На примере успешного взаимодействия двух государственных компаний – российской “Транснефти” и алжирского Sonatrach – мы видим, что в энергетической сфере наше сотрудничество динамично развивается прежде всего за счёт реализации совместных проектов в энергетике, промышленности и сельском хозяйстве»*.

Важную роль в этом призвана сыграть российско-алжирская межправительственная комиссия по экономическому и торговому сотрудничеству. Её дальнейшая деятельность должна будет сфокусироваться на диверсификации и увеличении объёмов торговли гражданской продукцией, а также на реализации долгосрочных проектов, в том числе высокотехнологичных. Что же касается текущей политической нестабильности в Алжире, то Россия наверняка постарается держать руку на пульсе событий и сумеет сохранить свои позиции в этой стране. ■

ТАТАРСТАНСКИЙ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ ФОРУМ

2-4 сентября 2019, Казань

26-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ ГАЗ НЕФТЕХИМИЯ

16+

Организаторы:

Правительство Республики Татарстан

ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке:

Президента Республики Татарстан

Россия, 420059, г. Казань
Оренбургский тракт, 8
ОАО «Казанская ярмарка»

тел.(843) 212-21-44
www.oilexpo.ru, www.expokazan.ru

РЕКЛАМА

RAO/CIS OFFSHORE 2019

14-я Международная выставка и конференция по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ

1-4 ОКТЯБРЯ 2019 • САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

WWW.RAO-OFFSHORE.RU

КОНФЕРЕНЦИЯ

ТЕМАТИКА КРУГЛЫХ СТОЛОВ

- Перспективы освоения УВ-ресурсов Российской Арктики и континентального шельфа
- Россия на мировом рынке СПГ
- Морская транспортировка арктических нефти и газа
- Флот для освоения нефтегазовых месторождений побережья и шельфа морей Арктики
- Энергетическое обеспечение добычи углеводородов на континентальном шельфе
- Экологическая и промышленная безопасность при освоении УВ-ресурсов в Арктике и континентальном шельфе
- Нормативно-правовая база для освоения нефтегазовых ресурсов Арктики и континентального шельфа Российской Федерации

ВЫСТАВОЧНАЯ ЭКСПОЗИЦИЯ геология, эксплуатация морских нефтегазовых месторождений, подводные работы и подводные трубопроводы, суда и морские сооружения, промышленно-экологическая безопасность, системы связи и навигации, инжиниринговые и сервисные услуги.

КОНКУРС научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие и освоение Арктики и континентального шельфа, при поддержке Минэнерго России.

МОЛОДЕЖНЫЙ ФОРУМ

БИРЖА ДЕЛОВЫХ КОНТАКТОВ

ВЕДУЩИЕ КОМПАНИИ ОТРАСЛИ УЖЕ ВКЛЮЧИЛИ RAO/CIS OFFSHORE В СВОЙ КАЛЕНДАРЬ МЕРОПРИЯТИЙ

ПРИСОЕДИНЯЙТЕСЬ!

По всем вопросам участия в RAO/CIS Offshore 2019 просим обращаться в Секретариат

РЕСТЭК®
Тел.: +7 (812) 320 8091
E-mail: rao@restec.ru

Генеральный спонсор: ГАЗПРОМ

Официальный спонсор: ГАЗПРОМ НЕФТЬ

Спонсор круглого стола: DNV·GL

РЕКЛАМА