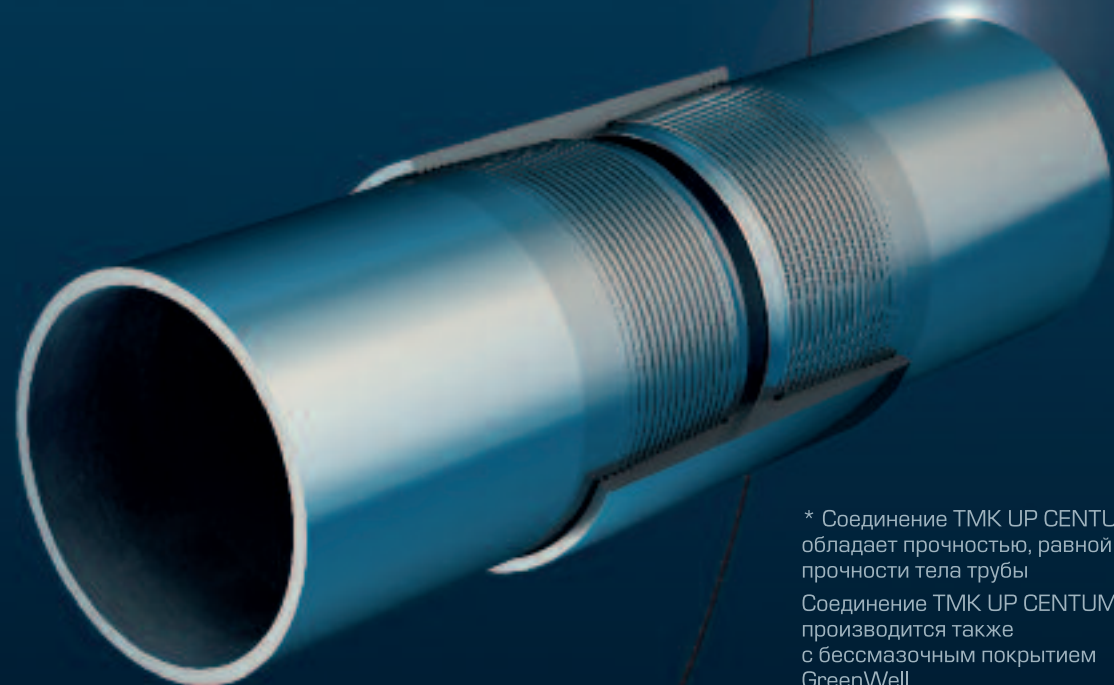


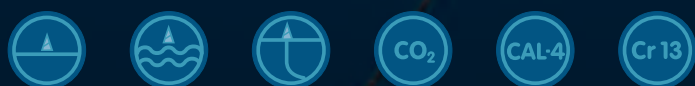


TMK UP CENTUM

100% эффективность*
соединения



* Соединение TMK UP CENTUM обладает прочностью, равной прочности тела трубы
Соединение TMK UP CENTUM производится также с бессмазочным покрытием GreenWell



TMK
105062, Россия, Москва, ул. Покровка, д.40, стр. 2а
тел.: +7 495 775-7600, факс: +7 495 775-7601
www.tmk-group.ru

РЕКЛАМА

Нефть россии

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

Май
2018

<https://neftrossii.ru>

НЕФТЬ РОССИИ № 5 2018

Арктический потенциал России

Модернизация НПЗ: преимущества и риски

Рынок морского бурения ищет равновесия

Что день грядущий Каспию готовит?

США – Китай: последствия торговой войны

Технологические прорывы вопреки нестабильности

Нефтяная фортуна

Насколько долго продлится благоприятная ситуация на углеводородном рынке – зависит не только от «везения»

Валерий АНДРИАНОВ

В мае произошло крайне важное, можно сказать, символическое событие для мировой нефтяной отрасли – котировки «чёрного золота» впервые с ноября 2014 г. перешагнули рубеж в 80 долларов за баррель. Это та цена, которая не просто делает рентабельной большинство перспективных нефтегазовых проектов (в том числе по освоению шельфа и разработке трудноизвлекаемых запасов), но и обещает существенное увеличение поступлений в государственный бюджет. Если ценовой коридор в 50–65 долларов за баррель рассматривался большинством аналитиков как вполне приемлемый для функционирования глобального НГК, то 80 долларов – это уже практически возвращение к «эре благоденствия» отрасли и нефтедобывающих стран. Конечно, как сладкий сон, памятные котировки, приближавшиеся к 150 долларам за баррель, но ещё свежее в памяти та оторопь, в которую погрузилась «нефтянка» при падении цен чуть ли не до 20 долларов.

Другой вопрос – сколь долго продлится такое «нефтяное счастье»? И в чём его причина? Стал ли такой рост котировок результатом ребалансировки рынка благодаря выполнению соглашения «ОПЕК+»? Или же это кратковременный эффект очередного политического обострения, связанного с возобновлением американских санкций против Ирана? В первом случае можно было бы попытаться поймать нефтяную фортуна за хвост и тем или иным способом – через продление сделки «ОПЕК+» или каким-либо другим путём – поддержать сложившийся рыночный баланс. Во втором же случае остаётся только ждать у моря погоды и внимательно следить за политическими новостями.

Но в любом случае майский ценовой рывок лишний раз напоминает о том, что нефтяной рынок – сложный организм, весьма плохо поддающийся прогнозированию. И поэтому надо, с одной стороны, быть готовыми к любым сюрпризам. А с другой стороны, не стоит поддаваться унынию и вслед за рядом экспертов рассуждать о скором закате эры нефти и о закреплении котировок в районе 20–30 долларов за баррель.

В конце концов, нефтяная отрасль, как и практически любая другая, подвержена циклическому развитию. То есть чёрная полоса неизбежно сменяется белой. Конечно, это не означает, что можно ничего не делать, а только «верить и ждать». Наоборот, разумные действия позволяют сгладить циклы, сделать рынки вверх и вниз менее болезненными. Так, заместитель министра энергетики РФ Павел Сорокин напоминает, что снижение цен на нефть привело к сильному оттоку инвестиций из отрасли. В результате уже к 2018 г. она могла остаться без денег, что было чревато резким сокращением объёмов геологоразведки и добычи. Конечно, достигнув дна, «нефтянка» снова пошла бы вверх. Но без механизма «ОПЕК+» это стало бы долгим и мучительным процессом. А повышение нефтяных цен в результате ограничения добычи участниками картеля и примкнувшими к ним странами-экспортёрами позволило достаточно быстро стабилизиро-

вать ситуацию на рынке (см. статью П. Богомолова «Технологические прорывы вопреки нестабильности»).

Важнейший способ помочь «нефтяной фортуне» – укрепление минерально-сырьевой базы. Безусловно, сегодня в мире не наблюдается недостатка углеводородного сырья, но в выигрыше остаются те государства и компании, которые рискуют вкладывать средства в освоение новых нефтегазоносных провинций. У России тоже есть такая перспективная ресурсная кладовая – Арктика. Как отмечает коллектив авторов во главе с академиком РАН Анатолием Дмитриевским, недра арктических зон пяти прибрежных государств содержат не менее 525 млрд баррелей нефтяного эквивалента, или 75 млрд т. В том числе в недрах Арктической зоны России находится 315,4 млрд барр., или 45,6 млрд т н. э. При этом открытие месторождения Победа в Карском море стало очередным импульсом к развитию геологоразведочных работ на шельфе, не только прилегающем к Западно-Сибирской плите, но и в акватории моря Лаптевых и в Восточной Сибири (см. статью «Арктический потенциал»).

Развитию Арктики способствует постепенное возрождение Северного морского пути. Грузопоток углеводородов по этой важнейшей артерии постоянно увеличивается. Так, только ПАО «ЛУКОЙЛ» ежегодно вывозит с Варандея около 8 млн т нефти Тимано-Печоры. Несколько миллионов тонн нефти будет транспортироваться с Новопортовского месторождения. Приразломное месторождение на пике добычи обеспечит ещё 7 млн тонн. И это не считая газоконденсата и сжиженного природного газа проекта «Ямал СПГ» (см. статью Ю. Банько «Линия жизни»).

Как известно, надёжный способ избежать рисков – не складывать все яйца в одну корзину. Чтобы приручить нефтяную фортуна, надо стремиться к максимальной диверсификации нефтяного бизнеса, в первую очередь – развивать нефтепереработку и глубокие переделы углеводородного сырья. Эту задачу в России тоже уже осознали. Как сообщил министр энергетики РФ Александр Новак, в числе основных итогов 2017 г. – продолжившаяся модернизация нефтеперерабатывающих заводов. Так, за год было введено в эксплуатацию восемь установок. Глубина переработки повысилась до 81,3%. В целом в рамках четырёхсторонних соглашений уже построено или модернизировано 78 установок, осталось ещё 49 (см. статью «Модернизация НПЗ: преимущества и риски»).

Наконец, нельзя отрицать, что внешний фон по-прежнему остаётся благоприятным для глобального углеводородного бизнеса и для стран-производителей «чёрного золота» и «голубого топлива». Этому, помимо иранского конфликта, способствует нарастание напряжённости во взаимоотношениях между Вашингтоном и Пекином. Торговая война между ними обостряется, что делает крайне проблематичным увеличение поставок американского сжиженного газа в КНР и привлечение китайских инвестиций в добычные проекты в США (см. статью К. Сергеева «США – Китай: «самообрезание» энергетического экспорта»).

Таким образом, фортуна пока играет на стороне «нефтянки». Чтобы она не выдохлась, ей необходимо всячески помогать, повышая эффективность нефтегазового комплекса и делая его всё более конкурентоспособным в нынешних непростых условиях. ■



16+

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

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
Академик РАН

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

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

Геннадий ШМАЛЬ
Президент Союза нефтегазопромышленников

Андрей КОНОПЛЯНИК
Д. э. н., профессор

Лариса РУБАН
Д. с. н., профессор (Институт социологии РАН)

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

Александр МАТВЕЙЧУК
К. и. н., академик РАН

Анатолий ДИОРДИЕНКО
Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН
Секретарь Редакционного совета

Издатель

Андрей СОЛДАТОВ
asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор
Валерий АНДРИАНОВ
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора
Дмитрий ГУРТОВОЙ
editor@neftrossii.ru

Над выпуском работала:
Марина СОЛДАТОВА
msoldatova@neftrossii.ru

Вёрстка Елена АРХИПОВА

Корректор Алла БАБИЧ

Телефон редакции: +7 (495) 350-05-72,
+7 (916) 138-52-99

e-mail: adv@neftrossii.ru

Сайт: <https://neftrossii.ru>

Отпечатано в типографии
ООО «Типография ТалерПринт»
109202, Москва, ул. 1-я Фрезерная, д. 2/1, стр. 1

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 29.05.2018

Цена свободная

Редакция не несёт ответственности за достоверность
информации, содержащейся в рекламных объявлениях
и других рекламных материалах

При перепечатке ссылка на журнал «Нефть России»
обязательна © «Нефть России»

Обложка – © ОАО «Газпром нефть»



NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Нефтяная фортуна

Насколько долго продлится благоприятная ситуация
на углеводородном рынке – зависит не только
от «везения»

1

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

П. БОГОМОЛОВ,

кандидат политических наук

Технологические прорывы вопреки нестабильности

Участники Национального нефтегазового форума
обсудили пути развития отрасли на фоне санкций
и неустойчивой ценовой конъюнктуры

4

РЕСУРСЫ

А. ДМИТРИЕВСКИЙ,

академик РАН,

доктор геолого-минералогических наук,

научный руководитель;

Н. ЕРЁМИН,

доктор технических наук, заведующий

Аналитическим центром научно-технического
прогнозирования в нефтегазовой отрасли;

Н. ШАБАЛИН,

кандидат геолого-минералогических наук,

старший научный сотрудник

(Институт проблем нефти и газа РАН)

Арктический потенциал

Оценки нефтегазоносности шельфа Сибирской
платформы

9

ГАЗОВЫЕ РЫНКИ

А. СЕРГАЕВА,

аспирант;

А. ХАУГ,

аспирант

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

«Малый» СПГ для Европы

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

15



АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КПМГ

А. УСОВ,

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

Р. МАЛЮГА,

партнёр;

А. КОВАЛЕНКО,

заместитель директора

Группа по управлению финансами и казначейством
КПМГ в России и СНГ

Цифровая трансформация: философия взаимной выгоды

Практические аспекты использования диджитал-инстру-
мента по управлению денежным циклом

20



«Газпром нефть»

**РЕГИОН**

Ю. БАНЬКО

Линия жизни

Развитие Северного морского пути – залог возрождения приарктических регионов России и освоения углеводородных ресурсов шельфа

23

ПЕРЕРАБОТКА

Т. САФОНОВА,

кандидат экономических наук, доцент кафедры международной коммерции факультета ВШКУ Российской академии народного хозяйства и государственной службы РФ при Президенте РФ, исполнительный директор ООО «Независимое аналитическое агентство нефтегазового сектора»

Модернизация НПЗ: преимущества и риски

Российская нефтепереработка получила неоспоримые плюсы от реализации четырёхсторонних соглашений

31

БУРЕНИЕ

К. СЕРГЕЕВ

Неустойчивое равновесие

Рынок морских буровых платформ продолжает сокращаться, но надеется на «светлое будущее»

37

ТЕХНОЛОГИИ

С. РЕКИН,

доктор технических наук, генеральный директор;
П. СИДОРЕНКО,

начальник отдела конструкторского бюро анализа прочности;

А. АГИШЕВ,

начальник отдела по проектированию скважин
(ООО «ТМК-Премиум Сервис»);

М. МАРЧУК,

специалист управления по техническим продажам премиальных видов продукции ПАО «ТМК»

Герметичность – залог безопасности

Современные решения позволяют минимизировать негативное воздействие на окружающую среду при строительстве скважин

42

БЛИЖНЕЕ ЗАРУБЕЖЬЕ

В. МИШИН

Что день грядущий Каспию готовит?

Углеводородный потенциал его шельфа оказался переоценён

44

**МИРОВОЙ РЫНОК**

К. СЕРГЕЕВ

США – Китай: «самообрезание» энергетического экспорта

Введение Вашингтоном заградительных мер против КНР может болезненно ударить по экспортным планам американских нефтегазовых компаний

49



М. КУТУЗОВА

Китайский гамбит

КНР определяет новый порядок на сырьевых рынках, наращивает своё присутствие в зарубежных добычных проектах и начинает экспансию в Россию

55

БЫЛОЕ

А. МАТВЕЙЧУК,

кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

В клещах пролетарской национализации

К 100-летию принятия декрета Совнаркома Советской России о национализации нефтяной промышленности страны

61

Технологические прорывы вопреки нестабильности

Участники Национального нефтегазового форума обсудили пути развития отрасли на фоне санкций и неустойчивой ценовой конъюнктуры



Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

В Москве в апреле нынешнего года прошли выставка «Нефтегаз-2018» и Национальный нефтегазовый форум. Казалось, на сей раз форум собрался в обеднённом составе. В отличие от прошлых лет, в дискуссии не приняли участие министр энергетики РФ, первые лица российских и зарубежных нефтегазовых компаний. Не было и столь чистого гостя энергетических конгрессов, как генсек ОПЕК Мохаммед Баркиндо. Не появились и его извечные оппоненты из парижской штаб-квартиры Международного энергетического агентства. Возможно, это объясняется последними санкционными ударами по России и её ТЭК. Но отсутствие VIP-персон не помешало глубокому обсуждению проблем отрасли.

РОССИЙСКИЕ ПРОВИДЦЫ

Основная дискуссия развернулась в рамках панельной сессии форума «Технологическое развитие нефтегазовой отрасли России в условиях цифровой трансформации мировой экономики и структурных преобразований». Особое внимание аудитории и средств массовой информации вызвало выступление Павла Сорокина, недавно назначенного заместителем министра энергетики РФ.

Он отметил, что если бы Россия в конце 2016 г. не присоединилась к соглашению «ОПЕК+», то сегодня на мировом рынке наблюдался бы не переизбыток «чёрного золота», а наоборот – острый дефицит. На первый взгляд, это парадокс. Ведь пару лет назад, в условиях ценовой рецессии, нефти производилось слишком много. Разве что в США добыча сланцевой нефти пошла на спад из-за того, что себестоимость производства на ряде промыслов превысила размер нефтяных котировок.

Но дело в том, пояснил Павел Сорокин, что снижение цен привело к сильному оттоку инвестиций из отрасли. В результате уже к 2018 г. она могла остаться без денег, что было чревато резким сокращением объёма геологоразведки и добычи. Конечно, достигнув дна, «нефтянка» снова пошла бы вверх. Но без механизма «ОПЕК+» это стало бы долгим и мучительным процессом. А повышение нефтяных цен в результате ограничения добычи участниками картеля и примкнувшими к ним странами-экспортёрами позволило достаточно быстро стабилизировать ситуацию на рынке. Безусловно, от этого выиграли и те государства, которые не принимали участия в сделке. Так, в США добыча возросла на 1,5 млн барр./сут. В итоге сегодня мировой экономике уже не грозит дефицит углеводородного сырья.

В свою очередь, представитель ОПЕК Беруз Байкализаде назвал министра энергетики РФ Александра Новака и его команду, отважившуюся два года назад на альянс с картелем, «подлинными провидцами». Выполняя поручение своего шефа Мохаммеда Баркиндо, он выразил уверенность в том, что при нынешнем курсе России здоровые тенденции на мировом рынке будут ощутимы как минимум до конца 2018 г. Залог этого – не только рост цен. Взаимная уверенность поставщиков и потребителей, сказал Байкализаде, приводит пусть и к небыстрому, но неуклонному сокращению товарных запасов «чёрного золота» у ведущих постиндустриальных государств.

БУМ НЕИЗБЕЖЕН

«Нынешние 70 с лишним долларов за баррель после депрессии 2014–2016 гг. – это всё равно, что 110 долларов на прежнем, ныне полузабытом пике», – сказал глава компании Rystad Energy Яранд Ристад. По его мнению, возвращается вера инвесторов даже в самые долгосрочные проекты, в том числе шельфовые.

Это предвещает новый шельфовый бум. А в области сланцевой добычи он уже возобновился. Эффективность извлечения этого труднодоступного вида сырья увеличилась в два раза. В результате к 2030 г. добыча нефти в США может удвоиться. Что же касается краткосрочного прогноза, то предстоящее в третьем квартале нынешнего года замедление производства никого не должно пугать – уже к началу следующего года рост восстановится.

Яранд Ристад также озвучил два сценария на 2019 г. Первый из них предполагает пролонгацию соглашения «ОПЕК+». В этом случае нефть всё равно не удержится на 70-долларовой планке. Второй ва-

риант подразумевает, что по каким-либо причинам эту сделку не продлят. Тогда вновь придётся наблюдать перепроизводство, которое обернётся превышением издержек над уровнем цен. В результате нефтяные компании опять будут вынуждены «затянуть пояса».

Одним из лучших стал доклад директора Энергетического центра бизнес-школы «Сколково» Татьяны Митровой. Признав тенденцию роста спроса на углеводороды, она предупредила: их потребление продолжит увеличиваться всё медленнее и медленнее. Целый ряд постиндустриальных государств, сказала она, уже *«ухитряются показывать увеличение ВВП без роста энергозатрат, особенно нефти и газа»*. Замедлению спроса на углеводороды способствует жёсткая межтопливная конкуренция. Более того, нарастает конкуренция и между поставщиками самого углеводородного сырья. Число государств-нефтеэкспортёров за последние годы увеличилось вдвое, а газозэкспортёров – втрое!

Естественно, такое соперничество *«съедает маржу, снижает плюсы природной ренты, устраняет иллюзию уникальности тех или иных месторождений»*. Видя это, адепты ресурсного национализма призывают развернуть новый виток борьбы за 100-долларовые или даже 150-долларовые цены. Однако в нынешних условиях высокие цены на нефть – не панацея, поскольку ключевым фактором становится себестоимость добычи. Поэтому, чтобы сохранить конкурентоспособность на энергетических рынках, Россия должна обеспечить технический прогресс в ТЭК. Осо-



Директор Энергетического центра бизнес-школы «Сколково» Татьяна Митрова

бенно важна цифровизация, которая в нефтегазовом комплексе пока буксует.

Однако обеспечить технологический прорыв в условиях санкций не так просто. Отсюда, собственно, и стремление Москвы к импортозамещению. Что ж, если расценивать это как вынужденный временный манёвр, возражений нет. Но если перестать вместе с зарубежными партнёрами и поставщиками бороться за долгожданный выход из санкционного тупика, постепенно скатываясь в автарию и незавидное состояние «осаждённой крепости», то даже гениальности отечественных учёных и инженеров может оказаться недостаточно. Вся мировая практика, заключила Татьяна Митрова, свидетельствует против самоизоляции даже ведущих отраслевых игроков по каким бы то ни было причинам.

Своими силами

Тему цифровизации подхватил один из менеджеров Schneider Electric Крис Дартнелл. Он дал понять, что иностранные инвесторы вовсе не стремятся поставить Россию в стопроцентную зависимость от зарубежных достижений, чтобы в недобрый час заявить: вот такие-то сервисные или товарные позиции мы отныне гарантировать не можем.

Цель ставится иная – сообща открыть и застолбить в машиностроительном комплексе РФ те ниши, где вопреки всем санкциям можно всё-таки преуспеть и найти возможности для производства нужной «нефтянке» продукции. И Schneider Electric демонстрирует такую стратегию на своём примере. Результаты её работы в России – четыре построенных завода, два центра НИОКР, 10 тыс. трудоустроенных россиян, 40 стратегических партнёров, 250 дистрибьюторов, 750 дилеров, 130 системных интеграторов, 150 сотрудничающих компаний от Балтики до Тихого океана. *«По ряду направлений мы рука об руку с вами обеспечиваем устойчивый пульс – ровное сердцебиение... При этом продвижение цифровой архитектуры с нашей помощью – это и есть локомотив прибыльности и эффективности»*, – отмечает К. Дартнелл.

Но, по словам главы одной из дирекций ПАО «Газпром нефть» Алексея Вашкевича, создание таких локомотивов должно окупаться. Не отрицая важности сотрудничества с западными партнёрами, он представил и отечественные разработки. Одна из них – оригинальный симулятор ряда операций в сфере сейсмики. Обработавшая с его помощью данные сейсморазведки 2D, эксперты получают не меньше результатов, чем пару десятилетий назад давала лишь продвинутая стадия сейсморазведки – 3D.

«Западносибирский бажен, к которому мы подошли вплотную, просто не может разрабатываться без надёжной цифровой платформы», – также отметил докладчик. А его коллега по «Газпром нефти» Сергей Архипов подчеркнул: *«Санкции – вот что привело Россию к самостоятельному освоению производства сложнейших новинок в нашей отрасли: от роторно-управляемых систем до различных химических компонентов для буровых работ. Более того, созданы предпосылки к тому, чтобы самим экспортировать эти и многие другие товарные позиции. В частности, проппант и ещё кое-что, необходимое для многоствольного бурения, вполне можно будет поставлять зарубежным покупателям»*.





О возможностях экономии в области энергетики на основе цифровизации рассказал партнёр Price Waterhouse Coopers Йорк Дорлер. Он верит: «Цифровая трансформация в ТЭК России может перепрофилировать всю вашу модель бизнеса».

Тема цифровизации и технологических прорывов стала центральной в ходе второй сессии форума «Импортозамещение и локализация в нефтегазовой промышленности», где представители Министерства промышленности и торговли РФ поведали о том, что начиная с 2018 г. (с момента введения первых санкций) удалось сократить объём импорта для нужд отечественного ТЭК на 8%. Масштабы отечественного производства нефтегазового оборудования увеличились на 50 млрд рублей, а его экспорт – на 10 млрд рублей. Минэнерго и Минпромторг создали Технологический совет, работающий по 12 направлениям импортозамещения.

Некоторые успехи уже налицо. Так, разработаны проекты мало- и среднетоннажных судов для транспортировки СПГ, совместно с несколькими ВИНК готовится дорожная карта для ускоренного создания флота крупнотоннажных судов. Этой работе во многом способствует Агентство по технологическому развитию, эксперты которого обеспечивают координацию усилий между отечественными нефтегазовыми компаниями и машиностроительными и оборонными предприятиями.

ИЗДЕРЖКИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Впрочем, с оценками предыдущих ораторов не согласился председатель Союза разработчиков программного обеспечения и IT-решений для нефтегазовой отрасли (СРПО ТЭК) Валерий Гарипов. Он отмечает, что увеличение доли отечественной продукции происходит в основном за счет её наиболее простых видов – трудоёмких, энергоёмких, металлоёмких, но, увы, не наукоёмких.

Сама тональность выступления В. Гарипова была резкой, взрывной: многое, даже очень многое складывается неудовлетворительно. При недопустимой пассивности руководящих инстанций отраслевым лоббистам приходится всё брать на себя. «Занимаюсь импортозамещением уже 15 лет, – подчеркнул оратор. – Сначала боролся за это в Миннефтепроме, затем в Минтопэнерго... И что же? Позиции иностранных гигантов на нашем рынке не ослабли, а лишь усилились. Раньше мы выдавливали своей деловой активностью Schlumberger с ряда важных отраслевых направлений, а потом Schlumberger выдавливала нас самих».

Отсюда, по мнению В. Гарипова, и проистекают главные опасности. Это кибератаки, другие угрозы в сфере информационной безопасности, усиление технологической зависимости ТЭК в целом и, в конце концов, утрата энергетического суверенитета России. Судите сами: в области информационных технологий для нефтегазового комплекса мы зависим от Запада на 85–99%. А в сфере «же-

леза» мы обеспечиваем себя отечественными разработками всего на 13%.

По словам В. Гарипова, негативную роль играют монополизм крупнейших нефтегазовых корпораций, отсутствие у них заинтересованности в практической отдаче от НТР. Всё ещё ощущается недостаток влияния со стороны государственных ведомств. Налицо и дефицит авторитетных, уважаемых нефтегазовым сообществом чиновников, которые фокусировались бы именно на этих проблемах. Результаты этого кадрового вакуума плачевны.

К примеру, в Новосибирске была создана оригинальная российская система проходки горизонтальных стволов. Но прошло уже два года, а для внедрения новинки ничего не сделано. Ещё один пример – навязывание американскими компаниями нашим нефтяникам и газовикам своих антивирусных программ, хотя программное обеспечение Касперского – не хуже. Гарипов также задаётся риторическим вопросом: почему «НОВАТЭК» склоняется к закупкам израильского, а не российского программного обеспечения для отражения кибератак? Почему столь же «непатриотично» ведёт себя в некоторых областях и «Газпром нефть»?

По мнению выступающего, следует оказать срочную помощь создателям отечественных новинок – подчас подлинно революционных. При отборе лучших информационных технологий пора перейти от закулисных «междусобойчиков» к совершенно открытым тендерным конкурсам и публичным закупочным процедурам.

УСПЕХИ ЛОКАЛИЗАЦИИ

Дискуссию продолжил ещё один представитель компании Schneider Electric – заместитель регионального гендиректора Борис Муратов. Он призвал коллег к созданию ультрасовременного центра модернизации ТЭК – своеобразного Иннополиса. Это позволило бы активизировать процесс локализации производства и конструкторских разработок в России.

«Для успешной локализации, – подчеркнул представитель компании Schlumberger Олег Жданев, – надо иметь безупречных поставщиков целой гаммы продукции – от сверхпрочных изделий из титана до обычных датчиков. Если есть такие российские поставщики, то успех весьма вероятен. В четвёртом квартале 2016 г. мы провели локализацию выпуска российских роторных систем, и сегодня они уже в полях. Выпускаются стабилизаторы, долота, каро-

тажные станции, уникальные расходомеры и т. д. В стране развиваются центры НИОКР под эгидой Schlumberger – это происходит в Тюмени и Новосибирске. Есть и два завода. Один из них, тот, что в Липецке, вскоре запустит уникальные мощности по литью для ТЭК. В его цехах нами установлено 10% всех промышленных роботов, ввезённых в Россию!»

«Исторически являясь норвежской компанией, мы уже 12 лет работаем в России, – отметила глава департамента продаж Roxar CIS Ирина Колбикова. – Занимаемся программным обеспечением. Причём из четырёх наших центров, специализирующихся в этой области, два находятся в Москве и Тюмени, а общее число компаний-пользователей в странах СНГ уже превышает сотню. Добавлю, что наша платформа по локализации решений совершенно открыта и мы ждём предложений в этой области».

«А нашей опорной точкой в России стала Кострома, – вступил в дискуссию Владимир Романов из National Oilwell Varco (NOV). – В целом от Сахалина до Белоруссии у нас насыщается уже 10 сервисных центров. Но именно костромской завод, открытый два года назад, по-своему уникален. На днях там была выпущена первая в РФ буровая установка 5000/320 для работы на больших глубинах. По своим компонентам она может считаться образцом локализации на уровне до 60% всех узлов и деталей. Удлиненную платформу трейлерного типа для буровых работ заказал пару лет назад «ЛУКОЙЛ». И теперь мы готовимся выпускать её в Костроме сначала на американском, а потом на белорусском шасси. Параллельно работаем над локализацией производства современной гаммы насосов для нефтегазовой отрасли».

О достижениях ПАО «Транснефть» в сфере локализации рассказал её вице-президент Павел Ревель-Муроз: «Начав в 2014 г. импортозамещение по 26 типам оборудования, мы обеспечили 23 позиции. А к 2020 г. должен быть достигнут 97-процентный уровень замещения всей продукции, потребляемой «Транснефтью». Согласитесь, что это – сверхзадача для госмонополии, которая перекачивает 480 млн т сырой нефти (90% от общероссийского объёма) и 30 млн т нефтепродуктов в год».

Начальник управления локализации «НОВАТЭКа» Пётр Родюшкин сообщил, что четвёртая очередь проекта «Ямал СПГ» будет полностью оснащена только отечественным оборудованием. «Дело не только в том, чем мы заняты непосред-

ственно на Ямале. Важно и то, что под Мурманском уже создаётся промышленная база по формированию крупнотоннажных предприятий и терминалов в секторе СПГ. Таких концентрированно-опорных центров нет больше нигде в мире», – подчеркнул он.

«Денег у ВИНК на импортозамещение мы не просим, – пояснял один из топ-менеджеров ПАО «ТМК» Александр Медведев. – Делаем всё сами по целевым программам. По ряду направлений нам даже не приходится гнаться за более передовыми зарубежными конкурентами. Так, в Европе наша «ТМК» является единственной компанией, полностью обеспечивающей себя заготовками для бесшовных труб. Освоен и выпуск обсадных насосно-компрессорных труб, магистральных труб большого диаметра и эффективных покрытий из своих материалов, в том числе для восточносибирского проекта «Ванкор» и ряда глубоководных программ. Мало того, наша продукция всё шире расходуется по зарубежным адресам – от Вьетнама до Мексиканского залива».

НЕ НАДО БИТЬСЯ ГОЛОВОЙ ОБ СТЕНУ

Текущую ситуацию в российском нефтегазовом комплексе в ходе форума исчерпывающе прокомментировал председатель Совета Союза нефтегазопромышленников РФ Юрий Шафраник. «Наши компании без преувеличения следует похвалить за то, что они не допустили, вопреки недавней рецессии, такого обвального спада объёмов бурения, который наблюдался в 2014–2016 гг. в США. Там буровые работы сократились втрое! Для России же с учётом специфики сырьевой отрасли, да и экономики в целом, подобное трехкратное падение стало бы хозяйственной катастрофой. Уже то, что от предкризисного 21 млн м ежегодной проходки скважин мы вышли сейчас на 27 млн м, – весомое достижение. И вот теперь надо столь же безошибочно выбрать векторы развития нашей «нефтянки» на ближайшие месяцы и годы», – отметил Ю. Шафраник.

Юрий Константинович согласен с прогнозом Института энергетической стратегии РФ, согласно которому спад цен на нефть в 2019 г. всё-таки произойдёт. Поэтому надо уже сейчас готовиться к вилке 55–60 долларов за баррель. При этом нацеленные против нас санкции могут, увы, стать ещё более циничными и неприятными. Однако намеченный переход отечественной нефтяной отрасли на новую схему налогообложения должен



Председатель Совета Союза нефтегазопромышленников РФ Юрий Шафраник

стать для неё эффективным и мобилизующим инструментом. Он призван стимулировать повышение производительности как нефтяных компаний, так и сервисных предприятий.

«При нынешнем реалистичном курсе Кремля никого в верхах уже не надо ни убеждать, ни переубеждать, ни биться головой об стенку, как в былые годы», – подчёркивает Ю. Шафраник. То есть если что-либо и будет препятствовать в ближайшее время развитию нефтегазового сектора РФ, то это не пассивность власти, не её метания из стороны в сторону. Проблема заключается в том, что у нас всё ещё не сформулирована сама концепция конкурентности, межкорпоративной состязательности. «Давайте взглянем правде в глаза: по большинству позиций сокращается сегмент свободного, дающего подлинный выбор рынка... Многие наши компании годами имеют на решающих участках своего производственного цикла всего по одному подрядчику, вместо как минимум трёх, как в Америке. Так что не зря Владимир Владимирович Путин провёл недавно заседание Госсовета по вопросам конкуренции. Альтернативность и транспарентность в раздаче и реализации контрактов становятся, как видно, во главу угла», – отмечает глава Союза нефтегазопромышленников.

Он убеждён: прав Игорь Сечин, вложивший немало сил в создание столь важного звена в структуре госкомпании – «Роснефть бурение». Ныне это предприятие выходит на рынок в качестве самостоятельного игрока. Бывшая материнская компания обеспечит 30% гарантированных заказов, а за остальные 70% придётся побороться на рынке. ■

Восточный нефтегазовый форум

Владивосток, 4–5 июля 2018 г.

Среди докладчиков и гостей 2018:



Александр Коробков,
Генеральный директор,
Газпромнефть-Сахалин



Иван Меньшиков,
Генеральный директор,
РНГ (Роснефтегаз)



Максим Савченко,
Директор стратегического
развития и крупные
проекты, Сибур



Василий Гребенников,
Зам. ген. директора по строительным
проектам, Фонд развития
Дальнего Востока и Байкальского
региона



Олег Баранов,
Генеральный директор,
Дальгазресурс

Екатерина Базжиной
продюсер Форума

+44 207 394 30 90 (Лондон)

+7 (499) 505 1 505 (Москва)

ebazzhina@vostockcapital.com

www.eastrussiaoilandgas.com

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

Стратегический
партнер:



Бронзовый
спонсор:



Среди
участников
2018:



Арктический потенциал

Оценки нефтегазоносности шельфа Сибирской платформы*

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ,
академик РАН, доктор геолого-минералогических наук,
научный руководитель;
Николай ЕРЁМИН,
доктор технических наук, заведующий Аналитическим центром
научно-технического прогнозирования в нефтегазовой отрасли;
Николай ШАБАЛИН,
кандидат геолого-минералогических наук, старший научный
сотрудник
(Институт проблем нефти и газа РАН)

Интерес нефтегазовых компаний к Арктическому региону Земли, несмотря на трудности при проведении геологоразведочных работ, освоении и разработке открываемых месторождений, доступе к рынкам сбыта добываемых углеводородов, достаточно высок. Согласно данным Геологической службы США, недра арктических зон пяти прибрежных государств – Соединённых Штатов, Канады, России, Дании и Норвегии – содержат не менее 525 млрд баррелей нефтяного эквивалента, или 75 млрд т. В том числе недра Арктической зоны России содержат 315,4 млрд барр., или 45,6 млрд т н. э., из них суша – 11,56 млрд т н. э. шельф – 33,5 млрд т. Тридцатого августа 2016 г. был утверждён План мероприятий по реализации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечению национальной безопасности на период до 2020 г. Он предусматривает геолого-геофизическое исследование слабоизученных районов Восточной Сибири с целью выявления размещения углеводородных ресурсов.

Для арктической зоны Восточной Сибири характерны суровый климат (зимой температура воздуха опускается до -60°C на суше и до -40°C на море); наличие вечной мерзлоты; отсутствие или удалённость инфраструктуры для завоза необходимого оборудования, материалов и транспортировки добываемых углеводородов; короткие периоды проведения полевых работ (ноябрь – апрель на суше и июль – сентябрь на море).

Открытие месторождения Победа в Карском море стало очередным импульсом к развитию геологоразведочных работ на шельфе – не только прилегающем к Западно-Сибирской плите, но и в акватории моря Лаптевых и в Восточной Сибири.

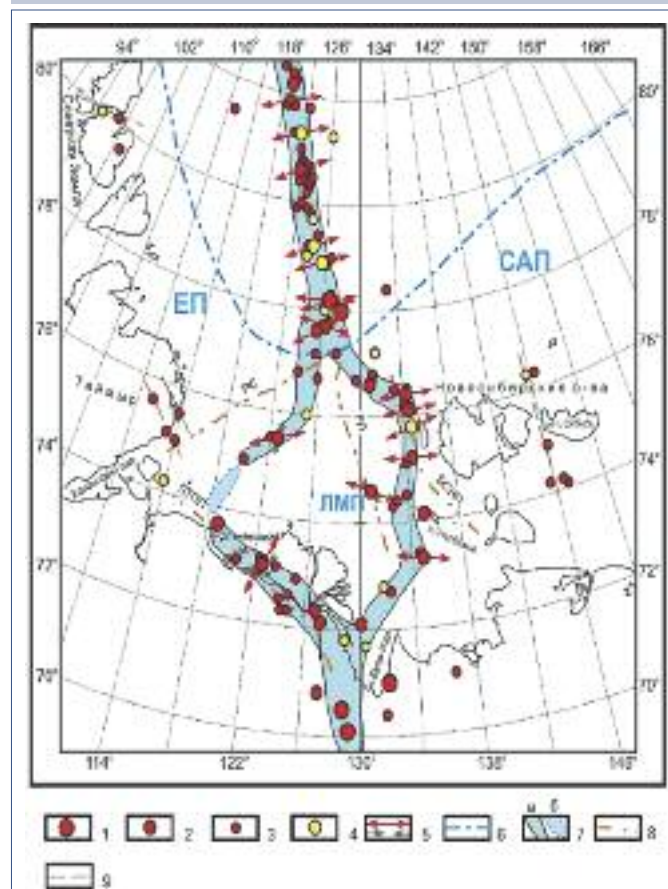
* Статья подготовлена по результатам работ, выполненных в рамках Программы государственных академических наук на 2013–2020 гг. Раздел 9 «Науки о Земле»; направление фундаментальных исследований 132 «Комплексное освоение и сохранение недр Земли, инновационные процессы разработки месторождений полезных ископаемых и глубокой переработки минерального сырья»; проект «Фундаментальный базис инновационных технологий нефтяной и газовой промышленности», № AAA – 0139-2018-0006.

УСЛОВИЯ ДЛЯ НЕФТЕГАЗООБРАЗОВАНИЯ

С 2016 г. в ИПНГ РАН выполняется анализ находящихся в открытом доступе производственных отчётов организаций Главсевморпути СССР, Мингео СССР, Министерства природных ресурсов и экологии России, Академии наук СССР и Академии наук РФ по геологическим исследованиям арктической зоны Восточной Сибири в период с 1928-го по 2016 г. Результаты анализа показывают высокий потенциал Енисей-Хатангской, Анабаро-Хатангской, Анабаро-Ленской и Лаптевоморской нефтегазоносных областей [15, 22, 23, 26].

Образование Арктического океанического бассейна происходило в позднепалеозойское-мезозойское время – как

Рис. 1. Система рифтов в восточной части Северного Ледовитого океана



ЕП – Евразийская плита; ЛМП – Лаптевская микроплита; САП – Северо-Американская плита; БСНП – Бельковско-Святоносский прогиб; ЛТПП – Лено-Таймырская зона пограничных поднятий; РЛ – разлом Лазарева; РС – разлом Северный.

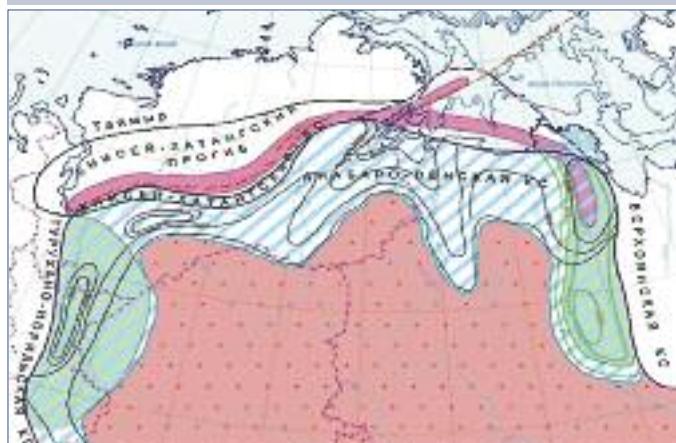
1–3 – землетрясения разной магнитуды ($M_1 > 6$; $M_2 = 5–5,9$; $M_3 = 4–4,9$);

4 – землетрясения, зарегистрированные после 1991 г.;

5 – оси напряжений растяжения и сжатия (длина стрелки пропорциональна косинусу угла наклона к горизонту); 6 – континентальный склон; 7 – границы плит (а – уверенные, б – предполагаемые); 8 – главные разломные зоны; 9 – разломы.

Источник: [17, 22, 25].

Рис. 2. Краевые системы севера Сибирской платформы



Источники: [12], [18].

Рис. 3. Тектоническая схема Енисей-Хатангского прогиба



1 – область киммерийской складчатости; 2 – сверхглубокие депрессии с эпицентрами погружения; 3 – платформенные. Структуры 1-го порядка, инверсионные вали: I – Рассохинский мегавал; II – Балахнинский вал; III – Белогоро-Тиганская зона поднятий; IV – Киряко-Тасская зона поднятий. Структуры 2-го порядка: 1 – Солочное поднятие; 2 – Тигяно-Анабарский вал; 3 – Нордвикский вал; 4 – Харатумусская впадина.

Источники: [1, 4, 24, 33].

при дроблении и растаскивании отдельных частей макроконтинента Лавразия мантийными течениями, так и в результате формирования современных литосферных плит. При соответствующей скорости спрединга образуется рифтовая зона, разделяющая литосферные плиты, с формированием земной коры океанического типа. В Северном Ледовитом океане срединно-океанический хребет Гаккеля разделяет Северо-Американскую и Евразийскую литосферные плиты (см. рис. 1).

Тектоническая активизация, начавшаяся в конце мелового периода, привела к образованию Лаптево-морской плиты [12]. При раздвиже-

нии литосферных плит в зависимости от скорости спрединга при опускании откалывающихся блоков материнской литосферной плиты по системе разломов создаётся краевая система, в дальнейшем преобразующаяся в краевую прогиб (см. рис. 2 и рис. 3).

Для краевых систем характерно интенсивное осадконакопление с образованием осадочных толщ большой мощности, в основном за счёт сноса осадочного материала с материнской плиты и высокого теплового потока. Это создаёт благоприятные условия для нефтегазообразования.

На базе палеотектонического анализа на севере Сибирской платформы выделяют Турухано-Норильскую, Енисей-Хатангскую, Анабаро-Ленскую и Верхоянскую краевые системы, сформировавшиеся на раннепалеозойском этапе развития Сибирской платформы.

РЕСУРСЫ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ

Оценки ресурсов углеводородов в арктической зоне Восточной Сибири выполнялись в различные годы ПГО «Ленанефтегазгеология», ПГО «Енисейнефтегаз» Мингео СССР, ФГУП «Южморгеология», ФГУП «ВНИИГеосистем», ФГУП «СНИИГ-ГиМС», ФГУП «ВСЕГЕИ», ФГУП «Севморнефтегеофизика», МАГЭ, ИПНГ СО РАН.

В настоящее время Сибирская платформа – регион России, уступающий по ресурсам нефти и газа на суше лишь Западной Сибири и Урало-Поволжью. По современным оценкам, в осадочном чехле на территории Восточной Сибири в диапазоне глубин от 1,5 до 5 км содержится около 100 млрд т у. т., неравномерно рассредоточенных в стратиграфическом диапазоне от рифея до кайнозоя включительно.

Основная нефтегазоносная провинция Восточной Сибири – Лено-Тунгусская. В её южной и центральной частях основные нефтематеринские толщи приурочены к рифейским, вендским, нижне- и среднекембрийским отложениям. В них сгенерировано 60–90% жидких и газообразных углеводородов осадочного чехла Лено-Тунгусской НГП.

В Восточной Сибири выделяют Енисей-Хатангскую, Анабаро-Хатангскую, Лено-Анабарскую, Верхоянскую и Лаптево-морскую нефтегазоносные области. Енисей-Хатангская НГО включает территорию Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП), Енисейского залива, западной части Анабаро-Хатангской седловины, северной окраины современной Сибирской платформы.

Анабаро-Хатангская нефтегазоносная область включает территорию мезозойской Анабаро-Хатангской седловины (АХС) или Хатангской впадины по рифей-палеозойским отложениям и Хатангского залива.

Лено-Анабарская НГО охватывает территорию Анабаро-Ленского прогиба и прилегающий шельф моря Лаптевых.

Как следует из табл. 1 и 2, территории Анабаро-Ленской и Анабаро-Хатангской нефтегазоносных областей характеризуются исключительно перспективными ресурсами категории D, выявленными в ходе сейсморазведочных работ. Морская часть Анабаро-Ленской НГО является довольно перспективной на обнаружение залежей углеводородов.

В настоящее время Сибирская платформа – регион России, уступающий по ресурсам нефти и газа на суше лишь Западной Сибири и Урало-Поволжью. По современным оценкам, в осадочном чехле на территории Восточной Сибири в диапазоне глубин от 1,5 до 5 км содержится около 100 млрд т у. т., неравномерно рассредоточенных в стратиграфическом диапазоне от рифея до кайнозоя включительно.

Табл. 1. Запасы и локализованные ресурсы углеводородов в Восточной Сибири

Нефтегазоносные области	ABC ₁ + C ₂ , млн т н. э.	D ₁ , млн т н. э.	D ₂ , млн т н. э.	Всего, млн т н. э.
Енисей-Хатангская – суша	409,6	5538	7597	13544,6
Енисей-Хатангская – шельф	–	–	–	1318
Анабаро-Хатангская – суша	–	5807	1969	7776
Анабаро-Хатангская – шельф	–	–	–	2117
Анабаро-Ленская – суша	–	1801	636	2437
Анабаро-Ленская – шельф	–	–	384	384
Предверхоанская	1	–	952	953
Вилуйская	471	1216	1169	2385
Итого	881,6	14362	12707	27950,6

Источники: [5, 7, 8, 21, 24, 27, 32, 33].



Табл. 2. Начальные суммарные ресурсы, локализованные по НГК, млн т н. э.

Нефтегазоносные области	Рифейский НГК/ категория	Вендский НГК/ категория	Венд-среднепалеозойский НГК/ категория	Верхнепалеозойский НГК/ категория	Мезозойский НГК/ категория	Всего
Анабаро-Хатангская	1001/ D ₂ лок.	–	968/ D ₂ лок.	5807/ D ₁ лок.	–	7776
Анабаро-Ленская – суша	216/ D ₂ лок.	420/ D ₂ лок.	–	1570/ D ₁ лок.	231/ D ₁ лок.	2437
Анабаро-Ленская – шельф	–	–	–	293/ D ₂ лок.	91/ D ₂ лок.	384
Итого	1217	420	968	7670	322	105977

Источники: [5, 7, 19, 21, 27].

ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКАЯ КРАЕВАЯ СИСТЕМА

Енисей-Хатангская краевая система вытянута с юго-запада на северо-восток в северной части Сибирской платформы. Её длина немногим превышает 1 тыс. км, ширина в среднем составляет 250 км. Енисей-Хатангская КС граничит на юге с Енисейской палеомоноклиной, на востоке – с Анабарским палеопрогибом, северная граница которого условно проводится по линии выклинивания триасово-кайнозойских отложений. На востоке граница проводится по зоне выполаживания краевых моноклиналей Енисей-Хатангского регионального прогиба с мезозойской Анабаро-Хатангской седловиной (АХС), по рифей-палеозойским отложениям с Хатангской мегавпадиной. В западной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) поверхность кристаллического фундамента погружена на 14–16 км от уровня мирового океана. Впадина заполнена отложениями юры и мела мощностью до 6–7 км. Они залегают на палеозойско-триасовом складчатом комплексе мощностью более 6 км, в свою очередь залегающем на докембрийском складчатом фундаменте. В центральной части впадины глубина залегания фундамента превышает 12 км. В начале позднеюрской эпохи Западно-Сибирская плита приобрела современные очертания. На её востоке, в ЕХРП и современном Енисейском заливе, образовался единый морской седиментационный бассейн. Осадочный комплекс там сложен отложениями морских и прибрежно-морских фаций и включает осадочные отложения верхней юры, нижнего и верхнего мела. Для отложений валанжин-сеноманского возраста характерна мощная, преимущественно песчаная толща. В восточной части ЕХРП, в триасе, происходило интенсивное прогибание. Мощность триасовых отложений – 1,5–2,5 км. Они являются самостоятельным структурным этажом фундамента, сложенного дислоцированными породами среднего и верхнего палеозоя. Структурный план мезозойского комплекса ЕХРП наследует структурный план верхнепалеозойского-нижнемезозойского комплекса, но приобретает более пликативный характер. Суммарная мощность юры и мела – около 2,5–3,5 км. Отложения юры и мела залегают

горизонтально, но на отдельных участках они дислоцированы. Нефтепроявления в Енисей-Хатангском региональном прогибе, на правом берегу Енисея, установлены в стратиграфическом интервале от рифея до нижнего мела. В Норильском районе выявлена нефтегазоносность ордовикских и силурийских отложений. Севернее открыты, разведаны и поставлены на государственный баланс Пайяхское, Северо-Пайяхское, Байкаловское, Хабейское и Озёрное месторождения углеводородов с суммарными геологическими запасами по категориям C₁ + C₂ в 385 млн т нефти и 40,3 млрд м³ газа (по состоянию на начало 2011 г.). В целом же по состоянию на 2017 г. потенциальные ресурсы углеводородов в ЕХРП оцениваются от 9374 до 14131 млн т у. т. Однако добыча в данном регионе не ведётся [1, 6, 11, 24, 28, 32, 33].

АНАБАРО-ЛЕНСКАЯ КРАЕВАЯ СИСТЕМА

Анабаро-Ленская краевая система охватывает с запада, севера и востока Анабарский щит. Западное и восточное ограничения, вероятно, имеют рифтовую геологическую природу. Мощность отложений базового структурно-фациального комплекса достигает более 1000 м. Ряд исследователей высказывают предположение о том, что северную границу Сибирской платформы необходимо проводить в акватории моря Лаптевых. Отмечается значительная мощность осадочных отложений рифея – верхнего палеозоя, – а также возможное наличие палеозойских соленосных толщ. Целесообразно рассматривать западную часть Анабаро-Ленской КС в качестве самостоятельной Анабаро-Хатангской краевой системы. Осадочный чехол здесь представлен двумя комплексами: нижним рифей-среднепалеозойским терригенно-карбонатным и верхнепалеозойско-мезозойским терригенным.

Территория Хатангской мегавпадины является периферийной частью области соленакопления в Лена-Анабарском прогибе и современной акватории моря Лаптевых. На западе Анабаро-Хатангской седловины (АХС) развиты соляные штоки среднего девона. В тектоническом отношении она представляет собой сочетание крупных впадин, разделённых линейны-



«Газпром нефть»

ми валами северо-западного простирания. Центральная часть сложена пермско-мезозойско-кайнозойским преимущественно терригенным комплексом мощностью до 10 км. На бортах прогибов в основании разреза выявлены отложения нижне-среднего палеозоя и докембрия, характерные для северного склона Анабарского массива Сибирской платформы. Осадочные толщи комплексов представлены различными известняками, доломитами и мергелями с прослоями сланцев, аргиллитов и интрузивных пород.

Достоверно установлена нефтеносность пермской терригенной толщи, распространённой на площади 4500 км² в Анабаро-Хатангском междуречье. Пористость пермских отложений на отдельных участках достигает 20%, проницаемость – до 500 мД. Нефти данного района имеют разные составы и свойства. Их удельный вес находится в интервале от 0,76 до 0,985 г/см³. Разведанные структуры залегают на глубинах до 2000 м. На региональный характер нефтеносности указывают значительные притоки пластовых вод (до 130 м³/сут), широкое развитие коллекторов в нефтеносной толще, большие притоки нефти. В ходе нефтепоисковых работ, проведенных в 1934–1953 гг. в Анабаро-Хатангском междуречье, были открыты Нордвикское, Южно-Тигянское, Западное, Восточное, Ильинское, Кожевническое нефтяные месторождения и залежи. Они имели небольшие размеры и дебиты – от 0,5 до 10 т в сутки. На территории АХС известны многочисленные нефтепроявления, которые фиксируются по всему вскрытому интервалу разреза – от докембрия до нижнего мела включительно. Лицензия на освоение Южно-Тигянского место-

рождения, расположенного на Западно-Анабарском лицензионном участке площадью 1564 км², предоставлена компании «Туймазанефть». При продаже на аукционе прогнозные извлекаемые ресурсы по категориям D1 и D2 были оценены в 10,3 млн т нефти и 16,3 млрд м³ газа. В Хатангском заливе наибольший интерес представляют породы подсолевого комплекса, а также нижнекаменноугольные карбонатные и нижнепермские терригенные отложения. Поисковая скважина Центрально-Ольгинская, пробуренная с берега полуострова Хара-Тумус, вскрыла в Хатангском заливе наличие нефти в интервале 2305–2363 м. На основании первичных исследований можно сделать вывод о возможном открытии месторождения нефти.

Анабаро-Ленский прогиб, скорее всего, развивался на перикратонном погружении северо-восточного участка Сибирской платформы, осложнённом рифейским рифтогенезом. Этот прогиб продолжает на восток южную полосу частных прогибов Енисей-Хатангской зоны. С севера он ограничивается затухающей к западу Оленекской складчатой системой, простирающейся от дельты Лены к Хатангскому заливу вдоль побережья моря Лаптевых. Анабаро-Ленская краевая система охватывает с запада, севера и востока Анабарский щит. Западное и восточное ограничения, вероятно, имеют рифтовую геологическую природу. Мощность отложений базового структурно-фациального комплекса достигает более 1000 м. В 2012 г. была осуществлена увязка новых и переинтерпретированных предыдущих сейсмических данных с уточнёнными стратиграфическими разбивками по пара-

Большой поисковый интерес вызывают не вскрытые бурением, глубоко залегающие рифей-среднепалеозойские отложения, сложенные, вероятно, терригенными и карбонатными отложениями. Наряду с этим очень интересны галогенные отложения, вскрытые на АХС и прогнозируемые в Хатангском заливе и на мелководном шельфе Анабаро-Ленской НГО.

метрическим скважинам (Усть-Оленекской 2370, Чарчыкской 1, Хастанской 930, Бурской 3410), а также с имеющейся геолого-геофизической информацией по этим глубоким скважинам. В результате были более достоверно выделены на временных разрезах реперные отражающие горизонты в палеозойских и протерозойских отложениях и определены мезозойский, пермский, кембрийский, вендский и рифейский сейсмогеологические комплексы. Мощность рифейских отложений превышает мощность всей вышележащей вендско-мезозойской толщи пород. В составе рифейского комплекса можно выделить пять самостоятельных комплексов, контролируемых отражающими горизонтами и имеющих различные площади распространения. Мощность мезозойских отложений изменяется в диапазоне от 0 до 1645 м, регионально увеличиваясь в северном направлении. Резкое сокращение мощности мезозоя наблюдается над Прончищевской, Аллахской и Усть-Оленекской структурами, а на юге рассматриваемой территории комплекс полностью отсутствует на временных разрезах. На многих площадях Анабаро-Ленской краевой системы достоверно установлены месторождения природных битумов. Наиболее крупное из них, Оленекское, открыто в зоне вклинивания пермских отложений на северном склоне Оленекского поднятия [20]. По состоянию на 2017 г. потенциальные ресурсы углеводородов в Анабаро-Хатангской КС составляли от 13383 до 15941 млн т н. э., в том числе 5833 млн т на мелководном шельфе (Анабаро-Хатангская НГО – от 4009 до 9712 млн т, Анабаро-Ленская – от 5594 до 6229 млн т н. э.). Добыча нефти и газа в данном регионе не ведётся [2-3, 9-11, 13, 14, 16-18, 24, 28, 32, 33].

Для поисков нефти и газа наиболее перспективны территории Анабаро-Хатангской и Анабаро-Ленской НГО в Лено-Анабарской краевой системе. Все открытые здесь на суше залежи приурочены к верхнепалеозойским – нижнемезозойским отложениям (пермь, триас). Притоки углеводородов наблюдались в скважинах, приуроченных к разломам. Большой поисковый интерес вызывают не вскрытые бурением, глубоко залегающие рифей-среднепалеозойские отложения, сложенные, вероятно, терригенными и карбонатными отложениями. Наряду с этим очень интересны галогенные отложения, вскрытые на АХС и прогнозируемые в Хатангском заливе и на мелководном шельфе Анабаро-Ленской НГО. Бурение на выявленных сейсморазведкой перспективных структурах на шельфе из-за ограниченных технических возможностей российских нефтегазовых компаний в ближайшее время возможно только с берега, как и бурение на перспективных сейсмостратиграфических комплексах на глубинах 6–8 км.

Литература

1. Бабинцев А. Ф. Составление сводной карты геолого-экономического районирования Красноярского края (1/500000) и объяснительной записки к ней. 1983 г.
2. Васильева Е. А. Уточнение модели строения осадочных бассейнов лаптевоморского шельфа и зоны сочленения со структурами Сибирской платформы. – Мурманск: ОАО Севморнефтегеофизика, 2015.
3. Герт А. А. Мониторинг и анализ результатов выполнения мероприятий «Программы геологического изучения и предоставления в пользование месторождений углеводородного сырья Восточной Сибири и Республики Саха (Якутия)» // Рекомендации по корректировке и уточнению основных программных показателей и мероприятий: Госконтракт № 4 Ф-11 от 28.04.2011 г. – Новосибирск: ФГУП СНИИГТМС, 2013.
4. Горшков А. С. Геофизические работы на Анабаро-Хатангской седловине с целью подготовки участков лицензирования. – Геленджик: ФГУП «Южморгеология», 2012.
5. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А., Шабалин Н. А. Углеводородный потенциал севера Сибирской платформы // Труды РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина. 2017. № 1. С. 16–33.

6. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А., Шабалин Н. А. Перспективы создания Норильского технохаба // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. Т. 17. С. 1–14.
7. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А., Шабалин Н. А. Углеводородный потенциал арктической зоны Сибирской платформы // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. 2018. № 1. С. 4–10.
8. Карта нефтегазоносности Российской Федерации и сопредельных стран СНГ м-ба 1:5 000 000 ред. / К. А. Клещев, А. И. Варламов. 2009.
9. Конторович В. А., Конторович А. Э. Структурно-тектонические характеристики Лено-Анабарского региона // Геология нефти и газа. 2014. № 1.
10. Ларичев А. И. и др. Разработка современной модели геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности палеозойских отложений Анабаро-Хатангской седловины и прилегающих территорий. – СПб.: ВСЕГЕИ, 2011.
11. Мейснер Л. Б. Изучение геологического строения и оценка перспектив нефтегазоносности недр Енисейского и Хатангского заливов. – Геленджик: «Южморгеология», 2010.
12. Милановский Е. Е. Геология России и ближнего зарубежья (северной Евразии). – М.: Московский государственный университет, 1996.
13. Мигурский Ф. А., Смирнов Е. В. Оценка ресурсного потенциала нефтегазоносности Лено-Тунгуской нефтегазоносной провинции на основе моделирования процессов формирования залежей УВ и бассейнового моделирования: Госконтракт № 12 Ф-07 от 22.10.2007 г. – Новосибирск, ФГУП «СНИИГТМС», 2010.
14. Парамонова М. С. Отчёт по объекту «Создание комплекса Геолкарты-1000/3 листов S-48,49 (морская часть S-50 на основе доизучения геологического строения юго-западного шельфа моря Лаптевых». – Мурманск: МАГЗ, 2010.
15. План мероприятий по реализации Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 г. Утверждён 30 августа 2016 г. См.: <http://www.government.ru/media>
16. Притула Ю. А. Геологическое развитие Сибирской платформы как основа для оценки перспектив её нефтегазоносности и методики поисковых и разведочных работ на нефть и газ. – Л.: ВНИГРИ, 1973.
17. Прокопцева С. В. и др. Комплексные геолого-геофизические работы в области сочленения Лено-Тунгуской НГП и Лаптевской НГО: Госконтракт № 40/01/30-108 от 30.03.2012 г. – Геленджик: ФГУП «Южморгеология», 2014.
18. Савченко В. И. Комплексные геофизические работы на Анабаро-Хатангской седловине с целью уточнения геологического строения и перспектив нефтегазоносности. – Геленджик: «Южморгеология», 2014.
19. Сафронов А. Ф., Сивцев А. И. и др. Начальные геологические ресурсы углеводородов шельфа моря Лаптевых // Геология и геофизика. ИНГ СО РАН. 2010.
20. Сафронов А. И., Сивцев А. И. История формирования Оленекского месторождения природных битумов // Геология нефти и газа. 2018. № 1. С. 115–120.
21. Ульмасвай Ф. С., Ерёмин Н. А., Шабалин Н. А., Сидоренко Св. А. Нефтегазовый потенциал Анабаро-Ленского прогиба // Деловой Журнал Neftegaz.Ru. 2017. № 1. С. 48–54.
22. Ушаков С. А., Федюнский В. В., Шабалин Н. А. Динамика литосферных плит и геосинклинальных областей. // М., Внутренняя геодинамика. Общие вопросы геодинамики. М.: 1972. Вып. 1.
23. Фомин А. М. Разработка элементов вероятностных моделей нефтегазовых генерационно-аккумуляционных систем района исследований на основе геолого-геохимических и геофизических данных. – Новосибирск: ФГУП «Южморгеология», 2014.
24. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А., Шабалин Н. А. SPE-166815-RU. Углеводородный потенциал Енисей-Хатангской НГО в пределах Таймырского АО и степень его освоения. // The second SPE arctic and extreme environments technical. Conference and exhibition. Moscow, 15–17 October 2013 (SPE AEE 2013). См.: <http://dx.doi.org/10.2118/166815-RU>.
25. Nikishin A. M., Petrov E. I., Malyshev N. A., Ershova V. P. Rift systems of the Russian eastern Arctic shelf and Arctic deep water basins: Link between geological history and geodynamics // Geodynamics & Tectonophysics. 2017. V. 8. № 1. P. 11–43.
26. World Oil Outlook 2016 / OPEC Secretariat. October 2016.
27. Ерёмин Н. А., Шабалин Н. А. Нефтегазовый потенциал северной части Сибирской платформы // Актуальные проблемы нефти и газа. 2017. Т. 19. № 4. С. 1–10.
28. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А., Шабалин Н. А. Актуальные проблемы развития нефтегазового сектора Таймырского автономного округа Красноярского края // Тезисы докладов. XXI Губкинские чтения «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России». Секция 5. Разработка и освоение месторождений УВ. – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина. 24–25 марта 2016. С. 44–52.
29. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А., Шабалин Н. А. Сейсмологическая характеристика разреза осадочного чехла арктической зоны Сибирской платформы // Геология нефти и газа. 2018. № 1. С. 29–47.
30. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А., Цифровое развитие Арктической зоны России: состояние и лучшие практики. // Региональная энергетика и энергосбережение. 2018. № 3. С. 2–3.
31. Дмитриевский А. Н., Ерёмин Н. А., Шабалин Н. А., Кондратюк А. Т., Ерёмин Ал. Н. Состояние и перспективы традиционного и интеллектуального освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа // Деловой Журнал Neftegaz.Ru. 2017. № 1. 2017. С. 32–41.
32. Ерёмин Н. А., Шабалин Н. А., Данилова М. В. Углеводородный потенциал Пур-Тазовской НГО в пределах Таймырского автономного округа и степень его освоения // XX Губкинские чтения «Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России», 28–29 ноября 2013 г. // Сборник тезисов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2013. С. 41–42.
33. Ерёмин Н. А., Шабалин Н. А. Углеводородный потенциал арктической зоны северо-запада Красноярского края и степень его освоения // Сб. тезисов XI Всерос. научн.-техн. конф. 8–10 февраля 2016 г. «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России. Секция 1. Геология, геофизика и мониторинг месторождений нефти и газа». – М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, 2016. С. 9.

СПГ 2018 конгресс РОССИЯ

6 – 8 июня,
Москва

Организатор:

VOSTOCK CAPITAL

V Юбилейный Конгресс и Выставка

www.inrussiacongress.com

events@vostockcapital.com

+44 207 394 30 90

+7 (499) 505 1 505



Среди докладчиков и участников 2018:



Кирилл Молодцов,
Заместитель Министра,
Министерство
энергетики РФ



Сергей Густов,
генеральный
директор,
Газпром СПГ
Санкт-Петербург



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



Алексей Крюков,
генеральный директор,
Газпром трансгаз
Екатеринбург



Филип Адкинс,
Директор,
Red Box Energy Services



Олег Андреев,
генеральный директор,
Газпром
проектирование

- **Представление всех крупнотоннажных СПГ проектов России:** возможности расширения проекта «Сахалин 2» и строительство 3-й технологической линии, реализация Дальневосточных, Арктических и Балтийских СПГ проектов
- **Малотоннажные СПГ проекты России:** Газификация Томской области; Строительство СПГ завода в Челябинской области; Инвестиционный проект по строительству завода в Республике Карелия; СПГ-газификация Забайкальского края
- **Технологический фокус день:** представление лучших мировых технологий для крупнотоннажного и

малотоннажного СПГ, технологий СПГ для транспорта, технологических решений и опыта производства от пионеров СПГ индустрии

- **Дебаты лидеров индустрии:** сотрудничество и конкуренция СПГ и трубопроводного газа в сфере оптимизации экспортных поставок российского газа, конкуренция за европейские и азиатские рынки сбыта
- **Дискуссии операторов и поставщиков технологий:** Факторы влияния на развитие крупнотоннажного, средне- и малотоннажного СПГ

Специальный
партнер:

SIEMENS

Локальный
партнер в Иране:

OPEN IRAN

Партнеры:

Brunel

KBR

ADAMS

KVERNER

Спонсоры 2018:

TechnipFMC

SIAD

GTT

TGE

RED BOX

«Малый» СПГ для Европы



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

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

В первой части данной статьи были рассмотрены особенности становления газового рынка Европы, дано обоснование заинтересованности европейских стран в строительстве инфраструктуры малотоннажного СПГ. Этот интерес обусловлен потенциальным ростом спроса со стороны сразу нескольких сегментов народного хозяйства: энергетики, автомобильного и судового транспорта. Были также выделены факторы создания рынка малотоннажного СПГ в регионе Северного и Балтийского морей. В завершающей части статьи будут раскрыты основные технологические особенности малотоннажного СПГ в Европе и в связи с этим новые возможности российского экспорта газа.

СИТУАЦИЯ НА ЕВРОПЕЙСКОМ РЫНКЕ СПГ

По данным Международной группы импортеров СПГ (GIIGNL), в 2017 г. в страны Европы было поставлено около 40 млн т сжиженного природного газа, что более чем на 12% превышает показатели 2016 г. Это эквивалентно 50–52 млрд м³ трубопроводного газа. Драйверами роста являются страны юго-западной и южной частей континента, которые не обладают разветвленной системой магистральных газопроводов и вынуждены приобретать СПГ в качестве энергоносителя. Таким образом, в Испанию было доставлено 12,1 млн т, Францию – 7,35 млн т, Италию – 5,97 млн т, Португалию – 2,71 млн т. Из стран Северно-Западной Европы крупнейший импортер – Великобритания (4,88 млн т), остальные страны региона в прошлом году предпочитали покупать трубопроводный газ. Новым импортером среди стран Европы стала Мальта.

Поставки СПГ в Европу диверсифицированы. В 2017 г. главными поставщиками были Катар (доля рынка – около 40%), Нигерия (19%), Алжир (17%), а

также Норвегия и Перу (по 7% каждая). США на шестом месте с 4% (см. рис. 1).

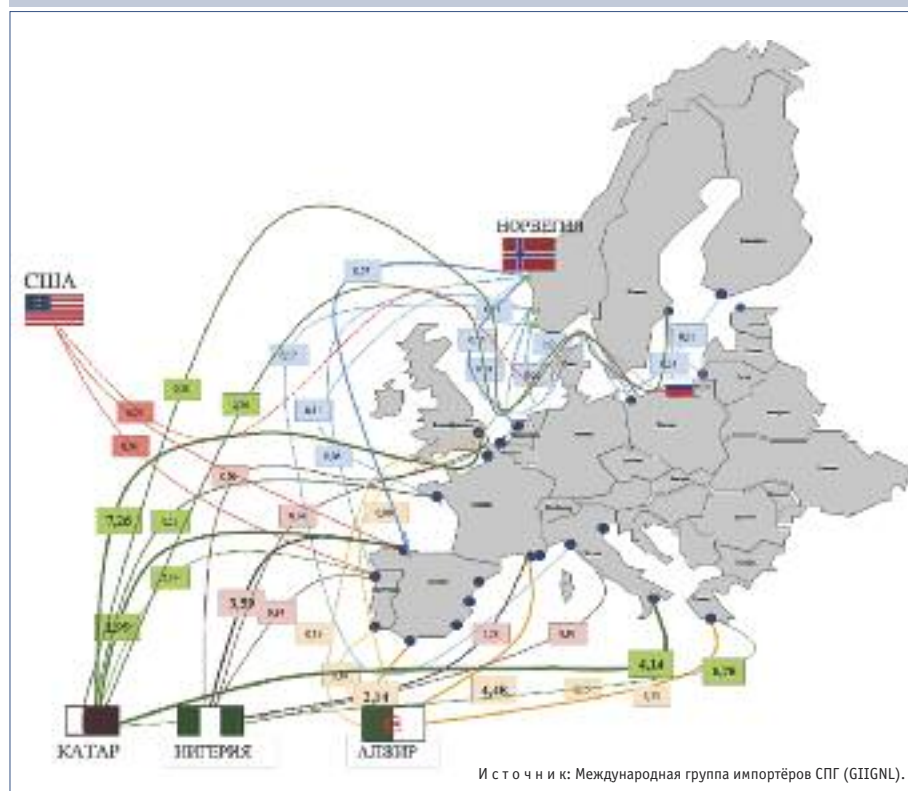
Первая партия сжиженного природного газа с российского завода «Ямал СПГ» была доставлена 28 декабря 2017 г. в британский порт на острове Грейн. Поначалу предполагалось, что газовоз «Кристоф де Маржери» направится в Азию, однако ситуация изменилась после остановки ключевого нефтепровода Forties в Северном море. Из-за образовавшейся в трубе трещины было принято решение на несколько недель закрыть трубопровод, через который в Великобританию поступают 40% нефти и газа, добываемых на британских месторождениях в Северном море.

Поставки американского СПГ в 2017 г. осуществлялись в восемь европейских стран, в числе которых оказались государства, традиционно импортирующие российский трубопроводный газ (Польша и Литва). Однако на сегодняшний день американский СПГ неконкурентоспособен по цене, и незначительные масштабы его поставок не влияют на законтракованные объемы импорта трубо-

* Окончание. Начало см. в № 3–4 / 2018 г.



Рис. 1. Источники поставок СПГ в Европу в 2016 г., млн т



проводного газа. Кроме того, данные поставки из США были осуществлены на основе разовых сделок, поэтому преждевременно говорить о долгосрочных энергетических отношениях между Соединёнными Штатами и странами Европы.

Основным фактором осуществления экспортных поставок СПГ являются от-

нюдь не долгосрочные контракты, а уровень спотовых котировок. Так, высокие цены на сжиженный газ в странах Азиатско-Тихоокеанского региона зимой 2016–2017 гг. привели к тому, что именно на АТР пришлось основная доля мировых поставок СПГ. А европейский рынок в связи с этим оказался непривлека-

тельным. Как следствие, в странах ЕС использовалось в среднем 25% имеющихся регазификационных мощностей (в Северной Европе это значение ниже, а в Южной – выше).

Тем не менее, вопрос о долгосрочном влиянии поставок СПГ из Соединённых Штатов и стран Ближнего Востока на цены и структуру европейского импорта остаётся открытым. Также сохраняет актуальность вопрос о том, сможет ли экспортная стратегия России (точнее – Группы «Газпром») адаптироваться к новым реалиям рынка.

ИНФРАСТРУКТУРА МАЛОТОННАЖНОГО СПГ

Сжиженный газ доступен во всех прибрежных странах Европы, имеющих импортные терминалы. Возможность развития инфраструктуры малотоннажного СПГ также непосредственно связана с наличием такого терминала (см. табл. 1).

Ввиду того, что СПГ находит применение в нескольких новых сегментах (автономная газификация, автомобильный и судовой транспорт), европейские операторы регазификационных терминалов приняли ряд технологических решений с целью улучшения обслуживания различных категорий потребителей. В дополнение к обычным установкам по разгрузке крупных СПГ-танкеров и по регазификации практически все новые импортные терминалы планируют строительство объектов с учётом малотоннажного функционала. В

Табл. 1. Объекты инфраструктуры малотоннажного СПГ в отдельных европейских странах

Количество объектов малотоннажного СПГ	Действует	Строится	В планах
Испания	43	1	4
Великобритания	40	–	8
Норвегия	32	–	–
Нидерланды	31	–	17
Франция	17	–	29
Италия	14	2	2
Швеция	13	2	3
Германия	10	5	6
Португалия	9	–	3
Бельгия	6	3	1

Источники: европейская аналитическая организация Gas Infrastructure Europe.

Табл. 2. Динамика количества объектов по использованию СПГ в Европе

Тип установки	Действующие на конец 2017 г.	Изменение в 2016–2017 гг.	Строится	В планах
СПГ-терминалы (большие и малые)				
Погрузка с терминала на судно	19	н/д	6	12
Перегрузка с судна на судно	7	н/д	–	4
Погрузка на малотоннажные суда	15	+67%	10	12
Налив в фуры	25	+32%	7	7
Налив в ж/д цистерны	–	–	–	5
Малые установки по сжижению	21	–5%	н/д	5
Бункеровочные комплексы	39	+50%	12	12
Бункеровочные суда и баржи	11	+120%	1	6
Заправки для фур	167	+139%	8	63
Малые установки регазификации	менее 1000	н/д	н/д	н/д

Источники: Gas Infrastructure Europe.

частности, это причалы для бункеровочных судов и эстакады погрузки СПГ в фуры-цистерны. В то же время проводится дооснащение старых терминалов данным оборудованием.

Таким образом, на сегодняшний день инфраструктура малотоннажного СПГ включает в себя технологические установки со следующими функциями:

- загрузка СПГ на малотоннажные судна-газовозы и бункеровщики;
- налив СПГ в фуры-цистерны;
- перегрузка методом «судно – судно» с или на бункеровочную баржу;
- налив СПГ в железнодорожные вагоны-цистерны.

По данным европейской аналитической организации Gas Infrastructure Europe, за последние два года произошёл значительный рост инфраструктуры малотоннажного СПГ. По состоянию на конец 2017 г. в эксплуатации находилось 25 установок, осуществляющих налив СПГ в фуры-цистерны (на 32% больше, чем годом ранее). На стадии строительства и планирования – ещё 14 установок.

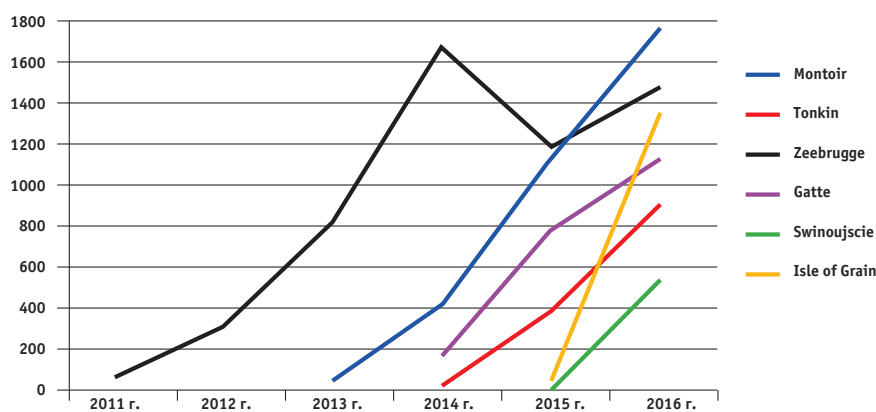
Кроме того, функционируют 15 установок по загрузке СПГ на малотоннаж-

На сегодняшний день в Европе уже действуют более 160 заправочных станций СПГ (на 139% больше, чем годом ранее), более 60 строятся или находятся на стадии проектирования.

На терминалах Северо-Западной Европы сформировался активный рынок отгрузок СПГ в фуры-цистерны. Объёмы таких операций динамично растут. В 2016 г. четыре терминала во Франции, Бельгии, Нидерландах и Великобритании обслужили более 1 тыс. фур каждый (см. рис. 2). Таким образом, один терминал продаёт 30–40 тыс. т малотоннажного СПГ в год. Отгрузки имеют выраженный сезонный характер – зимний спрос примерно в два раза превышает летний. Основными потребителями этого СПГ являются объекты децентрализованного газоснабжения (более двух третей отгрузок), однако растёт и доля использования сжиженного газа в качестве газомоторного топлива. По данным европейских агентств, автопарк на СПГ составляет около 2 тыс. грузовых автомобилей. А по оценкам Platts, потребление сжиженного газа автотранспортным сектором в 2017 г. достигло 70 тыс. т, что эквивалентно 100 млн м³ газа.

В Европе работают 39 береговых бункеровочных комплексов и 11 бункеро-

Рис. 2. Количество отгрузок СПГ в фуры на европейские терминалы



Источники: Французская компания-оператор малотоннажных проектов Elengy.

ные суда-бункеровщики (полтора года назад было девять), на стадии строительства и проектирования – 22 установки. Некоторые терминалы дополнительно к вышеперечисленному планируют сооружение железнодорожных эстакад¹ (см. табл. 2).

¹ См.: <https://www.lngworldnews.com/gaz-system-green-lights-polish-lng-terminal-expansion/>

вочных судов и барж. Ряд судостроительных компаний приступил к проектированию и созданию судов, использующих СПГ в качестве топлива. По данным европейской аналитической компании DNV GL, к 2015 г. было введено в эксплуатацию 52 судна различного назначения, среди них 22 авто-пассажирских парома, два буксира, два газовоза, четыре патрульных судна, 13 судов снабже-

ния платформ, четыре ролкера, один танкер и четыре универсальных судна. Лидерами на рынке судостроения являются Норвегия (компания Fjord1, Siem Offshore, İstensi Rederi), Германия (GNS Shipping), Швеция (Terntank) и Дания (Evergas).

Особенно интересен опыт применения СПГ в качестве экологического «зелёного топлива» крупными круизными компаниями. Дело в том, что существует риск введения запрета на швартовку «грязных» круизных лайнеров в портах популярных у туристов европейских городов. Если такое решение будет принято соответствующими региональными властями, то вся круизная индустрия рискует оказаться под ударом. Данный фактор может стать серьёзным стимулом для расширения инфраструктуры бункеровки сжиженным газом, ускорения модернизации существующего круизного флота и строительства новых лайнеров, использующих СПГ в качестве топлива. А это, в свою очередь, станет существенным экономическим толчком для реализации проектов по строительству заправочных СПГ-терминалов. Таким образом, проблема «курицы и яйца» в отношении формирования рынка сжиженного газа в Европе практически решена.

СПГ НА РЕЧНОЙ АРТЕРИИ

Европейская комиссия инициировала рассмотрение вопроса о строительстве СПГ-терминалов вдоль речного маршрута Рейн – Майн – Дунай. Это позволит обеспечить удобный доступ к сжиженному газу в центральных районах Европы, отдалённых от импортных терминалов на морском побережье.

Рейн – самая судоходная река Европы, которая соединяет промышленные центры Швейцарии, Франции и Германии с портами Нидерландов и Бельгии, что обуславливает очень большой грузооборот. По состоянию на 2016 г. по данному речному маршруту транспортировку грузов осуществляли 12 тыс. судов, грузооборот составил около 187 млн т. При этом 71% грузооборота пришёлся на Нидерланды и Германию.

В настоящее время в устье Рейна существуют два крупных импортных терминала СПГ – Роттердам и Зебрюгге. Поэтому имеется возможность доставки сжиженного газа вверх по реке. В ближайшие годы ожидается ввод в эксплуатацию нескольких бункеровочных судов и барж. Как минимум одно из

них, законтрактованное компанией Shell, теоретический сможет ходить вверх по Рейну.

В 2013 г. страны Евросоюза приняли экономическую транспортную стратегию TEN-T, в рамках которой Еврокомиссия предоставляет финансовую поддержку строительству инфраструктуры СПГ, в том числе в коридоре Рейн – Майн – Дунай. Ожидается, что сжиженный газ будет стоить в полтора раза дешевле дизельного топлива и это станет стимулом для транспортных компаний переходить на данный вид горючего.

ные потребители и поставщики СПГ не определены.

РОССИЙСКИЕ МАЛОТОННАЖНЫЕ СПГ-ПРОЕКТЫ

Существуют три технологические цепочки реализации российского газа на экспорт, которые могут отличаться конечными потребителями.

Первая – экспорт газа по магистральным трубопроводам до подземных хранилищ или пунктов замера и коммерческого учёта газа страны-импортёра. А далее – по внутренним газораспреде-

Рис. 3. Приёмочные СПГ-терминалы, строительство которых предусмотрено в Masterplan LNG



Источники: Европейское агентство Prodanube, составлено авторами.

С целью реализации программы TEN-T правительство Европейского союза создало организацию Pro Danube Management. Она объединяет региональные правительственные структуры и независимые компании-операторы. Ею был разработан проект по комплексному развитию СПГ-инфраструктуры на Рейне и Дунае – Masterplan LNG. Он включает в себя инновационные технические решения и новейшие управленческие подходы.

Masterplan LNG был представлен общественности в 2015 г. В нём обозначены сроки ввода в эксплуатацию ряда СПГ-терминалов (см. рис. 3).

Однако пока введён в эксплуатацию только один объект, в Болгарии. Завершение сооружения остальных приёмочных терминалов запланировано на 2020–2025 гг. На данный момент конеч-

тельным сетям непосредственно потребителю. Сейчас функционируют следующие экспортные магистрали: СРТО – Западная граница, Уренгой – Помары – Ужгород (через Украину), Ямал – Европа (через Белоруссию и Польшу), «Северный поток – 1» (по дну Балтийского и Северного морей), «Голубой поток» (по дну Чёрного моря).

Второй вариант – крупнотоннажные поставки СПГ к приёмочным терминалам регазификации/хранения страны-импортёра. В 2009 г. в рамках проекта «Сахалин-2» (контролирующий акционер – «Газпром») был построен завод по сжижению газа. Поставки с него осуществляются главным образом в страны Азиатско-Тихоокеанского региона: Японию, Китай, Вьетнам, Южную Корею. В конце 2017 г. компанией «НОВА-ТЭК» был введён в эксплуатацию завод

«Ямал СПГ». В настоящее время российскими компаниями реализуются прочие крупнотоннажные проекты производства СПГ, а также рассматривается возможность расширения линий действующих заводов.

Наконец, третий путь – экспорт газа в рамках малотоннажных СПГ-проектов.

Особенностями третьего варианта являются относительно умеренные капитальные затраты, сжатые сроки реализации проекта и, соответственно, короткие периоды окупаемости. Кроме того, на сегодняшний день существуют незанятые рынки реализации малотоннажного СПГ (в первую очередь, в качестве топлива). А вот рынок крупнотоннажного СПГ в ближайшие 5–10 лет будет перенасыщен из-за массового ввода в эксплуатацию экспортных терминалов в США, Австралии и странах Ближнего Востока.

В России ведётся реализация нескольких «малых» СПГ-проектов:

- терминал «Балтика-СПГ» мощностью 10 млн т в год (ввод в эксплуатацию ожидается в 2021 г.) в районе порта Усть-Луга (Ленинградская область);
- завод СПГ на базе компрессорной станции Портовой мощностью 1,5 млн т в год в Выборгском районе Ленинградской области и плавучая станция «Маршал Василевский» в Калининградской области;
- сооружение СПГ-завода мощностью 2 млн т в год (участники проекта – «НОВАТЭК» и «Газпромбанк») в г. Высоцке.

В настоящее время экспортные поставки российского «малого» СПГ осуществляются фурами с заводов, расположенных в Калининграде и Пскове, в Балтийские страны: Польшу, Литву, Латвию и Эстонию. Кроме того, компании Группы «Газпром» активно сотрудничают с европейскими операторами, потенциальными потребителями российского СПГ. Они совместно реализуют проекты по хранению, распределению и реализации СПГ в качестве бункеровочного и автомобильного топлива, а также его использованию для автономной газификации.

В 2016 г. «Газпром» совместно с компанией Gasunie приступил к осуществлению пилотного проекта по созданию приёмных терминалов малой тоннажности в портах городов Росток (Германия) и Роттердам (Нидерланды). В порту Роттердама в том же году была осуществлена первая бункеровка СПГ. Таким образом, российские компании пытаются адаптироваться к новым реалиям газового рынка на Балтике и в Северном море.

ЧЕРНОМОРСКИЙ ПОТЕНЦИАЛ

При создании и развитии рынка малотоннажного СПГ для речного маршрута Рейн – Майн – Дунай большие преимущества перед другими прибрежными странами-поставщиками СПГ имеет Россия. В её пользу действуют такие факторы, как возможность выхода в Чёрное море без привлечения транзитных стран и развитость газотранспортной системы в районе восточного побережья Чёрного моря. Ранее в данном регионе была сооружена сеть магистральных газопроводов с целью подачи газа для заполнения труб «Голубого потока» и «Турецкого потока» («Южного потока»).

В 2017 г. на VII Петербургском международном газовом форуме австрийская компания OMV и «Газпром» заключили меморандум о взаимопонимании и взаимодействии. В документе в частности предусматривается координация усилий в области развития газотранспортной инфраструктуры для обеспечения поставок газа в Центральную и Юго-Восточную Европу. Подписано и рамочное соглашение по сотрудничеству в области малотоннажного СПГ. Согласно документу, стороны рассмотрят возможность строительства в районе российского побережья Чёрного моря терминала по производству и транспортировке СПГ мощностью от 0,5 до 1 млн т в год. Однако в марте 2018 г. OMV и «Газпром» договорились отложить работу над проектом завода до 2019 г.

Продвижение СПГ в этом регионе позволит диверсифицировать способы доставки углеводородов европейским потребителям и снизить транзитные риски. В результате повысится надёжность поставок.

Благодаря сооружению малотоннажного СПГ-завода с выходом в Чёрное море у России появится возможность занять несколько рыночных ниш, в настоящее время относительно свободных и малоразвитых. К их числу относятся:

- поставка СПГ в качестве экологически чистого энергоносителя для Евросоюза. В этом случае получателем является приёмный терминал страны-импортёра;
- бункеровка морских судов и судов класса «река – море» через плавающие заправочные баржи. Конечный потребитель – судоходные компании различных стран, осуществляющие грузовые и пассажирские перевозки на линиях, проходящих в акваториях Азовского, Чёрного и Средиземного морей и втекающих в них рек;

- бункеровка речных судов, курсирующих в коридоре Рейн – Майн – Дунай и по рекам Днестр, Днепр, Волга, Дон, путём строительства бункеровочных (или многоцелевых) терминалов в портах этих рек. Конечный потребитель тот же – судоходные компании;

- реализация СПГ на внутренних рынках стран-импортёров в качестве моторного топлива путём строительства базовых терминалов хранения газа и сети заправочных станций. Конечный потребитель – автомобильный транспорт. Для реализации этого направления необходима серьёзная маркетинговая и рекламная поддержка использования СПГ в качестве моторного топлива, как наиболее экологически чистого. А также было бы крайне полезным создание и продвижение собственных российских брендов – как СПГ в целом, так и газомоторного топлива в частности.

Малотоннажное производство СПГ становится вполне самостоятельным сегментом газового бизнеса. Развивая его, российские компании выходят на европейский рынок с новым продуктом, конкурентоспособным по сравнению с традиционно используемыми энергоносителями, в том числе мазутом и дизельным топливом.

Применение технологий СПГ позволяет решить широкий спектр практических, социальных, производственных и коммерческих задач как для стран-экспортёров, так и для импортёров:

- повышение загрузки существующих и строящихся газопроводов;
- увеличение надёжности газоснабжения;
- компенсация сезонной неравномерности потребления газа путём газификации новых потребителей, с сезонным пиком в противофазе к традиционным потребителям;
- обеспечение бесперебойного газоснабжения при проведении ремонтно-восстановительных работ на газопроводах за счёт мобильной доставки СПГ.

Таким образом, развитие производства малотоннажного СПГ позволит России увеличить поставки газа на экспорт и тем самым повысить рентабельность газотранспортной системы. Данная стратегия – весьма перспективна, экономически обоснована и реально осуществима в сжатые сроки. И поэтому она нуждается в поддержке на государственном уровне. ■

Цифровая трансформация: философия взаимной выгоды

Практические аспекты использования диджитал-инструмента по управлению денежным циклом



www.kpmg.ru

Антон УСОВ,
партнёр, руководитель международной
практики по работе с компаниями
нефтегазового сектора;
Роман МАЛЮГА,
партнёр;
Анатолий КОВАЛЕНКО,
заместитель директора
Группа по управлению финансами
и казначейством
КПМГ в России и СНГ

Крупнейшие компании нефтегазового комплекса всегда стремились к максимизации своих возможностей, повышению эффективности операционной деятельности, увеличению прибыльности от вложения свободных денежных средств и ускорению денежного цикла. Несмотря на наличие множества инструментов финансового рынка, доступных для субъектов отрасли, далеко не каждый характеризуется такой гибкостью, простотой и доходностью, как динамическое дисконтирование. Этот инструмент помогает эффективно решать проблемы управления дебиторской и кредиторской задолженностями, увеличивать доходность от использования свободных денежных средств до 15–30% годовых и сокращать уровень за кредитованности поставщиков.

ПРОБЛЕМЫ ПОКУПАТЕЛЕЙ И ПОСТАВЩИКОВ

Являясь одними из ключевых драйверов экономики России, крупнейшие нефтегазовые компании стараются использовать все свои возможности и ресурсы, чтобы наиболее оптимально и выгодно вести бизнес. Касается это и отношений с поставщиками оборудования, материалов и других компонентов. В то же время ситуация зачастую складывается таким образом, что у большинства поставщиков возникают проблемы с получением денежных средств от своих крупных покупателей, так как компании-гиганты, безусловно, стремятся к максимальной отсрочке платежа, используя при этом своё олигополистическое положение на рынке.

Данная отсрочка, по экспертным оценкам, в среднем составляет около 60 дней. При этом она имеет тенденцию к увеличению – некоторые крупнейшие компании отрасли довели отсрочку до 90 дней и рассматривают возможность увеличения этого срока до 120 дней.

В дополнение к данной ситуации ещё больший объём сбыта российских компаний будет вынужден подстраиваться под предустановленные (в том числе законодательством) правила игры. Сегодня около 50% закупок компаний нефтегазового сектора (примерно на 5 млрд долларов в год) осуществляется за пределами России¹. Стремясь сократить степень зависимости отечественного НГК от импорта, Правительство РФ развер-

нуло программу импортозамещения. Предполагается стимулировать переход компаний нефтегазового сектора на продукцию российских поставщиков по тем товарам и услугам, по которым это возможно.

Учитывая, что для большинства поставщиков такие гигантские корпорации являются одними из ключевых потребителей и источников совокупной выручки, вполне объяснимо их стремление сократить отсрочку любой ценой. Неудивителен и тот факт, что нередко к нефтегазовым компаниям обращаются поставщики с недостаточными оборотными средствами с просьбами оплатить их счета раньше в обмен на скидку. Подобная скидка в среднем составляет 24% годовых от каждого счёта (или 2% доходности в месяц). Имея достаточное количество денежных средств, компании проводят платежи за столь выгодную цену. Однако такие сделки, как отмечают в компаниях, носят часто разовый и хаотичный характер, что доставляет трудности при документальном оформлении.

Динамическое дисконтирование счетов за раннюю оплату может стать тем эффективным инструментом, который позволит решить эти и другие актуальные вопросы компаний нефтегазовой отрасли и их контрагентов. Кроме того, он даст возможность сократить уровень за кредитованности поставщиков и улучшить их финансовое положение.

В то же время чрезмерная внутренняя регламентация и негибкая структура согласований внутри компаний зачастую затормаживают большое количество бизнес-процессов. Внедрение Платформ

¹ См.: <https://rg.ru/2018/02/28/zavisimost-neftegazovogo-sektora-rt-ot-importa-opredelili-v-50.html>



мы по динамическому дисконту может выступить тем необходимым драйвером, который позволит наладить работу определённого ряда процессов и помочь дальнейшей цифровизации бизнеса.

ПРОГРЕСС СТУЧИТСЯ В ДВЕРЬ

Цифровые технологии – ключевой фактор развития бизнеса XXI века. Сегодня всё чаще определение «технологичный» приравнивается к термину «эффективный». Как говорил известный английский философ Герберт Спенсер, *«прогресс – не случайность, а необходимость»*. Именно необходимостью и потребностью рынка продиктовано появление такого инструмента, как «Платформа КПМГ по динамическому дисконту бонуса за раннюю оплату».

Суть инструмента заключается в том, что покупатель и поставщики на разработанной специально для этих целей платформе торгуются в режиме реального времени за взаимовыгодную оптимизацию контрактных условий, тем самым высвобождая дополнительные оборотные средства за счёт более ранней оплаты. Покупатель зарабатывает больше, чем от размещения на депозите, без дополнительного кредитного риска и бумажной волокиты, а поставщик может отказаться от банковского кредитования – философия взаимной выгоды в действии. Обе стороны получают дополнительную доходность: поставщик в связи с экономией временных и денежных ресурсов – на привлечение, покупатель – в связи с увеличением процентной ставки по краткосрочным инвестициям свободных денежных средств. По статистике годовой объём привлечения в корпоративном секто-

ре на срок 31–90 дней в 2017 г. по сравнению с 2016 г. увеличился на 35,7% – с 19,6 до 26,6 трлн рублей². Это демонстрирует огромный потенциал инструмента, более прибыльного и удобного, чем краткосрочный кредит.

С учётом того, что у нефтегазового сектора имеются денежные средства в достаточном количестве, высока необходимость поиска источника дополнительной доходности. Платформа КПМГ позволяет зарабатывать до 30% годовых, одновременно улучшая взаимоотношения с контрагентами. В итоге это даёт возможность бизнесу развиваться за счёт высвободившихся денежных средств и производить необходимые инвестиции.

КАК РАБОТАЕТ ПЛАТФОРМА

Платформа позволяет значительно сократить трудовые и временные затраты на работу с поставщиками и покупателями. Прежде чем компания приступит к работе на Платформе, заключается рамочное соглашение, являющееся дополнением ко всем существующим и будущим договорам поставки. После этого происходит регистрация онлайн-кабинета компании на сайте, и можно проводить торги за скидку при ранней оплате. Инициатором процесса является покупатель: он загружает на Платформу счета с неоплаченной кредиторской задолженностью и индикативно устанавливает требуемую доходность и сумму свободных денежных средств. Счета отправляются поставщикам, составляющим по каждому из них тот бонус, который считают целесообразным и достаточным: чем выше бонус, тем выше

вероятность получить финансирование ввиду ограниченного количества денег у покупателя. Платформа позволяет работать с пулом из нескольких сотен счетов, что значительно экономит время специалиста. Обработанные поставщиком счета вновь направляются покупателю для окончательного решения – финализировать их или же отклонить (если бонус, предлагаемый поставщиком, меньше желаемого значения). В случае, если покупатель соглашается на раннюю оплату, она происходит в день достижения договорённости.

Платформа даёт возможность в автоматизированном режиме формировать юридические документы по сделкам по ранней оплате. В итоге останется только поставить подпись и печать обеим сторонам с использованием системы электронного документооборота (ЭДО) или на бумажном носителе. Процесс согласования ранней оплаты сопровождается максимально интуитивным интерфейсом, автоматической массовой рассылкой уведомлений о действиях пользователей, ведением и визуализацией статистики по доходности сделок, ранее проведённых на Платформе.

Динамическое дисконтирование тихими шагами входит в реалии российского бизнеса и берёт на себя функции специалистов и руководства по решению сразу нескольких проблем бизнеса буквально в пару кликов. Платформа по динамическому дисконту уже успешно работает на российском рынке. С начала года на Платформе был проведён ряд первых в России сделок по динамическому дисконтированию между одной из крупнейших компаний металлургической отрасли и её поставщиками.

Компании, использующие Платформу, рассматривают её как альтернативу факторингу без участия посредника в лице банка или фактора, а также как возможность повышения доходности краткосрочного размещения временно свободных денежных средств.

Слыша мнения участников рынка, уже сейчас можно с уверенностью сказать, что динамическое дисконтирование будет развиваться всё активнее и станет одной из неотъемлемых частей финансовой системы любой компании и их поставщиков. Использование этого достаточно нового инструмента позволяет заключать взаимовыгодные сделки для всех сторон, что приведёт к его дальнейшему распространению и широкому применению. ■

² Источник: статистика ЦБ РФ.



2–5 ОКТЯБРЯ 2018

Санкт-Петербург

КВЦ «Экспофорум»

ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

OFFSHORE MARINTEC RUSSIA

**СУДОСТРОЕНИЕ
ОСВОЕНИЕ АРКТИКИ
ШЕЛЬФ**

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

www.offshoremarintec-russia.ru

Организатор:



Партнер:



Генеральный
спонсор:



Официальный
спонсор:



Линия жизни

Развитие Северного морского пути – залог возрождения приарктических регионов России и освоения углеводородных ресурсов шельфа



«Газпром нефть»

Юрий БАНЬКО

Пятого марта 2018 г., выступая перед делегатами съезда транспортников, Президент России Владимир Путин определил комплекс задач по развитию воздушного, морского железнодорожного и автомобильного транспорта. Особое внимание было уделено созданию межрегиональной транспортной сети, в частности морскому флоту. В этой сфере уже удалось достигнуть серьёзных успехов, прирастив мощность морских портов почти до 1 млрд т грузов в год.

«Будем и дальше развивать крупные логистические узлы в Балтийском, Черноморском, Тихоокеанском, Арктическом бассейнах», – сказал Владимир Путин. Особое внимание он обратил на расширение Мурманского транспортного узла, включающее в себя строительство комплекса перегрузки угля «Лавна».

О роли морского транспорта для северных регионов страны Владимир Путин говорил и в своём ежегодном Послании Федеральному Собранию РФ: «Ключом к развитию русской Арктики, регионов Дальнего Востока станет Северный морской путь. К 2025 г. его грузооборот возрастет в десять раз, до 80 млн т. Наша задача – сделать его по-настоящему глобальной, конкурентной транспортной артерией. Обратите внимание, в советское время его использовали активнее... Но мы нарастим и выйдем на новые рубежи. Здесь нет никаких сомнений. Уже запущен целый ряд масштабных индустриальных проектов в Арктике. Они отвечают самым строгим экологическим стандартам. Укрепляем научную, транспортную, навигационную, военную инфраструктуры, что позволит надёжно обеспечить интересы России в этом стратегически важном регионе. Строим современные атомные ледоколы. Наш арктический флот был, остаётся и будет самым мощным в мире».

Эти слова наши своё подтверждение во время проведения в Мурманске 11 марта 2018 г. VIII Международной конференции «Логистика в Арктике».

Пять столетий Севморпути

Кратчайший морской путь из Европы в Китай интересовал мореплавателей издавна. Ещё в 1525 г. посол царя Василия III – Дмитрий Герасимов – составил план Северного морского пути. Ему принадлежит мысль: «Океан на севере имеет такое огромное протяжение, что по весьма вероятному предположению, держась правого берега, из Белого моря можно добраться на кораблях до страны Китая». Такой проект сообщения через Северный Ледовитый океан предвосхитил идею сквозного плавания, которая была осуществлена только в XX веке.

Возможности использования Северного морского пути уделял внимание и Михаил Ломоносов, написавший труды «Краткое описание разных путешествий по северным морям и показание возможного проходу Сибирским океаном в Восточную Индию» и «Прибавление. О северном мореплавании на восток по Сибирскому океану». Ему также принадлежит крылатая фраза: «Российское могущество прирастать будет Сибирью и Северным океаном и достигнет до главных поселений европейских в Азии и в Америке». Вопросам освоения Северно-

го Ледовитого океана интересовался и Дмитрий Менделеев.

Но широкомасштабное покорение Арктики и Северного морского пути начали лишь в советские предвоенные годы. В 1932 г. было создано Главное управление Северного морского пути. В годы Великой Отечественной войны с Востока на Запад по Севморпути прошло 120 судов и боевых кораблей. С появлением в 1959 г. первого в мире атомного ледокола «Ленин» удалось продлить сроки навигации. Всего за 30 лет эксплуатации этот ледокол обеспечил проводку 3741 судна.

Во время первого визита Владимира Путина в ранге Президента России в Мурманск, в апреле 2000 г. он сделал запись в книге почётных посетителей атомного ледокола «Россия»: «Северный морской путь, атомные ледоколы и будущее России неразрывно связаны между собой».

К сожалению, в постсоветский период СМП использовался недостаточно, хотя он был и остаётся важнейшей транспортной артерией, которая не только сокращает путь из Европы в Азию, но и обеспечивает освоение богатств приарктических регионов.

Лёд тронулся

СМП объединяет в единую транспортную сеть крупнейшие речные артерии Сибири. Для некоторых районов Арктической зоны – Чукотки, островов арктических морей и ряда населённых пунктов побережья Таймырского автономного округа – морской транспорт является единственным средством перевозок грузов и жизнеобеспечения населения.

Кроме того, прибрежные районы и шельф арктических морей – это кладовая полезных ископаемых (включая углеводородное сырьё), которая в обозримом будущем обеспечит потребности не только России, но и всего мирового сообщества в энергоносителях, цветных металлах, древесине. А воротами к этим кладовым является незамерзающий глубоководный порт Мурманск, где базируются атомный ледокольный флот, сухогрузы и танкеры усиленного ледового класса, откуда открывается прямой путь в Мировой океан и на трассы СМП. Без этого порта немыслимо освоение природных богатств Арктики.

В последние годы СМП и Мурманскому порту стало уделяться повышенное внимание в связи с активизацией хозяйственной деятельности на арктическом шельфе и в приарктических регионах. За последние полтора десятилетия совеща-



Сегодня на западном берегу Кольского залива ведётся сооружение угольного терминала ООО «Морской торговый порт «Лавна»». Планируется, что через него пойдёт на экспорт уголь, который ранее переваливался через порты Прибалтики.

ния, посвящённые развитию Мурманского транспортного узла, проводили Владимир Путин, Михаил Касьянов, Михаил Фрадков, министры транспорта. В 2007 г. в Мурманске состоялось заседание Морской коллегии. Однако средства на реализацию проекта не находились.

Наконец, лёд тронулся. 21 апреля 2017 г. Председатель Правительства России Дмитрий Медведев с участием глав субъектов, руководителей федеральных ведомств и представителей крупных российских компаний провёл в Мурманске совещание, посвящённое реализации крупных инфраструктурных проектов.

Дмитрий Медведев подчеркнул: «Автомобильные и железные дороги, воздушные и морские порты имеют для северных территорий жизненно важное значение, а также являются залогом их экономического развития. Для этого мы задумали ряд масштабных строек, таких как порт Сабетта, а также Мурманский транспортный узел. Он – один из крупнейших инфраструктурных проектов не только в Арктической зоне России, но и во всей стране. На базе самого северного морского порта Мурманск мы создадим круглогодичный глубоководный

порт с существенными логистическими мощностями. Этот морской хаб будет интегрирован в международный транспортный коридор «Север – Юг»».

Тогда же было принято решение использовать механизм государственно-частного партнёрства при строительстве Мурманского транспортного узла. Сегодня в рамках данного проекта на западном берегу Кольского залива ведётся сооружение угольного терминала ООО «Морской торговый порт «Лавна»». Планируется, что через него пойдёт на экспорт уголь, который ранее переваливался через порты Прибалтики. Кроме российских энергетических углей здесь будет отгружаться и уголь из Казахстана. В 2020 г. объёмы перевалки составят 9 млн т, а в 2021 г. – 18 млн т.

О внимании к данному проекту говорит визит в Мурманск 30 марта 2018 г. министра транспорта РФ Максима Соколова. Он вместе с губернатором Мурманской области Мариной Ковтун принял участие в закладке капсулы в основание строительства порта «Лавна». Предполагаемые инвестиции в создание терминала – 24 млрд рублей. Ещё 900 млн требуется для сооружения подъездных железнодорожных путей. Терминал будет соответствовать самым современным требованиям. Здесь намерены использовать вагоноопрокидыватели, конвейерные тоннели, судопогрузочные машины, эффективные очистные сооружения и системы пылеподавления.

Заместитель начальника Мурманского территориального управления Октябрьской железной дороги Игорь Поликарпов сообщил, что железнодорожникам предстоит построить вторые пути на однопутных участках, возвести четыре

станции. Закуплены более мощные электропроводы «Ермак».

Накануне визита в Мурманск Максима Соколова состоялось расширенное заседание коллегии Министерства транспорта, на котором было уделено внимание проекту «Комплексное развитие Мурманского транспортного узла». В нём приняли участие члены правительства, Совета Федерации и Государственной Думы, руководители федеральных и региональных органов исполнительной власти. Особое внимание было уделено росту объёма перевозок грузов по СМП.

А они постоянно увеличиваются. Так, только «ЛУКОЙЛ» ежегодно вывозит с Варандея около 8 млн т нефти Тимано-Печоры. Несколько миллионов тонн нефти будет транспортироваться с Новопортовского месторождения. Приразломное месторождение на пике добычи обеспечит ещё 7 млн т нефти. И это не считая газоконденсата и сжиженного природного газа проекта «Ямал СПГ».

Перевалка значительной части арктической нефти осуществляется в Кольском заливе. Так, через РПК «Норд» на базе танкера «Умба» (оператор – «Газпром нефть») переваливается сырьё с Приразломного и Новопортовского месторождений. А через танкер-накопитель «Кола» (РПК «ЛК «Волга»») в районе мыса Филинский – с Варандея (ранее нефть шла на экспорт через норвежский Киркенес). Оба танкера имеют дедвейт 300 тыс. т.

В планах – создание в Мурманске нефтеперевалочного терминала. Понятно, что сами нефтегазовые компании вряд ли станут его строить, это должно сделать государство, чтобы переваливать возрастающие объёмы нефти на экспорт. Идеальным вариантом было бы сооружение и нефтеперерабатывающего завода, чтобы отправлять за рубеж товар с более высокой добавленной стоимостью, а также обеспечивать Мурманскую область топочным мазутом, бензином и дизельным топливом. Сейчас нефтепродукты завозятся в регион железнодорожным транспортом, что приводит к их удорожанию.

Впрочем, не только нефтяники и газовики рассчитывают на СМП. Компания «ВостокУголь», разрабатывающая угольные пласты полуострова Таймыр, в перспективе может отправлять на экспорт ежегодно 10 млн т своей продукции. Освоение Павловского свинцово-цинкового месторождения на острове Южном архипелага Новая Земля увеличит грузопоток ещё на 3,5 млн т в год. А ведь необходимо выполнять задачи и северно-

го завоза, обеспечивать вывоз продукции «Норильского никеля» и т. д.

ФОРУМ В ЗАПОЛЯРНОЙ СТОЛИЦЕ

В Мурманске прекрасно понимают роль и значение СМП для экономики страны, необходимость строительства атомного ледокольного флота, судов усиленного ледового класса, развития транспортной инфраструктуры, использования транспортно-транзитного потенциала, а также установления транспортных связей в рамках приграничного сотрудничества. Не случайно, что ежегодно в столице Кольского Заполярья проводится международная конференция «Логистика в Арктике». 11 апреля нынешнего года прошёл уже восьмой по счёту форум.

Организатором конференции выступила Ассоциация подрядчиков арктических проектов «Мурманшельф» при поддержке правительства Мурманской области и профильных министерств. В центре внимания форума были основные направления развития СМП, вопросы организации транспортно-логистических операций на шельфе Арктики, инвестиции в расширение транспортной инфраструктуры.

В панельной дискуссии на конференции приняли участие руководители и специалисты множества компаний: ОАО



Заместитель губернатора Мурманской области Григорий Стратий

«Мурманское морское пароходство», ООО «МТП «Лавна»», ПАО «Мурманский морской торговый порт», ФГУП «Атомфлот», ООО «Газпромнефть-Снабжение», Мурманский филиал ФГУП «Росморпорт», ООО «Инфотек Балтика», Мурманское территориальное управление Октябрьской железной дороги, Арктический транспортно-промышленный узел «Архангельск», ПАО «Совфрахт» и других.

Выступая перед участниками конференции, заместитель губернатора Мурманской области Григорий Стратий подчеркнул, что сегодня взоры многих стран обращены к Арктике. Поэтому России необходимо активизировать строительство судов, портов, развивать логистические схемы. Особенными точками притяжения для представителей бизнеса являются крупные проекты, которые уже реализуются в Мурманской области. В частности, «НОВАТЭК» создаёт центр строительства крупнотоннажных морских сооружений в селе Белокаменка, «Роснефть» – береговую базу обеспечения шельфовой добычи углеводородов в Рослякове. Г. Стратий обратил внимание на необходимость привлекать российские и зарубежные инвестиции, развивать сотрудничество с западными странами. В этих условиях правительство области будет последовательно работать над созданием благоприятных условий для инвесторов.

МИРНЫЙ АТОМ ДЛЯ АРКТИКИ

С особым вниманием участники конференции слушали выступление Олега Дарбиняна, директора по технической эксплуатации флота ФГУП «Атомфлот». Он отметил, что сегодня потребность в ле-

Ежегодно в столице Кольского Заполярья проводится международная конференция «Логистика в Арктике». 11 апреля нынешнего года прошёл уже восьмой по счёту форум.



докольном флоте для освоения Арктики возрастает. В связи с этим на Балтийском заводе ведётся строительство трёх атомных ледоколов проекта 22220 ЛК60: «Арктика», «Сибирь» и «Урал». Их сдача в эксплуатацию планируется в 2019-м, 2020-м и 2021 г. соответственно. Они будут использоваться для обеспечения вывоза нефти, газоконденсата и СПГ. Так, только завод «Ямал СПГ» сможет ежегодно отправлять на экспорт 16,5 млн т сжиженного газа, для чего будут задействованы 15 судов-газовозов типоразмера «Ямал Макс» дедвейтом 97 тыс. т и вместимостью газовых танков 170 тыс. м³. Их корпус усиленного ледового класса позволяет преодолевать льды толщиной 1,5 м со скоростью 5,5 узла. Темп вывоза СПГ – 1 судно-газовоз каждые 40 часов.

Чтобы сократить длительность рейсов газовозов высокого ледового класса, «НОВАТЭК» подписал соглашение с правительством Камчатской области о строительстве терминала по перевалке СПГ мощностью 20 млн т. Его ввод в строй запланирован на 2022 г.

В 2014 г. «НОВАТЭК» также заключил договор с ФГУП «Атомфлот» сроком на 40 лет. Согласно ему, для обеспечения работы судов-газовозов в порту Сабетта «Атомфлот» построит два буксира ледового класса, два ледокольных буксира и один портовый ледокол. Общие затраты на эти цели составят 205,5 млн долларов.

Но работающих сейчас атомных ледоколов «Ямал», «50 лет Победы», «Таймыр» и «Вайгач» и ледоколов ЛК60, которые будут введены в строй, недостаточно для реализации транзитного потенциала СМП и вывоза всё возрастающих объёмов грузов. Дело в том, что в перспективе на Ямале будут построены заводы СПГ-3 (2023 г.) и СПГ-5 (2025 г.). А на полуострове Гыдан предполагается соорудить СПГ-2 (2021 г.) и СПГ-4 (2024 г.). По словам Олега Дарбиняна, общий объём СПГ, который придётся вывозить судами-газовозами, составит 93,5 млн т в год.

Несколько иные цифры называл глава «НОВАТЭКа» Леонид Михельсон. По его оценке, с «Ямал СПГ» и «Арктик СПГ-2» в 2030 г. будет поставляться 55–57 млн т. По прогнозу Минприроды, в 2026 г. грузопоток нефти, СПГ, газоконденсата и руды по СМП составит 46,8 млн т, по расчётам компаний – 48,9 млн т.

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. Для сравнения, путь через Суэцкий ка-



Директор по технической эксплуатации флота ФГУП «Атомфлот» Олег Дарбинян

нал потребовал бы 36 суток. Но без ледокольной проводки в зимних условиях, особенно в проливе Вилькицкого, добиться этого будет крайне сложно.

Не стоит забывать и о необходимости обеспечения работы буровых платформ на арктическом шельфе. Сейчас в этой сфере наблюдается затишье, но планов по бурению разведочных скважин на лицензионных участках «Роснефти» и «Газпрома» никто не отменял.

Для ледокольного сопровождения круглогодичного вывоза энергоносителей по Севморпути необходимо построить ещё два ледокола ЛК60 и три ледокола «Лидер» проекта 10510. Ледоколы «Лидер» при длине 209 м, ширине 47,5 м и водоизмещении более 70 тыс. т будут обеспечивать проводку судов в самых труднопроходимых участках Севморпути.

Кроме того, идёт техническая проработка проекта ледоколов Aker ARC 123, использующих в качестве топлива сжиженный природный газ. Необходимо будет построить четыре таких ледокола. Каждый из них будет иметь длину 154,9 м, ширину 31,4 м и водоизмещение более 30 тыс. т, что почти соизмеримо с ледоколами ЛК60.

Уже сейчас ФГУП «Атомфлот» готовит научную базу для перехода на круглогодичную навигацию на трассе СМП. Об этом генеральный директор компании Вячеслав Рукша сообщил 20 марта 2018 г. на общем собрании членов Российской палаты судоходства. Предприятие с этой целью заключило контракт с Крыловским государственным научным центром, АО «ЦНИИМФ» и финской компанией Aker Arctic.

Следует отметить, что масштабы ледокольной проводки судов по СМП постоянно растут. Так, если в 2016 г. атомные ледоколы провели 410 судов общей вместимостью 5,28 млн т, то в 2017 г. эти показатели возросли до 492 судов и 7,17 млн т.

Впечатляет и выручка «Атомфлота». Если в 2013 г. она составила 1828 млн рублей, то в 2017 г. выросла до 6622 млн (рост в 3,6 раза). Чистая прибыль предприятия, по словам главного инженера ФГУП «Атомфлот» Мустафы Кашки, составила в 2017 г. 696 млн рублей.

Значение «Атомфлота» в Арктике будет продолжать возрастать. Ведь Владимир Путин согласился с предложением премьер-министра Дмитрия Медведева передать данной госкомпании функции по администрированию и развитию



СМП. К «Росатому» могут отойти портовая инфраструктура Арктики, ледоколы «Росморпорта» и ФГКУ «Администрация Севморпути», созданное в 2013 г.

В связи с ростом флота атомных ледоколов встаёт задача по созданию соответствующей инфраструктуры, в том числе дока для их ремонта. На предприятии озаботились этой проблемой и ведут сооружение докового цеха для ремонта винто-рулевого комплекса универсальных атомных ледоколов. Прорабатывается вопрос о строительстве нового дока грузоподъёмностью 60 тыс. т.

Ситуация со швартовкой атомных ледоколов осложнилась тем, что 28 апреля 2018 г. из Санкт-Петербурга к причалам «Атомфлота» отбуксирована первая в России плавучая АЭС «Академик Ломоносов» для тестирования реакторов в течение года.

КОРПОРАТИВНЫЕ ПЛАНЫ

Для обеспечения логистических схем в Арктике особую роль имеет ФГУП «Росморпорт». В его ведении – 67 портов, 850 перегрузочных комплексов, 250 судов, в том числе 36 ледоколов, которые в период навигации 2017–2018 гг. осуществили проводку более 3 тыс. судов. Грузооборот портов в 2017 г. составил 787 млн т. О том, как работает Мурманский филиал ФГУП «Росморпорт», рассказал его директор Александр Бенгерг.



Директор Мурманского филиала ФГУП «Росморпорт» Александр Бенгерг

В этот филиал входят шесть портов – Мурманск, Кандалакша, Витино, Диксон, Дудинка и Варандей. В его ведении два дизель-электрических ледокола – «Капитан Драницын» и «Адмирал Макаров». Первый из них используется для ледокольного обеспечения судоходства в



Представитель ООО «Газпромнефть-Снабжение» Игорь Богачёв

Белом море, а второй передислоцировали с Дальнего Востока для проводки судов в реке Енисей. В 2019 г. будет введён в строй ледокол проекта ЛК25 «Виктор Черномырдин» длиной 142 м, шириной 29 м, лёдопроходимостью 2 м с автономностью 60 суток.

В свою очередь, представитель ООО «Газпромнефть-Снабжение» Игорь Богачёв рассказал в ходе конференции о внедрении блокчейн-платформы для хранения данных. «Газпромнефть-Снабжение» обрабатывает до 4 млн т грузов в год. В ведении компании – обеспечение МЛСП «Приразломная», а также приарктических месторождений. Она активно внедряет новые методы управления поставками, включая блокчейн-технологии. Передовая система маркировки и идентификации грузовых потоков уже апробирована при поставках шести задвижек из Великого Новгорода на МЛСП «Приразломная». Как заявил Игорь Богачёв, блокчейн-платформа позволила контролировать поставку задвижек на всём пути, а автоматизация увеличивает скорость оприходования на складе в 10 раз.

О работе Мурманского морского торгового порта участникам конференции «Логистика в Арктике» рассказал его коммерческий директор Андрей Доценко. В 2017 г. грузооборот порта составил 15,64 млн т. При этом 95% грузов идёт на экспорт. Кроме того, через порт отправлялись грузы для строительства завода «Ямал СПГ» и порта Сабетта.

Значительная часть грузов в Сабетту, как и в портопункты арктического побережья, доставлялась судами Мурманско-

го морского пароходства и Северного морского пароходства. Алексей Глазун, заместитель генерального директора ОАО «Мурманское морское пароходство», сообщил, что флот компании насчитывает 56 судов. В Сабетту в 2017 г. транспортировано 251 тыс. т грузов. История создания этого транспортного маршрута была нелёгкой. Первые партии грузов доставлялись в 2011 г. с выгрузкой на припайный лед. С 2013 г. началась выгрузка на причалы. В 2014 г. был подписан долгосрочный контракт между Мурманским морским пароходством и «НОВАТЭКом». Всего за четыре года судами пароходства в Сабетту транспортировано более 2 млн т грузов. Так, в 2015 г. теплоход «Юрий Аршеневский» доставил туда буровую установку из Шанхая, а в 2017-м теплоходы «Михаил Кутузов» и «Пётр Великий» смогли перевезти грузы из Китая в Сабетту без ледокольной проводки. ОАО «ММП» надеет-



Коммерческий директор Мурманского морского торгового порта Андрей Доценко

ся принять участие и в реализации проекта «Арктик СПГ-2».

К конференции проявили интерес и представители зарубежных стран – Германии, Норвегии, Финляндии, Китая, Японии. К примеру, во время разговора с автором этих строк представитель одной из китайских компаний Чжэн Синьюй сказал, что он хочет больше почерпнуть информации о судоходстве на СМП. Китай заинтересован в этой морской транспортной магистрали. «Наша страна готова инвестировать средства в российскую Арктику», – подчеркнул он.



Представитель японской организации по развитию внешней торговли JETRO
Дзюн Такахаси

Дзюн Такахаси, представитель японской организации по развитию внешней торговли JETRO, также заявил, что у Японии большой интерес к развитию российских проектов в Арктике.

Стоит напомнить, что 26 февраля компания Mitsui O.S.K. Lines и Агентство Дальнего Востока по привлечению инвестиций и поддержке экспорта подписали соглашение о сотрудничестве в целях содействия развитию СМП.

ПРИОРИТЕТ РОССИЙСКИМ СУДАМ

С учётом ограниченных возможностей государства по развитию инфраструктуры СМП российское правительство просто обязано проводить протекционистскую политику в интересах тех компаний, которые избрали Арктику сферой своих интересов, приложения сил и финансовых ресурсов. Необходимо создать условия, стимулирующие инвестиции в развитие промышленности и транспортной системы.

Не случайно Владимир Путин на совещании по вопросам развития дальневосточного судостроительного комплекса

«Звезда» поднял вопрос о предоставлении судам под российским флагом исключительного права на перевозку и хранение углеводородов в акватории СМП. Запрет на эту деятельность для любых иностранных судов должен помочь российским судоходным компаниям расширить объёмы перевозок, увеличить их доходы. Наконец, этот шаг поможет загрузить заказами судоверфь «Звезда».

К слову, такая практика уже применяется за рубежом. Так, на шельфе Аляски могут работать только суда под американским флагом и с американским капитаном.

К сожалению, российские компании пока что не имеют достаточного количества судов-газовозов для выполнения поставленных задач. Но ситуация меняется в лучшую сторону: строятся и суда-газовозы, и танкеры усиленного ледового класса.

Впрочем, упомянутый запрет не коснётся сухогрузов и контейнеровозов, которые будут осуществлять транзитное плавание по Севморпути. К примеру, датская судоходная компания Maersk, крупнейший в мире оператор контейнерных перевозок, изучает возможность использования на Севморпути контейнеровозов ледового класса для транспортировки между портами АТР и Европы. Каждый из таких контейнеровозов сможет перевезти 3600 морских контейнеров. Компания уже получила первое из семи таких судов – Vistula Maersk – длиной 200 м и шириной 35,2 м. Оно способно преодолевать льды метровой толщины.

НОРВЕЖСКИЙ ИНТЕРЕС

Несмотря на санкции, норвежские деловые круги проявляют интерес к сотрудничеству с Россией не только в освоении арктического шельфа, но и использовании СМП. Не случайно норвежские бизнесмены и представители консульства в Мур-

манске традиционно принимают участие в конференции «Логистика в Арктике».

Кроме того, в марте состоялись две встречи членов правительства Мурманской области с двумя норвежскими делегациями. Так, во время встречи заместителя губернатора Григория Стратия, министра развития промышленности и предпринимательства Ольги Кузнецовой, министра транспорта и дорожного хозяйства Дмитрия Соснина и генерального директора НО «Ассоциация подрядчиков арктических проектов «Мурманшельф»» Ольги Буч с генеральным директором группы норвежских компаний

С учётом ограниченных возможностей государства по развитию инфраструктуры СМП российское правительство просто обязано проводить протекционистскую политику в интересах тех компаний, которые избрали Арктику сферой своих интересов, приложения сил и финансовых ресурсов.

Norterminal AS Якобом Столт-Нильсеном обсуждались перспективы развития Мурманского транспортного узла, деятельность компаний нефтегазового сектора.

Якоб Столт-Нильсен поделился планами своей компании по созданию логистических решений для северных регионов. Ранее Norterminal рассчитывала заняться перевалкой российской нефти, для чего строился мощный береговой комплекс вблизи Киркенеса. Но эти надежды не сбылись. Как уже отмечалось, «ЛУКОЙЛ» стал осуществлять перевалку нефти с Варандея через рейдовый терминал в Кольском заливе.

А 13 марта министр экономического развития Елена Тихонова встретила с норвежской делегацией, возглавляемой руководителем Управления по вопросам Крайнего Севера и ресурсам МИД Норвегии Бьёрном Мидтхунном. Он подчеркнул, что для Норвегии сотрудничество с Россией представляет особую важность.

В тот же день прошла российско-норвежская встреча деловых кругов, организованная торгово-промышленными палатами Мурманской области и Норвегии. В ходе этого мероприятия представители норвежской стороны озвучили свою заинтересованность в поставках современных судов и готовность к развитию дальнейшего сотрудничества. ■





АКРОС

НЕФТЕСЕРВИСНАЯ КОМПАНИЯ

**ЛУЧШАЯ
НЕФТЕСЕРВИСНАЯ
КОМПАНИЯ
в группе
«СОПРОВОЖДЕНИЕ
БУРОВЫХ
РАСТВОРОВ»
2015, 2016 И 2017***

**СЕРВИСНОЕ СОПРОВОЖДЕНИЕ
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

**РЕШЕНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ,
РЕМОНТА И ЗАКАНЧИВАНИЯ
СКВАЖИН**

**ЭКОЛОГИЧЕСКОЕ
СОПРОВОЖДЕНИЕ**

**ОБОРУДОВАНИЕ ОЧИСТКИ
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ**

**ОПЫТ,
ВОПЛОЩЁННЫЙ
В РЕЗУЛЬТАТ**



+7 (499) 941-09-04



info@akros-llc.com



www.akros-llc.com



ИННОВАЦИОННОЕ ПАРТНЁРСТВО

В рамках реализации направления «Инновационное партнёрство» компания «АКРОС» приглашает авторов научно-технических идей принять участие в проекте совместного развития и внедрения инноваций с использованием научно-исследовательской базы «АКРОС».



KIOGE
Kazakhstan

ufi
Approved
Event

26-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ

www.kioge.ru

26–28
СЕНТЯБРЯ
2018

АЛМАТЫ, КАЗАХСТАН

**ГЛАВНАЯ
НЕФТЕГАЗОВАЯ
ВЫСТАВКА
В ЦЕНТРАЛЬНОЙ
АЗИИ**

ОРГАНИЗАТОР



**CONNECTING
YOUR BUSINESS
TO THE WORLD**

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

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

Модернизация НПЗ: преимущества и риски

Российская нефтепереработка получила неоспоримые плюсы от реализации четырёхсторонних соглашений

Тамара САФОНОВА,
кандидат экономических наук, доцент
кафедры международной коммерции
факультета ВШКУ Российской академии
народного хозяйства и государственной
службы РФ при Президенте РФ,
исполнительный директор
ООО «Независимое аналитическое
агентство нефтегазового сектора»

Вызовы современной нефтепереработки – это модернизация НПЗ и цифровая трансформация. Наиболее значимым событием, определяющим сроки проведения модернизации заводов, является заключение в 2011 г. четырёхсторонних соглашений между ФАС, Ростехнадзором, Росстандартом и 12 нефтяными компаниями. Эти соглашения предусматривали увеличение производственных мощностей, поэтапный переход на выпуск нефтепродуктов, соответствующих европейским стандартам (Евро-4 и Евро-5), а также повышение глубины переработки нефти. Они включают в себя конкретные этапы ввода в эксплуатацию новых объектов и сроки перехода на производство топлива уровня Евро-5. Следствием заключения этих соглашений стало установление государственного контроля над инвестициями вертикально интегрированных нефтяных компаний и независимых НПЗ, направляемыми в сектор нефтепереработки.

РАЗВИТИЕ И КРИЗИСЫ

Ключевое влияние на поэтапное улучшение качества производимых в России нефтепродуктов, устранение с рынка суррогатов оказал Технический регламент Таможенного союза¹. Если в 2011 г.



«Газпром нефть»

на бензины 4-го и 5-го классов в совокупности приходилось лишь 28% от выпуска данного вида топлива, то с 1 июля 2016 г. в Российской Федерации была запрещена реализация топлива ниже 5-го экологического класса.

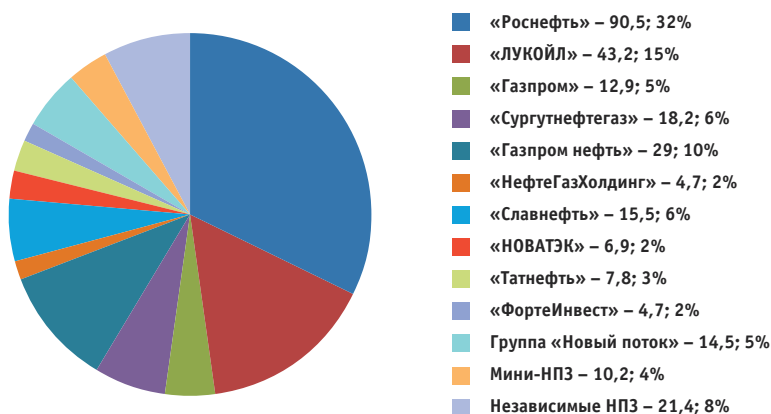
Основными бенефициарами модернизации нефтепереработки в нашей стране являются вертикально интегрированные нефтяные компании. Так, к концу 2017 г. 88% отечественной переработки осуществлялось на предприятиях, входящих в структуру ВИНК. На долю независимых

НПЗ (мощность более 1 млн т) приходится 8%, мини-НПЗ – 4% (см. рис. 1).

Исторический максимум объемов нефтепереработки был достигнут в 1988 г. (310,5 млн т). В 1990-е в отрасли началась стагнация, обусловленная экономическим кризисом в стране. В результате в 1998 г. переработка сократилась до своего исторического минимума – 164 млн т. С начала 2000-х, на фоне интенсивного повышения мировых цен на энергоресурсы и быстрого роста российской экономики, объёмы первичной переработ-

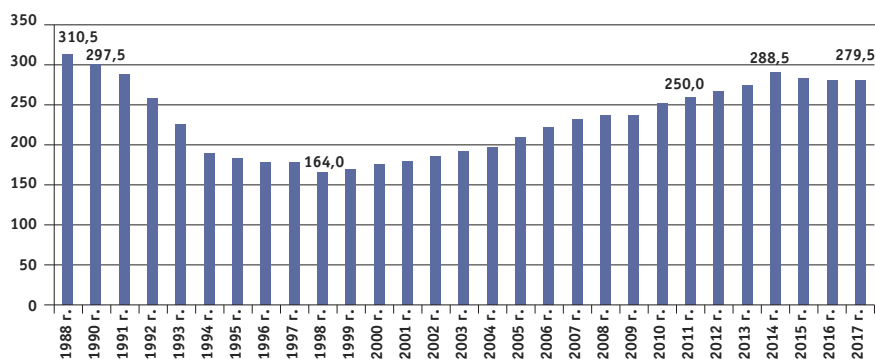
¹ Технический регламент Таможенного союза 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту» (с изменениями на 2 декабря 2015 года).

Рис. 1. Корпоративная структура нефтепереработки в России в 2017 г., млн т



Источники: обобщенные данные отчетов НААНС-МЕДИА.

Рис. 2. Объемы первичной переработки нефти в 1988–2017 гг., млн т



Источники: обобщенные данные отчетов НААНС-МЕДИА, Минэнерго России.

ки в РФ стабильно увеличивались. В итоге к 2010 г. она достигла 250 млн т, продемонстрировав увеличение на 81,4 млн т по сравнению с 1999 г.

Данная тенденция сменилась на противоположную лишь в 2015 г. Это было обусловлено как падением мировых цен на нефть, так и изменениями в российской налоговой системе, сделавшими экспорт сырой нефти более привлекательным, нежели поставки за рубеж нефтепродуктов (см. рис. 2).

Анализируя этапы восстановления российской нефтепереработки и эффективность программы модернизации, важно провести сравнение показателей производства нефтепродуктов за весь постсоветский период (см. рис. 3).

Производство бензина в 2017 г. (39,2 млн т) оказалось на 1,7 млн т ниже уровня 1990 г. Однако в ходе реализации программы модернизации НПЗ неуклонно улучшалось качество моторного топлива в соответствии с требованиями Технического регламента Таможенного союза.

Тренд производства дизельного топлива в целом повторяет динамику выпуска автобензинов. Оно увеличилось с 76,2 млн т в 1990 г. до 76,9 млн т в 2017-м. Минимальный объем пришелся на 1998 г. – 45,2 млн т. Прирост производства с 1998-го по 2010 г. составил 25,1 млн т (см. рис. 4).

Наибольшие изменения в нефтепереработке за постсоветский период коснулись темных нефтепродуктов (см. рис. 5).

Начиная с 1990 г. производство мазута сократилось в два раза, а с момента утверждения программы модернизации его выпуск снизился с 73,2 млн т (в 2011 г.) до 51,2 млн т (в 2017 г.).

ПЕРИОДЫ РАЗВИТИЯ ПЕРЕРАБОТКИ

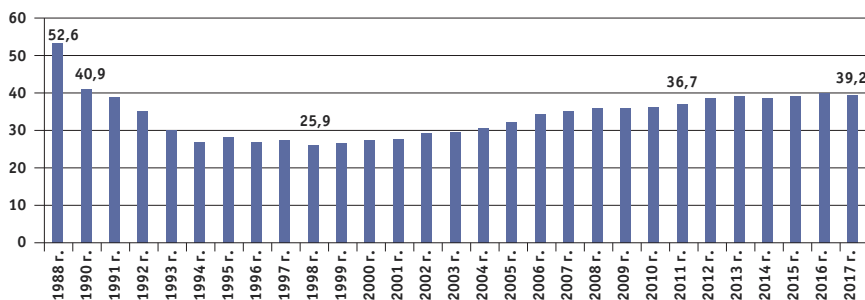
Процесс развития российской нефтепереработки можно разделить на следующие исторические периоды:

- с 1990-го по 1998 г. (после распада СССР и до кризиса 1998 г.);
- с 1999-го по 2010 г. (восстановление экономики и формирование организованного рынка нефти и нефтепродуктов);
- с 2011 г. по настоящее время (период действия программы модернизации НПЗ) (см. табл. 1).

Период 1 характеризуется неуклонным падением объемов первичной переработки – с 297,5 млн т в 1990 г. до 164 млн т в 1998-м. Такой обвал был связан с общим состоянием российской экономики перед кризисом 1998 г., отсутствием инвестиций в модернизацию отрасли, сокращением добычи, эксплуатационного бурения, дебитов нефтяных скважин. Уровень изношенности фондов в нефтепереработке составлял к 1998 г. 77%. Вместе с тем, 1990 годы характеризовались «переделом рынка» и противоборством хозяйствующих субъектов за право обладания лицензиями на новые участки. Именно в этот период в России были созданы частные вертикально интегрированные нефтяные компании. На момент распределения нефтеперерабатывающих активов после распада СССР компании приобрели довольно старые заводы и не осуществляли в достаточном объеме усовершенствования вторичных процессов.

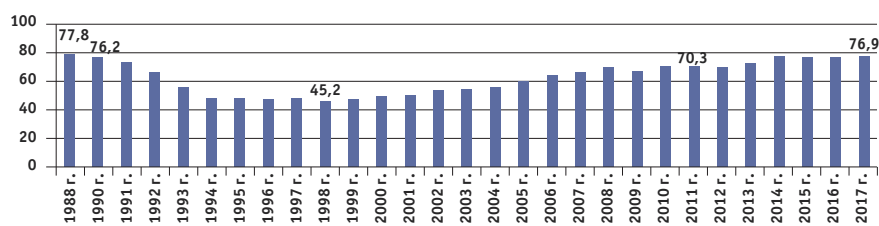
На фоне падения спроса на энергоресурсы, отсутствия платёжеспособности, снижения производительности труда, низкой эффективности предприятий

Рис. 3. Объемы производства бензина в 1988–2017 гг., млн т



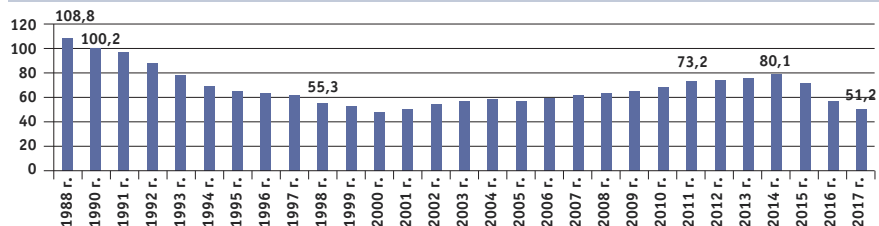
Источники: обобщенные данные отчетов НААНС-МЕДИА.

Рис. 4. Объёмы производства дизельного топлива в 1988–2017 гг., млн т



Источники: обобщённые данные отчётов НААНС-МЕДИА.

Рис. 5. Объёмы производства мазута в 1988–2017 гг., млн т



Источники: обобщённые данные отчётов НААНС-МЕДИА.

нефтегазового комплекса производство автобензина сократилось на 15 млн т (с 40,9 млн т в 1990-м до 25,9 млн т в 1998 г.), дизельного топлива – на 31 млн т (с 76,2 до 45,2 млн т), мазута – на 44,9 млн т (со 100,2 до 55,3 млн т).

В течение *Периода 2* объём первичной переработки увеличился на 81,4 млн т – со 168,6 млн т в 1999 г. до 250 млн т в 2010-м. Компании-собственники НПЗ осуществляли их модернизацию в целях повышения качества выпускаемых нефтепродуктов и производства экологически чистых моторных топлив.

В результате выпуск автобензинов увеличился на 9,5 млн т (с 26,5 млн т в 1990 г. до 36 млн т в 1998-м), дизтоплива – на 23,2 млн т (с 46,8 до 70 млн т), мазута – на 17,4 млн т (с 52,2 до 69,6 млн т).

Благодаря росту цен на нефть – с более 10 долларов за баррель в 1999 г. до более 90 долларов к концу 2010 г. – повысилась прибыльность нефтегазового сектора. Кроме того, улучшилась динамика спроса на нефтепродукты на внешнем и внутреннем рынках. Как следствие, российские компании начали осуществлять инвестиции в нефтепереработку и наращивать производственные показатели.

В периоде 2 существенные инвестиции в российский нефтеперерабатывающий сектор осуществили такие компании, как «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «ТНК-ВР», «Башнефть». Так, на Пермском НПЗ (в настоящее время – ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез») сооружён комплекс глубокой переработки нефти; рекон-

Табл. 1. Изменение объёмов производства нефтепродуктов с распределением по периодам

Показатели	Период 1 – с 1990-го по 1998 г.	Период 2 – с 1999-го по 2010 г.	Период 3 – с 2011-го по 2017 г.
Первичная переработка, изменение за период, млн т	–133,5	+81,4	+21,5
Производство автобензинов, изменение за период, млн т	–15,0	+9,5	+2,5
Производство дизельного топлива, изменение за период, млн т	–31,0	+23,2	+6,6
Производство мазута, изменение за период, млн т	–44,9	+17,4	–22,0

Источники: обобщённые данные автора.

струированы коксовая установка, установка АВТ; построены установки изомеризации, вакуумной дистилляции мазута, утилизации сероводорода и производства серной кислоты; создано производство масел; введён комплекс природоохранных объектов. Мощность НПЗ была увеличена до 12,6 млн т в год.

На Нижегородском НПЗ (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез») в 2000 годах реконструированы установки АВТ-5 и гидроочистки масел, введены в эксплуатацию установки каталитического риформинга и изомеризации бензинов, модернизирован атмосферный блок АВТ-6. Реконструкция установки гидроочистки позволила начать выпуск дизельного топлива по стандарту Евро-5. В 2008 г. введена установка висбрекинга гудрона мощностью 2,4 млн т в год, что способствовало увеличению выпуска вакуумного газойля и сокращению производства топочного мазута. В 2010 г. за-

вершено строительство комплекса каталитического крекинга вакуумного газойля, что дало возможность нарастить производство высокооктановых автомобильных бензинов на 1,4 млн т в год, дизтоплива – на 400 тыс. т в год. Благодаря этому выход светлых нефтепродуктов увеличился на 12%.

На Волгоградском НПЗ (ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка») в 2004–2010 гг. введена первая очередь установки проковки кокса, установки изомеризации и каталитического риформинга. Реконструирован вакуумный блок установки АВТ-6. Введена в эксплуатацию автоматизированная станция смешения автобензинов, начато производство дизельного топлива под маркой «ЭКТО».

На Ухтинском НПЗ (в настоящее время – ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка») в 2000-х реконструирована установка АТ-1, введены установки гидродепарафинизации дизтоплива и изомери-

зации, эстакада слива нефти и налива тёмных нефтепродуктов. Осуществлено перевооружение комплекса каталитического риформинга, пущена установка висбрекинга гудрона.

На Киришском НПЗ (ООО «КИНЕФ»), входящем в структуру ОАО «Сургутнефтегаз», в 2007 г. проведено техническое перевооружение на установке первичной переработки нефти ЭЛОУ-АВТ-2 и на установке гидроочистки ЛГ-24/7. Начиная с 2010 г. проведена реконструкция установок производства элементарной серы.

Компания «ТНК-ВР» в 2000 г. начала модернизацию Рязанской нефтеперерабатывающей компании (в настоящее время входит в «Роснефть»). Программа реконструкции включала в себя введение в эксплуатацию установки флюид-каталитического крекинга, комплекса гидроочистки вакуумного газойля (ВГО), установок по производству водорода и сер-

ной кислоты, по алкилированию и изомеризации. Масштабная модернизация Саратовского НПЗ (ныне также входит в «Роснефть») стартовала в 2010 г. в рамках выполнения соглашения с правительством Саратовской области.

«Башнефть» также построила и модернизировала нефтеперерабатывающие производства с целью увеличения глубины переработки сырья и получения высококачественных конкурентоспособных продуктов, соответствующих стандартам Евро-4 и Евро-5.

Таким образом, с момента кризиса 1998 г. и до момента подписания четырёхсторонних соглашений в 2011 г. произошли значимые изменения в секторе нефтепереработки.

В течение **Периода 3**, с 2011-го по 2017 г., российские компании обеспечили прирост производства автобензина на 2,5 млн т (с 36,7 млн т в 2011 г. до 39,2 млн т в 2017-м), дизтоплива – на 6,6 млн т (с 70,3 до 76,9 млн т). При этом выпуск мазута сократился на 22 млн т (с 73,2 до 51,2 млн т) на фоне роста производства прямогонных бензинов, ВГО и других нефтепродуктов, востребованных на европейском рынке.

В 2011–2014 гг. собственники НПЗ в основном следовали взятым на себя обязательствам по их модернизации и к 2014 г. успели завершить ряд проектов. Максимальный прирост продукции отечественной нефтепереработки с момента распада СССР был зафиксирован именно в 2014 г. – 288,5 млн т.

Однако вследствие обвального падения мировых цен на нефть в конце 2014 г. экономика нефтепереработки в РФ резко ухудшилась. Это привело к корректировке программ модернизации отдельных НПЗ. Сроки окончания ряда проектов сдвинулись, а строительство некоторых наиболее дорогих и сложных установок конверсионных процессов оказалось под вопросом.

Дополнительные проблемы в отрасли возникли в связи с последствиями налогового манёвра, резким падением курса рубля и секторальными санкциями со стороны ЕС и США, из-за которых компании сталкиваются с трудностями при закупке импортного оборудования.

В 2015–2016 гг. была сформулирована концепция убыточности экспортно-ориентированных независимых и мини-НПЗ. Как следствие, началась дискуссия об избыточности перерабатывающих мощностей в стране и об отсутствии необходимости поддерживать модерниза-

цию технологически отсталой нефтепереработки.

Результатом уже проведённой модернизации стало повышение качества моторных топлив, позволившее перейти на экологический класс 5, а также уменьшение выхода мазута. Однако в нашей стране потребление этого остаточного продукта переработки до сих пор является значительным в электроэнергетике, жилищно-коммунальном хозяйстве и в промышленности. Мазут также востребован на экспортных направлениях.

При этом начиная с 2014 г. происходит формирование так называемой «уверенной экспортной альтернативы». То есть поставки за рубеж сырой нефти стали выгоднее, чем экспорт качественных нефтепродуктов. Аналогичная ситуация наблюдалась и в 1990–1998 гг., когда загруженность мощностей первичной переработки упала до рекордно низкого показателя.

Трудности дальнейшей модернизации отечественной переработки связаны с продолжительными сроками окупаемости проектов, необходимостью разработки новых импортозамещающих технологий и т. д.

ИМЕЕТСЯ ПОТЕНЦИАЛ РОСТА

В числе основных итогов 2017 г. министр энергетики РФ Александр Новак отметил продолжившуюся модернизацию нефтеперерабатывающих заводов. Так, за год было введено в эксплуатацию восемь установок. Глубина переработки повысилась до 81,3%. В целом в рамках четырёхсторонних соглашений уже построено или модернизировано 78 установок, осталось ещё 49.

А. Новак заявил: «У нас не очень про-
стая ситуация с нефтепереработкой с

той точки зрения, что значительное падение цен в рамках налогового манёвра, который был принят в 2014 г., действительно снизило стимулы для привлечения инвестиций». По его словам, если раньше инвестиции в нефтепереработку в РФ составляли примерно 250 млрд рублей в год, то теперь они сократились до 150 млрд.

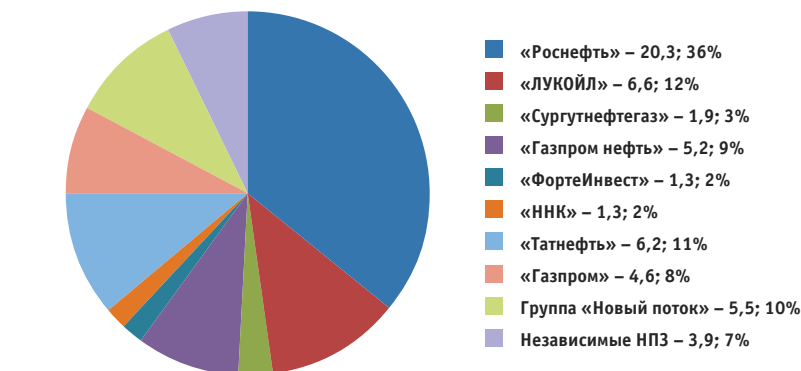
Потенциал увеличения мощностей отечественной нефтепереработки можно определить исходя из резерва неиспользуемых технических возможностей. Как правило, для НПЗ оптимальной является такая структура вторичных процессов, которая при заданной мощности первичной переработки нефти и её полной загрузке обеспечивает максимально возможную маржу. При этом должно соблюдаться определённое условие – окупаемость инвестиций в развитие вторичных процессов при действующей налоговой системе.

Согласно нашим расчётам, по состоянию на конец 2017 г. резерв мощностей по переработке составил 56,4 млн т. Правда, в соответствии с данными опроса НААНС-МЕДИА, существующая загрузка является оптимальной для ряда НПЗ, несмотря на то что их установленная мощность выше фактической (см. рис. 6).

Наибольшим потенциалом для наращивания переработки располагает «Роснефть» – 20,3 млн т (включая предприятия, ранее входившие в состав «Башнефти», – 4,3 млн т).

Потенциал «ЛУКОЙЛа» – 6,6 млн т. При этом компания в настоящее время поддерживает процесс переработки на оптимальном уровне – с учётом потребительского спроса. В то же время при плани-

Рис. 6. Потенциал увеличения переработки нефти на российских НПЗ, млн т в год



Источники: обобщённые данные автора.

Табл. 2. Основные производственные показатели сектора нефтедобычи и нефтепереработки РФ в 2015–2017 гг.

Показатели	Ед. измерения	2015	2016	Изменение по сравнению с 2015 г.	2017	Изменение по сравнению с 2015 г.
Добыча нефти с газоконденсатом	млн т	533,6	547,3	13,7	546,7	–0,6
Экспорт сырой нефти	млн т	241,3	253,7	12,4	256,7	3,0
Поставки нефти на переработку	млн т	285,6	285,1	–0,5	286,6	1,5
Первичная переработка сырья	млн т	281,9	279,7	–2,2	279,5	–0,2
Производство бензина	млн т	39,2	39,9	0,7	39,2	–0,7
Производство дизтоплива	млн т	76,0	76,3	0,3	76,8	0,5
Производство мазута	млн т	71,7	57,1	–14,6	51,2	–5,9
Экспорт нефтепродуктов	млн т	171,7	156,0	–15,7	148,4	–7,6
Доля экспорта нефти к объёму нефтепереработки	%	45	46	1	47	1
Доля производства светлых нефтепродуктов к объёму первичной переработки	%	41	42	1	42	0
Доля экспорта нефтепродуктов к объёму экспорта нефти	%	71	61	–10	58	–4

Источники: Минэнерго, Росстат.

ровании перспективной загрузки необходимо учитывать инвестиционное решение о строительстве комплекса замедленного коксования на Нижегородском НПЗ. Кроме того, в связи с реализацией проекта «Юг» возможно увеличение производительности Волгоградского НПЗ на 1,7 млн т (до максимальной мощности).

Резерв ООО «Киришинефтеоргсинтез», входящего в группу ОАО «Сургутнефтегаз», составляет более 2,0 млн т. Сегодня загрузка этого предприятия находится на уровне 18,2 млн т в год. Однако анонсирован и внедряется проект строительства комплекса по производству высокооктановых компонентов бензинов мощностью 2 млн т в год. Уже в текущем 2018 г. происходит прирост производства бензина. «Сургутнефтегаз» реализует инвестиционную программу на фоне политики сдерживания цен на моторное топливо.

Несмотря на падение производства бензинов в Российской Федерации в 2017 г. и сокращение внутреннего потребления, «Сургутнефтегаз» переориентирует растущие объёмы выпускаемого топлива, соответствующего требованиям европейских стандартов, на экспорт.

Пожалуй, «Сургутнефтегаз» – это одна из немногих российских компаний, которая развивает экспорт бензинов, традиционно занимающих значимую позицию на внутреннем рынке, создавая при этом добавленную стоимость в цепочке развития производственного потенциала нефтеперерабатывающей индустрии в отличие от традиционного экспорта первичных энергоресурсов.

«Газпром нефть» имеет потенциал для наращивания переработки на 5,2 млн т. В связи с продолжающейся модерниза-

цией мощностей этот резерв при наличии соответствующего спроса может быть задействован к 2020–2022 гг.

Загрузка Хабаровского НПЗ, входящего в ОАО «НефтеГазХолдинг», поддерживается на уровне 4,7 млн т. При этом профицит мощности составляет 1,3 млн т.

ОАО «Славнефть-ЯНОС», входящее в Группу «Славнефть», в настоящее время обеспечивает переработку на уровне максимальной производительности.

Пуск установки замедленного коксования на заводе «ТАНЕКО», входящем в состав «Татнефти», позволил увеличить глубину переработки до 99,2% – максимального показателя по России. При этом потенциал прироста производства на данном заводе составляет 6,2 млн т (до 14 млн т). Комплекс «ТАИФ-НК» (Татарстан) завершил реконструкцию и работает на пике своей производительности.

На нефтеперерабатывающих предприятиях, входящих в Группу «Новый поток» (New Stream), возможности увеличения переработки следующие: на Афином НПЗ – на 3,3 млн т, на Антипинском НПЗ – на 1,7 млн т, на Марийском НПЗ – на 0,5 млн т. Также возможно наращивание объёмов переработки на независимых НПЗ – на 3,9 млн т.

Таким образом, с учётом существующих технических возможностей потенциал для увеличения российской переработки составляет 56,4 млн т. Однако будет ли он востребован? Это зависит от того, сократится ли экспорт нефтяного сырья с соответствующей переориентацией на поставки за рубеж российской продукции с высокой добавленной стоимостью.

Экспорт сырой нефти из России стремительно растёт, за последние два года –

на 15,4 млн т. В результате европейский рынок быстро перестроился на приём дополнительных сырьевых потоков, увеличивая объёмы переработки российского сорта Urals (см. табл. 2).

Прирост ресурсного экспорта сопровождается сокращением объёмов поставок нефтепродуктов. Так, за последние два года их экспорт уменьшился на 23,3 млн т. Внутреннее потребление нефтепродуктов в РФ также не демонстрирует значимых изменений. Реализация дизтоплива в стране снизилась с 26,7 млн т в 2016 г. до 25,1 млн т в 2017-м. Ситуация с автомобильным бензином более оптимистичная – спрос на него в прошлом году вырос на 0,3 млн т, до 33,8 млн т.

Подводя итоги, хотелось бы отметить главные и неоспоримые преимущества реализации программы модернизации российского нефтеперерабатывающего комплекса. А это – усовершенствование технологических процессов, увеличение глубины переработки, прирост объёмов производства и выхода светлых нефтепродуктов, обеспечение качественного подъёма внутреннего рынка в части реализации бензина и дизельного топлива 5-го экологического класса.

При этом увеличение выпуска нефтепродуктов российскими предприятиями зависит от ряда факторов:

- уровня потребления на внутреннем и внешнем рынке;
- стратегических планов компаний по структуре производства;
- полномасштабного выполнения программы модернизации НПЗ;
- ценовой конъюнктуры мирового и российского рынков;
- мер налогового стимулирования. ■

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
Казань



КАЗАНСКАЯ
ЯРМАРКА



ТАТАРСТАНСКИЙ
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ
ФОРУМ

Делегация программы выставки / делегация программы
содействующий развитию нефтегазового сектора

25-я юбилейная международная специализированная выставка

НЕФТЬ ⚡ ГАЗ ⚡ НЕФТЕХИМИЯ



16+

Организаторы и соорганизаторы
выставки для нефтяной, нефтегазовой
и химической промышленности

4-6
СЕНТЯБРЯ
Казань, 2018

При поддержке: Президента Республики Татарстан

www.oilexpo.ru

Нефтехимия и нефтепереработка: сырая нефть, продукция, технологии, оборудование и материалы. Сбор, транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа



Добыча нефти и газа



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

Неустойчивое равновесие

Рынок морских буровых платформ продолжает сокращаться, но надеется на «светлое будущее»

Константин СЕРГЕЕВ

Всплывёт рынок или нет? Именно такой вопрос всё чаще задают себе операторы флотов морских буровых платформ (МБП) по всему миру. В пользу оптимистичного прогноза свидетельствует последовательный рост нефтяных котировок, а против него – дальнейшее обострение нерыночных факторов, которые продолжают терроризировать мировую экономику. Кто же победит?

Наступивший 2018 г. преподнёс мировому рынку МБП сразу две важные новости – плохую и хорошую. Первая заключается в том, что общие объёмы инвестиций в разработку шельфовых месторождений продолжают снижаться. Вторая же обнадеживает – уже в следующем году ожидается возобновление роста данного показателя.

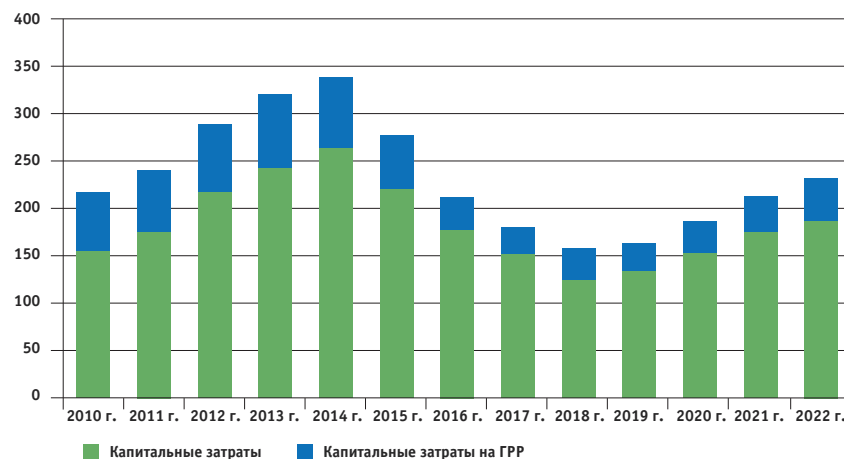
Прогнозный оптимизм

Эксперты Rystad Energy прогнозируют «инвестиционное дно» на уровне 155 млрд долларов. Это более чем в два раза ниже исторических максимумов четырёхлетней давности (335 млрд), которые и дали толчок к бурному росту заказов на новые МБП – как раз накануне начала падения спроса на услуги уже существующих.

Но начиная со следующего года будет наблюдаться увеличение не только абсолютного размера капиталовложений, но и доли инвестиций в поиск и разработку новых подводных залежей – правда, гораздо меньшими темпами, чем до кризиса 2014–2017 гг. (см. рис. 1).

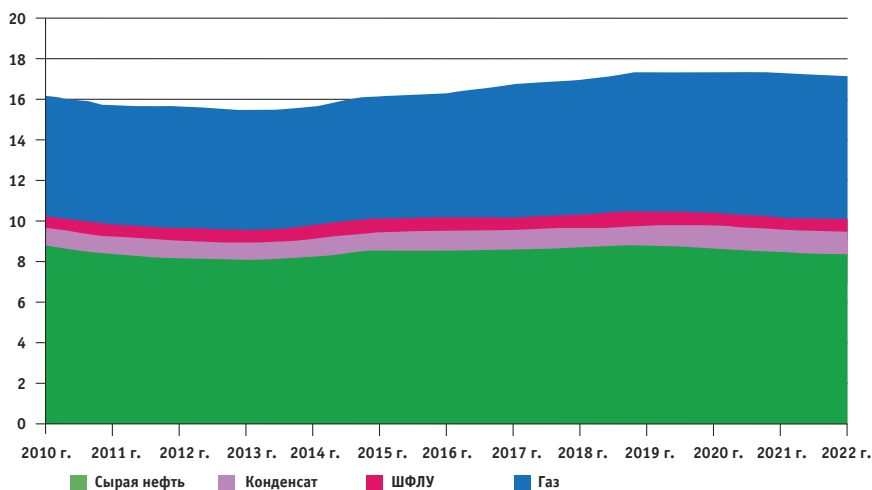
В качестве очевидных причин для подобного оптимизма специалисты приводят достаточно устойчивую позитивную динамику нефтяных котировок и тот бесспорный факт, что пережившие кризис операторы научились оптимизировать свои расходы и более внимательно просчитывать рентабельность проектов. Важным дополнительным стимулом считается дальнейшее увеличение числа проектов в глубоководном (более

Рис. 1. Динамика инвестиций в добычу углеводородов на шельфе, млрд долларов



Источник: Rystad Energy.

Рис. 2. Динамика производства углеводородов на шельфе, млн барр. н. э.



Источник: Rystad Energy.

1500 м) и сверхглубоководном (более 3000 м) сегментах.

Стоит отметить, что ожидаемые позитивные изменения на инвестиционном фронте будут сопровождаться лишь умеренным восстановлением объёмов добычи углеводородов на шельфе. Прогнозируется, что они вернутся к рубежу в 17 млн баррелей н. э. в сутки, причём к концу рассматриваемого периода можно ожидать некоторого проседания этого показателя (см. рис. 2).

Что же касается операторов МБП, то даже этот, в общем-то, благоприятный фон чреват для них дополнительными рисками. Они связаны с возможностями крайне неравномерного восстановления инвестиционной активности как по регионам, так и по конкретным типам платформ. Более того, в ожидании грядущего роста финансовых вливаний ситуация на данном рынке по-прежнему остаётся достаточно сложной, а негативные тенденции прошлого года получили своё дальнейшее развитие.

Табл. 1. Динамика количества МБП ведущих западных компаний-операторов по основным регионам использования в 2016–2017 гг.

Компания	Всего МБП		Работают		В постройке		Мекс. залив (сектор США)		Латинская Америка		Северо-Западная Европа		Западная Африка		Ближний Восток		АТР		Остальные	
EnSCO	53	62	28	28	0	3	9	10	2	2	11	10	6	7	11	10	12	18	2	5
Seadrill	56	54	22	17	14	15	6	6	6	5	1	1	12	11	7	5	23	25	1	1
COSL	46	46	21	28	1	1	0	0	3	3	3	4	0	0	4	4	36	35	0	0
Transocean*	67	44	24	19	9	2	8	22	13	10	15	8	8	0	1	0	20	12	2	3
Shelf Drilling	37	38	20	21	1	0	0	0	0	0	0	0	6	6	17	17	12	13	2	2
PDVSA	29	29	2	5	0	0	0	0	29	29	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Paragon Offshore	37	29	4	2	0	0	12	11	3	0	10	10	3	0	8	7	1	1	0	0
Noble	30	28	20	15	0	0	10	9	0	1	4	3	0	0	9	8	6	5	1	2
Borr Drilling**	2	24	2	0	–	13	–	0	–	0	–	5	–	3	–	1	–	15	–	0
Maersk Drilling**	–	23	–	15	–	0	–	1	–	3	–	13	–	1	–	0	–	3	–	2
Всего Топ-10	413	377	167	150	25	34	64	48	62	53	56	54	36	28	70	52	116	127	9	15
Весь мировой флот	1075	1033	403	387	159	143	105	95	177	163	107	100	75	64	176	176	376	373	59	62
Доля Топ-10	38,4%	36,5%	41,4%	38,8%	15,7%	23,8%	61,0%	50,5%	35,0%	32,5%	52,3%	54,0%	48,0%	43,8%	39,8%	29,5%	30,9%	34,0%	15,3%	24,2%

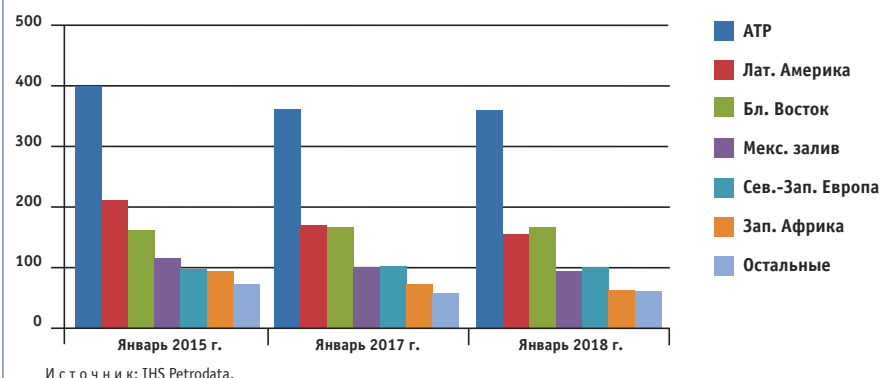
Данные по состоянию на 31.12.2016 г. и 27.12.2017 г. Типы платформ, учтённые в таблице: арктические, буровые баржи (за исключением предназначенных для внутренних вод), буровые суда, самоподъёмные, полупогружные, погружные, для бурения с помощью судов обеспечения.

* По итогам 2017 г. компания Transocean опустилась с первого на четвёртое место рейтинга по версии IHS Petrodata.

** Вошли в Топ-10 в течение 2017 г. – отсутствуют данные на 31.12.2016 г.

Источник: IHS Petrodata.

Рис. 3. Сравнительная динамика численности МБП по основным регионам мира, ед.



Источник: IHS Petrodata.

УМЕРЕННАЯ БЕЗРАБОТИЦА

Согласно исследованиям экспертов IHS Petrodata, в 2017 г., даже несмотря на стабилизацию цен на нефть и признаки оживления интереса к шельфовым разработкам, общее количество занятых МБП различных типов снизилось практически по всем регионам (см. табл. 1, рис. 3).

Наибольшие потери при этом понесли специализированные флоты, оперирующие у побережья Латинской Америки. Оттуда всего за год было выведено 14 установок. На шельфе Западной Африки их количество сократилось на 11 единиц. Причём максимальное сокращение занятости наблюдалось для глубоководных МБП. Таким образом, в указанных регионах пока фиксируется продолжение негативной тенденции, сложившейся ещё в 2014–2016 гг.

Зато своеобразной сенсацией стало дальнейшее сокращение количества работающих платформ в Мексиканском заливе (сектор США). Если за три предыдущих года отсюда было выведено 16 установок, то в 2017 г. подобная судьба постигла сразу 10 МБП, преимущественно принадлежащих крупным операторам. При этом среди последних по-прежнему сохраняется мода на так называемую холодную консервацию платформ, без их фактического вывода за пределы региона. Даже солидный (до 65 долларов за баррель и выше) прирост мировых цен на «чёрное золото» пока не в силах стимулировать повышение спроса на МБП в этой традиционной ближней нефтяной кладовой Соединённых Штатов.

Что же касается Северо-Западной Европы, то достаточно весомое (на семь единиц) сокращение общего числа платформ

в 2017 г. рассматривается некоторыми экспертами как финальное перед последующим ростом этого показателя. В частности, согласно последнему прогнозу специалистов Oil & Gas UK, уже в 2018 г. ожидается принятие окончательных инвестиционных решений сразу по 12–16 проектам, которые рассчитаны как на разработку новых месторождений, так и на расширение добычи на уже существующих. Очевидно, в ожидании этого долгожданного позитива, крупные операторы консолидируют своё присутствие на региональном рынке. Так, в рассматриваемый период доля Топ-10 выросла до 54% (+1,7%), что является рекордным по сравнению со всеми другими регионами.

Признаки стабилизации наблюдаются и в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Количество действующих МБП уменьшилось всего на три единицы, что почти в четыре раза ниже темпов снижения за три предыдущих года (на 10–14 ед./год).

А вот рынок сравнительно благополучного Ближнего Востока в течение всего прошлого года продолжал переваривать последнее пополнение (+5 МБП в 2016 г.) и по итогам 2017-го продемонстрировал нулевую динамику.

На этом фоне зыбкого равновесия (с преобладающими нотками негативных тенденций) наиболее обнадеживающие результаты продемонстрировали новые перспективные районы, объединённые безликой графой «Остальные», где, по данным IHS Petrodata, наибольший интерес операторов привлекают шельфы Чёрного и Средиземного морей, а также восточно-

го побережья Канады. Беспрецедентный 9-процентный прирост доли крупных компаний в освоении этих регионов довольно наглядно свидетельствует об их ожидаемом потенциале. Заметим, что только этот сектор показал хотя и умеренный (на 3 единицы), но всё-таки рост числа буровых. Причём по их общему количеству он уже почти догнал Западную Африку и лишь на треть уступает Мексиканскому заливу и Северо-Западной Европе.

ЧЕХАРДА ЛИДЕРОВ

Что же касается списка основных игроков на рынке МБП, то и в нём произошли очередные важные изменения. Главной сенсацией стало то, что его многолетний лидер – компания Transocean – впервые за последние 17 лет утратил первое место, переместившись сразу на четвёртую позицию. Это было обусловлено распродажей им значительной части своего действующего флота, а также существенным сокращением портфеля новых заказов. Кстати, большую часть самоподъёмных платформ у Transocean купила норвежская корпорация Borger Drilling. Благодаря этому она заняла девятое место в Топ-10, но, похоже, не собирается на этом останавливаться. В конце февраля 2018 г. руководство компании объявило о намерениях приобрести контрольный пакет акций Paragon Offshore (7-е место в рейтинге) на сумму 232,5 млн долларов.

В случае реализации этой сделки уже в мае текущего года Borger Drilling выйдет на второе место в рейтинге по общему количеству МБП (после британской Ensco) и на первое – по численности флота самоподъёмных установок (57 единиц). Впрочем, Ensco также вынашивает планы дальнейшего расширения, начало которым было положено приобретением эскадры Atwood Oceanics (11 единиц). При этом компания рассчитывает окончательно вывести из эксплуатации устаревшие платформы, но сохранить свою долю на рынке. В частности, в 2018 г. Ensco предполагает отправить на слом две самоподъёмные установки и ввести в строй одно новое буровое судно.

Следующая за Ensco норвежская Seadrill пока сохраняет шансы удержать за собой второе место. Однако эта компания столкнулась с обострением «безработицы» для уже имеющихся платформ. Данная негативная тенденция может ещё более углубиться. Стоит напомнить, что введение антироссийских санкций помешало компании реализовать долгосрочное соглашение с «Рос-

нефтью», согласно которому сразу шесть буровых установок Seadrill должны были работать на российском арктическом шельфе вплоть до 2022 г.

Третье место продолжает устойчиво удерживать китайская государственная компания COSL, которой удалось не только сохранить весь свой флот на предкризисном уровне (2014 г.), но и повысить его занятость (+7 действующих установок по итогам 2017 г.). Заметим, что почти 80% флота COSL работает в различных районах АТР, где ситуация с занятостью остаётся в целом благоприятной и предполагает позитивные ближнесрочные перспективы.

Во же время два традиционных участника Топ-10 вынуждено покинули этот список. В частности, Rowan Companies (США) только за последний год сократила свой флот с 30 до 19 единиц. Большая же часть оставшихся установок может быть в ближайшее время продана компании ARO Drilling («дочка» Rowan и Saudi Aramco) или по крайней мере передана под её управление. Ещё одна американская компания – Diamond Offshore – в прошлом году списала сразу девять полупогружных и самоподъёмных МБП, сведя численность своего флота к 19 единицам (с 41 по стоянию на 2014 г.).

Взамен выбывших аутсайдеров, наряду с перспективным чемпионом Borger Drilling, десятку лидеров пополнила датская Maersk Drilling. К началу 2018 г. она подошла с флотилией из четырёх буровых

судов, четырёх полупогружных и 15 самоподъёмных установок. Большинство из них (13 единиц) специально сконструированы для работы в жёстких климатических условиях, что существенно повышает шансы на обеспечение их занятости по мере ожидаемой активизации добычи углеводородов на шельфе Северо-Западной Европы.

АРЕНДНЫЕ СТАВКИ И КОЭФФИЦИЕНТ ЗАНЯТОСТИ

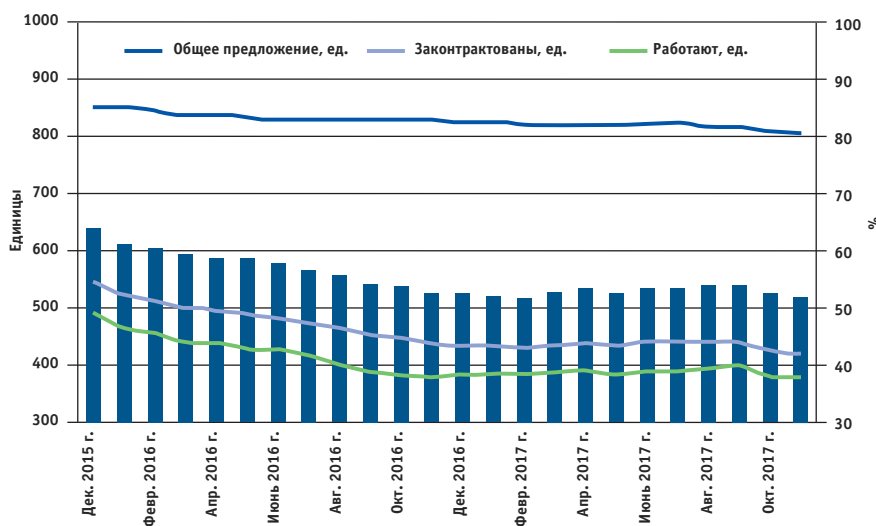
Робкий оптимизм, наблюдавшийся в январе 2017 г., не получил своего дальнейшего развития. Уже к ноябрю – декабрю общее число реально работающих установок вернулось к январскому уровню, а количество законтрактованных на длительный срок – даже уменьшилось по сравнению с аналогичным показателем начала года (см. рис. 4).

Таким образом, к началу 2018 г. общая картина оставалась не слишком утешительной. Средняя занятость по основным классам МБП (буровые суда, самоподъёмные и полупогружные установки) едва достигала 51%, доля законтрактованных на длительные сроки – чуть превышала 40%, а работающих – колебалась в пределах 35–37%.

В различных сегментах рынка во втором полугодии 2017 г. и в I квартале 2018-го наблюдалась следующая динамика.

Буровые суда для глубоководных работ (на глубинах свыше 2000 м). В условиях обострившейся конкуренции в ос-

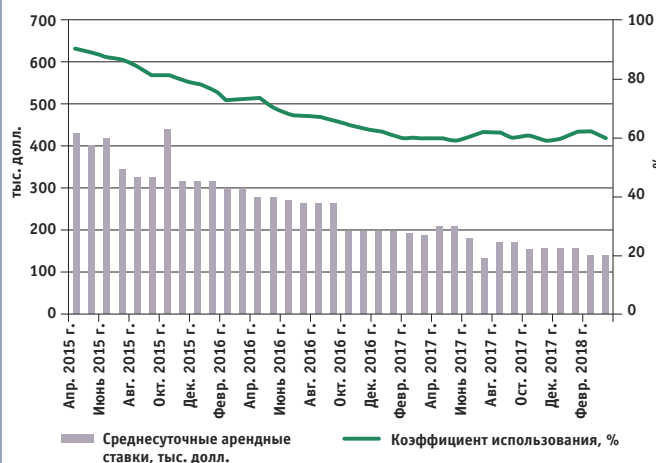
Рис. 4. Динамика мирового флота МБП (ед.) и его занятости (%) в декабре 2015-го – ноябре 2017 г.*



Источники: IHS Markit RigPoint.

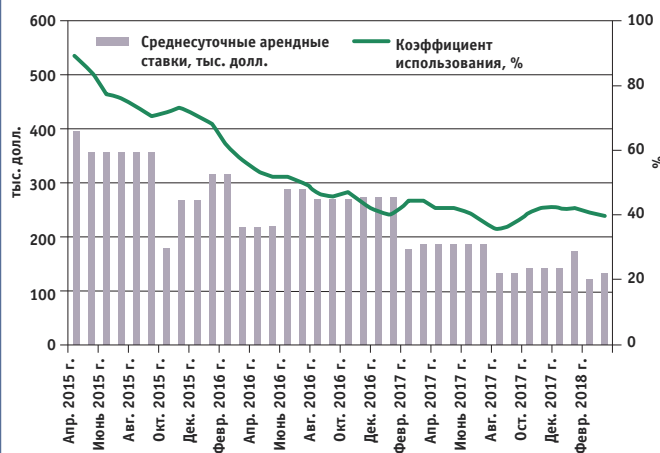
* Учены данные по буровым судам, самоподъёмным и полупогружным платформам

Рис. 5. Динамика суточных арендных ставок и коэффициента использования буровых судов (глубина работ > 7500 ф)



Источники: IHS Petrodata.

Рис. 6. Динамика суточных арендных ставок и коэффициента использования полупогружных буровых платформ (глубина работ > 7500 ф)



Источники: IHS Petrodata.

новых районах глубоководных разработок (Латинская Америка, Мексиканский залив, Западная Африка) занятость МБП удалось сохранить на уровне 60%, достигнутом ещё в июне 2017 г. (см. рис. 5). Однако расплатой за это стало заметное сокращение среднесуточных арендных ставок, которые решительно оторвались от психологического порога в 200 тыс. долларов, успели просесть до рекордного минимума в 120–130 тыс. (в начале августа) и лишь с трудом к концу года приподнялись до 150–160 тыс. долларов в сутки. Кстати, последнее стало возможным только благодаря существенному сокращению общей численности установок в указанных регионах (в основном, за счёт тех операторов, которые не смогли себе позволить подобного снижения ставок).

Глубоководные полупогружные платформы. Только к концу 2017 г. коэффициент занятости здесь удалось приблизить к 40-процентному рубежу, утраченному в июне – июле, и даже добиться некоторого задела на его дальнейший рост (см. рис. 6). Это стало возможным благодаря ожидаемому ускорению списания возрастных платформ, при пролонгации сроков ввода в строй новых. Однако и в данном случае не обошлось без существенного (на 30–35%) снижения арендных ставок. Они даже к началу 2018 г. так и не смогли устойчиво закрепиться на планке в 150 тыс. долларов в сутки, а к концу его первого квартала снова просели – вплоть до 110–120 тыс. долл./сут.

Самоподъёмные МБП для жёстких условий эксплуатации. Данный сегмент наглядно продемонстрировал, что

быстрого восстановления спроса в «перенаселённом» буровыми установками регионе невозможно достичь лишь за чужой счёт. Ожидания дальнейшего увеличения добычи в Северо-Западной Европе на фоне роста нефтяных котировок (вызванного сокращением производства «чёрного золота» в рамках соглашения «ОПЕК+») помешало операторам решиться на гибкий манёвр арендными ставками. В результате эйфория первого полугодия сменилась резким падением коэффициента занятости почти на 10% (см. рис. 7), от которого не удалось спастись даже консервацией установок.

Но затраты на их поддержание в «холодном» состоянии были слишком велики. Как следствие, по количеству выведенных МБП северные моря Европы оказались на четвёртом месте в мире. И только запоздалое решение о снижении ставок аренды вплотную к порогу 50 тыс. долларов в сутки помогло удержать их занятость на 30-процентном уровне. Однако уже в первые месяцы 2018 г. этот показатель скачкообразно вырос почти до 50%, что свидетельствует о доверии рынка к скорому восстановлению инвестиционной активности. Если же этот оптимизм в ближайшем будущем не оправдается, то среднесуточные ставки рискуют протестировать новые исторические минимумы – уже в коридоре 40–30 тыс. долларов.

Сегмент **самоподъёмных платформ типа 361–400 IC**, которые в основном предназначены для работ на сравнительно небольших глубинах (361–400 ф, или до 122 м) на шельфе Юго-Восточной Азии, также пребывает в подвешенном состоя-

нии. Вслед за динамичным взлётом в I квартале 2017 г. (когда уровень «безработицы» среди них снизился до 30%) последовало охлаждение интереса к их услугам (см. рис. 8). Это произошло на фоне очередных политических обострений в треугольнике США – Северная Корея – Южная Корея. Попытка Дональда Трампа помериться величиной ядерных кнопок с Ким Чен Ыном ещё более повысила напряжённость в данном регионе.

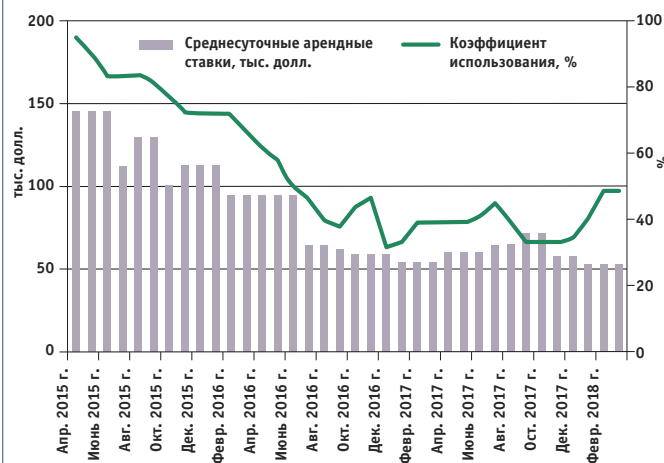
Кроме того, фактором напряжённости остаются противоречия между Китаем, Вьетнамом и Филиппинами по поводу территориальной принадлежности отдельных участков нефтеносного шельфа в Южно-Китайском и Восточно-Филиппинском морях.

К концу I квартала 2018 г. рынок просто не успел переварить щедрую порцию позитивных новостей, связанных с судьбоносной апрельской встречей лидеров двух Корей и порождёнными ею надеждами на достижение стабилизации в регионе. В результате коэффициент занятости этих МБП нырнул почти на 20%, а аренда просела ниже порога в 50 тыс. долларов в сутки. Впрочем, в среднесрочной перспективе можно ожидать постепенного восстановления роста обоих этих показателей. Дополнительной поддержкой для данного сегмента остаётся намерение КНР активизировать освоение запасов углеводородов на национальном шельфе.

ТУМАННЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

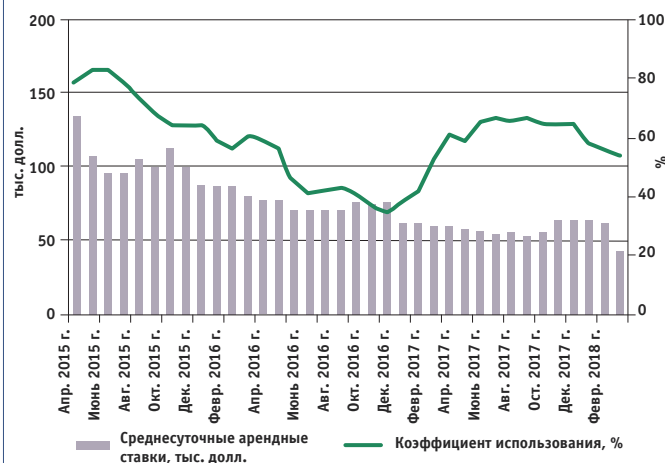
Несмотря на постепенное восстановление котировок «чёрного золота» и ожидание их дальнейшего роста, мощным

Рис. 7. Динамика суточных арендных ставок и коэффициента использования буровых платформ для жёстких условий эксплуатации



Источники: IHS Petrodata.

Рис. 8. Динамика суточных арендных ставок и коэффициента использования самоподъёмных МБП типа 361-400 IC (Юго-Восточная Азия)



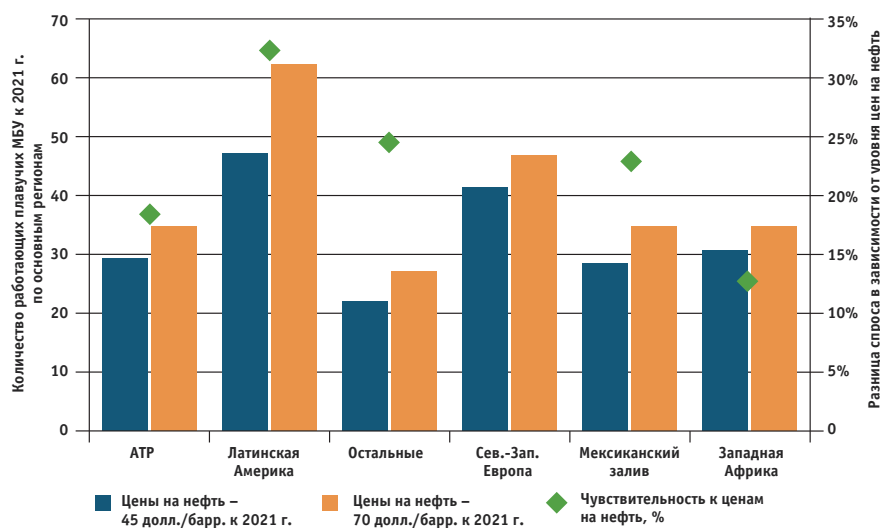
Источники: IHS Petrodata.

сдерживающим фактором рынка по-прежнему остаётся избыток предложения. Он обусловлен вводом в строй новых установок при недостаточных объёмах списания устаревших. Согласно сведениям Petrodata, в 2017 г. общее количество платформ сократилось только на 42 единицы (до 1033), а в портфеле заказов к началу 2018-го находилось ещё 143 новые. Ожидается, что как минимум 28 из них могут быть сданы заказчикам уже до конца текущего года. Это окажет дополнительное давление на арендные ставки и будет препятствовать быстрому восстановлению коэффициента занятости. Причём период подобного негативного воздействия может растянуться ещё на три – пять лет, вопреки ожидаемому увеличению объёмов инвестиций в освоение шельфа.

Что же касается фактора нефтяных цен в рассматриваемый период, то его воздействие будет неоднородным для различных регионов мира. Последние прогнозы британской Maritime Strategies International (MSI) для более узкой базы исследования (мобильные МБП) предполагают определённые изменения динамики спроса при двух ценовых сценариях (см. рис. 9).

Как видим, рост мировых цен на нефть будет активнее всего стимулировать спрос на услуги плавучих мобильных МБП в Латинской Америке. При этом специалисты MSI особо отмечают перспективы увеличения добычи у побережья Бразилии, а также расширения ГРП на глубоководном шельфе Суринама и Гайаны. На втором месте – Северо-Западная Европа, где центр инвестиционной активности посте-

Рис. 9. Прогноз спроса на плавучие мобильные буровые установки до 2021 г. в зависимости от динамики мировых цен на нефть*



Источники: MSI.

* Раздел «Остальные» включает регионы Чёрного, Средиземного и Красного морей, Восточную Африку, а также Индийский субконтинент.

пенно смещается в Норвежское и Баренцево моря. Реализация оптимистичного сценария (до 75 долл./барр.), предполагает прирост спроса в Мексиканском заливе (сектор США), в странах АТР и Западной Африке. Кстати, последний регион проявляет наименьшую чувствительность к колебаниям нефтяных котировок, что и обеспечивает его лидерство при пессимистических 45 долл./барр.

Общими же для стран Западной Африки и Азиатско-Тихоокеанского региона по-прежнему остаются внешнеполитические

риски и внутренние бюрократические препятствия, которые могут существенно осложнить жизнь операторам МБП даже при благоприятных ценовых тенденциях мирового рынка энергоносителей. Особо стоит отметить раздел «Остальные», который при достаточно высокой чувствительности к колебаниям котировок «чёрного золота» при любом из сценариев обещает увеличение спроса на услуги морских буровых платформ в глубоководной зоне Чёрного и Каспийского морей, а также на шельфе Восточной Африки.

Герметичность – залог безопасности

Современные решения позволяют минимизировать негативное воздействие на окружающую среду при строительстве скважин

С. РЕКИН,
доктор технических наук,
генеральный директор;
П. СИДОРЕНКО,
начальник отдела конструкторского
бюро анализа прочности;
А. АГИШЕВ,
начальник отдела по проектированию
скважин
(ООО «ТМК-Премиум Сервис»);
М. МАРЧУК,
специалист управления по техническим
продажам премиальных видов
продукции ПАО «ТМК»

Одной из важнейших проблем в нефтегазовом хозяйстве является обеспечение изоляции промышленной системы от окружающей среды. При строительстве скважины герметичность обеспечивается обсадной трубой и резьбовым соединением.

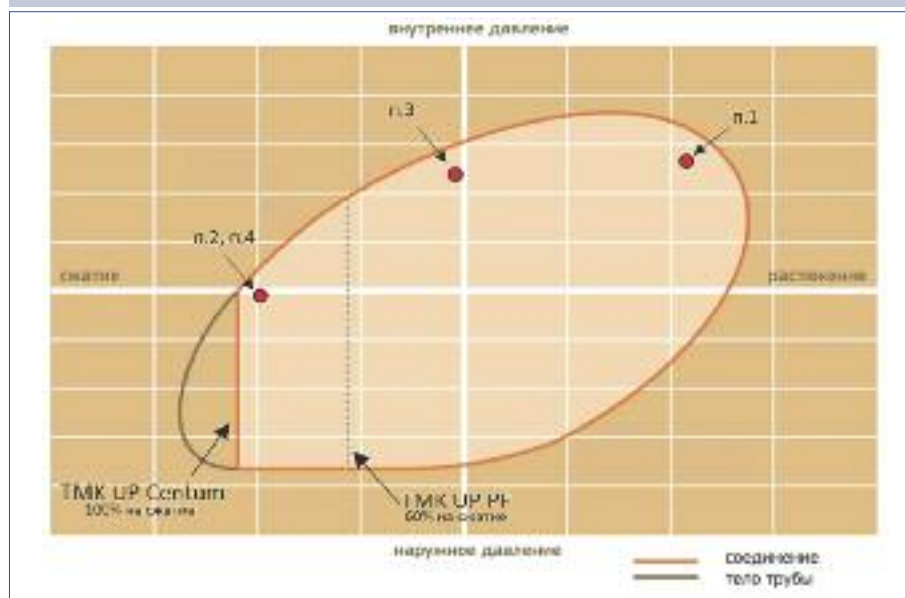
С совершенствованием технологии горизонтального бурения повышаются требования к эксплуатационным параметрам соединений. Резьбовое соединение ТМК UP Century – новое техническое решение от ПАО «ТМК», позволяющее обеспечить сохранение газогерметичности при спуске обсадных колонн в наиболее сложных горно-геологических условиях.

ЧТОБ РЕЗЬБА НЕ ПОДВЕЛА

Сегодня оценка негативного воздействия на окружающую среду является неотъемлемой частью любого проекта. Ответственность значительно возрастает, когда речь идёт о нефтегазовых проектах, которые зачастую реализуются в отдалённых регионах с минимальной инфраструктурой и хрупким экологическим равновесием.

Ужесточение экологических норм привело к тому, что серьёзные загрязнения происходят только при нарушениях технологических процессов или авариях. К примеру, наиболее негативное воздействие на окружающую среду при бурении возможно при химическом загрязнении, возникающем во время утечки жидкостей из устьев скважин, миграции химических реагентов и нефти из буровых амбаров, а также при разливах горюче-смазочных материалов в

Рис. 1. Эллипс комбинированных нагрузок



местах хранения топлива, стоянок транспорта и расположения дизельных агрегатов.

Одной из основных задач при строительстве и эксплуатации скважин является обеспечение герметичности колонн и предупреждение таким образом заколонных перетоков углеводородов. В данном процессе можно выделить два не зависящих друг от друга фактора, определяющих качество крепления колонны. Первый из них – герметичность резьбового соединения, зависящая от правильности его сборки в «полевых условиях». Второй фактор – качественная изоляция затрубного пространства цементным камнем или резиновым элементом (пакером), которая зависит от технологии заканчивания скважины.

Необходимость обеспечения качественной изоляции затрубного пространства обусловлена опасностью накопления пластовых газов, не имеющих цвета и запаха. Накапливаясь в формирующихся пустотах, газы могут образовывать взрывоопасные смеси, детонация которых способна привести к неуправляемой ситуации с вытекающим экологическим ущербом.

Таким образом, для обеспечения безопасной эксплуатации скважины необходимо использовать оборудование, способное гаранти-

ровать высокую герметичность под воздействием комплексных нагрузок, которым подвергается обсадная колонна в скважине, – осевых, изгибающих усилий, действия высоких температур и давлений.

С точки зрения надёжности наиболее уязвимым и ответственным узлом в колонне является резьбовое соединение, которое подвергается тем же нагрузкам, что и тело трубы. С развитием технологий строительства наклонно-направленных скважин и увеличением длины горизонтальных интервалов, а также широким распространением технологий повышения нефтеотдачи нагрузки на колонну возрастают. Поэтому к резьбовым соединениям предъявляются новые требования:

- наличие упорного торца для увеличения эффективности соединения на сжатие;
- оптимизированный профиль для предупреждения страгивания (выхода из зацепления) резьбы в наклонно-направленном участке и обеспечения передачи высокого момента;
- наличие уплотнения «металл-металл» для обеспечения газогерметичности;
- сохранение газогерметичности при высоких крутящих моментах.

Стремление нефтегазовых компаний к сокращению операционных расходов и повышению экономической эффективности перспективных проектов приводит к совершенствованию технологий бурения, уменьшению непроизводительного времени и увеличению дебита скважины. К таким технологиям можно отнести: бурение на обсадной колонне (БОК), бурение на хвостовике (БХВ), а также гидро-разрыв пласта в продолжительных горизонтальных интервалах. Реализация данных технологий требует применения соединений с эффективностью на сжатие 80–100% по телу трубы для сохранения работоспособности при динамических нагрузках (БОК, БХВ) и спуске в наклонно-направленные участки.

НЕ БОЯСЬ НАГРУЗОК

Для формирования более подробного представления об основных критериях подбора резьбовых соединений необходимо рассмотреть нагрузки, действующие на эксплуатационную колонну во время строительства и эксплуатации скважины:

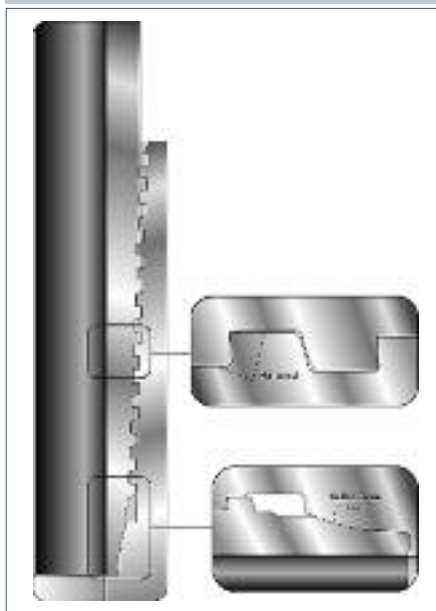
- при спуске в зоны АВПД наблюдаются высокие сминающие давления совместно со сжимающими и растягивающими нагрузками;
- в наклонно-направленном участке появляются высокие сжимающие нагрузки в комбинации с напряжениями изгиба, при этом 60-процентная эффективность соединения на сжатие становится недостаточной, чтобы обеспечить работоспособность соединения. Требуется применение соединений с эффективностью 100% на сжатие по телу трубы;
- во время ГРП эксплуатационная колонна испытывает высокие внутренние давления;
- при паронагнетании колонна расширяется. При этом необходимо, чтобы соединение, во-первых, не потеряло газогерметичности, а во-вторых, сохраняло работоспособность при 100-процентном сжатии после снятия тепловой нагрузки.

Важно отметить, что указанные нагрузки воздействуют на соединение комплексно. Часть из них показана на рис. 1, где отмечено расположение значений эквивалентных напряжений относительно предельных значений напряжений для соединения TMK UP Centum.

Для получения качественного распределения цементного камня в заколонном пространстве горизонтальных участков колонну следует вращать во время цементирования. При этом одним из ограничивающих технических параметров по оборудованию является операционный момент резьбового соединения, который обеспечивается рядом конструктивных особенностей.

При строительстве современных скважин с наличием газового фактора требуется применение газогерметичных соединений с эффективностью на сжатие не ниже 80% и достаточно вы-

Рис. 2. Общий вид соединения TMK UP Centum



соким операционным моментом. Одним из таких соединений является разработанное в компании ПАО «ТМК» соединение TMK UP Centum. Его эффективность на сжатие составляет 100%, а операционный момент позволяет проводить вращение колонны при цементировании.

Основной особенностью соединения является эквивалентность его несущей способности прочностным характеристикам тела трубы по отношению к основным видам эксплуатационных нагрузок.

Конструктивно соединение выполнено по классической схеме – муфтовое соединение с трапециевидной резьбой.

Отсутствие необходимости герметичного исполнения резьбы позволяет снять ряд ограничений на форму профиля и улучшить потребительские свойства соединения. При проектировании профиля резьбы соединения TMK UP Centum были применены следующие конструктивные решения:

- увеличенный шаг резьбы (по сравнению с профилем соединения BTC);
- параллельные оси резьбы вершины и впадины профиля;
- более крутая конусность резьбы;
- оптимизированная форма закладной грани;
- зазоры по резьбе и канавка для выхода смазки.

Примененный подход позволил получить повышенные эксплуатационные качества, такие как быстрота и стабильность сборки соединения даже в случае сильного перекоса осей трубы и муфты, исключение заклинивания резьбы при заводе трубы в муфту.

Газогерметичность соединения TMK UP Centum обеспечивается отдельным узлом уплотнения.

Оптимизация формы профиля позволила обеспечить его «живучесть» при многократных сборках (пятнадцатикратная сборка для $OD \geq 245$ мм и 10-кратная для $OD \leq 245$ мм) и эксплуатации в самых сложных условиях (уровень CAL IV по API RP 5C5:2017), что исключает риск загрязнения окружающей среды добываемым флюидом.

СУХАЯ СМАЗКА

Помимо применения высокоэффективных резьбовых соединений, позволяющих значительно снизить риски возникновения аварийных ситуаций при строительстве скважин, существуют и другие технические решения по уменьшению нагрузки на окружающую среду путём сокращения вредных производственных отходов. Для резьбовых соединений семейства TMK UP таким решением стало сухое смазочное покрытие Green Well, исключающее применение консервационных и резьбоуплотнительных смазок.

Green Well – твёрдое композиционное покрытие с полимерной матрицей, обладающее эквивалентными с традиционными жидкими смазочными покрытиями антифрикционными, противозадирными и антикоррозионными свойствами. Его применение позволяет сократить количество отходов и повысить чистоту на буровой за счёт отсутствия необходимости в снятии консервационной (которая зачастую неконтролируемо разбрызгивается при смыве или отпаривании) и нанесении резьбоуплотнительной смазки (которая даже при равномерном нанесении будет выдавливаться при свинчивании).

На сегодняшний день технология сухого смазочного покрытия особенно востребована в регионах с наиболее уязвимыми экосистемами – в условиях Крайнего Севера и в рамках шельфовых проектов. К примеру, все шельфовые проекты, реализуемые на территории РФ, придерживаются технологии «нулевого сброса», подразумевающей запрет на сброс отходов бурения (в частности, отработанных смазочных материалов). Таким образом, наличие сухого смазочного покрытия, исключающее применение жидкой смазки, уже стало обязательным условием для поставки обсадных труб для перспективных шельфовых проектов.

Литература

1. Рекин С. А., Ширяев А. Г., Ерехинский Б. А., Филиппов А. Г. Расчёт резьбового соединения для труб нефтяного сортамента класса премиум // Газовая промышленность, 2017. – № 3 (749). – С. 50–55.
2. Минеев А. В. Экологические проблемы при бурении нефтяных и газовых скважин в Восточной Сибири // Естественные и технические науки, 2015. – № 6. – С. 218–219.
3. Петров Н. А., Коренько А. В., Янгиров Ф. Н., Елизаров О. И. Повторная герметизация резьбовых соединений обсадных колонн нефтяных скважин. – 2005.
4. Гельфгат М. Я., Агишев А. Р. Технология бурения на хвостовике – опыт и перспективы. Строительство нефтяных и газовых скважин на море и на суше. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2017. – № 11. – С. 4–15.

Что день грядущий Каспию готовит?



Углеводородный потенциал его шельфа оказался переоценён

Владимир МИШИН

В начале 2000 годов извлекаемые углеводородные ресурсы шельфа Каспия зарубежные эксперты оценивали в 30 млрд т у. т., геологические – от 50 до 100 млрд т у. т. Знаковыми аргументами в поддержку экспертного оптимизма стали месторождения, открытые на шельфе Азербайджана и Казахстана, извлекаемые ресурсы которых превысили 1 млрд т у. т. Это блок Азери – Чираг – Гюнешли (1 млрд т нефти, 240 млрд м³ газа), Шах-Дениз (1,2–1,5 млрд м³ газа, около 300 млн т конденсата) и Кашаган (1,3–1,6 млрд т нефти, 1 трлн м³ газа).

Но после открытия в 2000 г. Кашагана на шельфе Каспия находят исключительно месторождения, извлекаемые ресурсы которых составляют 20–100, редко до 400 млн т у. т. Экономические факторы вынуждают компании либо отказываться от освоения небольших объектов, либо замораживать работы «до лучших времён». В результате за последнюю четверть века на каспийском шельфе наметился парадоксальный тренд: нефть в пластах есть, а финансовых мотивов извлекать её – при невысокой цене барреля – нет.

Синдром Ашрафи

В конце 1990 годов западные эксперты, прежде всего американские, оценивали извлекаемые углеводородные ресурсы каспийского шельфа Азербайджана в 10 млрд т у. т., инвестиционный потенциал вероятных проектов – в 150–200 млрд долларов, а пиковые объёмы добычи (к 2010 г.) в 65 млн т нефти и 60 млрд м³ газа.

В 1997–2004 гг. международные нефтяные консорциумы провели масштабный поиск этих гигантских, обещанных сейсмическими исследованиями углеводородных залежей. Но разведочные скважины – критерий истины – либо не нашли ожидаемых богатств, либо запасы на открытых месторождениях (Карабах, блок Дан Улдузу – Ашрафи) оказались экономически непривлекательными для инвесторов. В результате в начале 2000-х действие 13 морских СРП

Азербайджана, «встроенных» в прогнозные 10 млрд т у. т., было прекращено.

Какие выводы можно сделать из этого фиаско? За годы суверенитета в Азербайджане, несмотря на прямые иностранные инвестиции в нефтегазовые проекты в размере свыше 70 млрд долларов, не было открыто ни одного месторождения, запасы которого превышали бы 1 млрд т у. т. (АЧГ и Шах-Дениз – это советское наследство). Как следствие, базовыми источниками нефти и газа для республики по-прежнему остаются АЧГ и Шах-Дениз плюс 17 старых морских месторождений ГНКАР.

При этом добытые углеводородные ресурсы перечисленных объектов к началу 2018 г. не были компенсированы новыми открытыми запасами. Следовательно, извлекаемые ресурсы блока АЧГ, освоение которого началось в 1997 г., к нынешнему году снизились до 500 млн т нефти (оптимистичная оценка ГНКАР) и 100 млрд м³ попутного газа. Поэтому, строго говоря, статус АЧГ как гигантского месторождения на сегодняшний день вовсе не актуален. Закономерное следствие этих процессов – падение добычи «чёрного золота» в Азербайджане с пиковых 50,6 млн т в 2010 г. до 38,7 млн т в 2017 г. (–23,5%). По прогнозу ОПЕК, в текущем году в республике будет произведено 37,2 млн т (–3,9%).

Глава ГНКАР Ровнаг Абдуллаев весной нынешнего года сформулировал стратегию госкомпании так: «Наша задача – сохранение стабильной нефтедобычи и разработка новых месторождений». Для решения первой задачи в 2002–2017 гг. было пробурено более 2 млн м, ввели в эксплуатацию 1222 новые скважины (большая часть – на суше). В результате добыча на месторождениях госкомпании за 15 лет, можно сказать, «упала плавно» – с 8,9 до 7,2 млн т (–30,3%, падение за минувший год – 1,7%).

Что касается решения второй проблемы – освоения новых месторождений, – то оптимизм ГНКАР базируется исключительно на ресурсах каспийского шельфа, на котором в настоящее время добывается до 97% всех углеводородов республики. В перспективе ситуация не изменится: к СРП по АЧГ, Шах-Денизу и морским месторождениям госкомпании, имеющим для экономики страны принципиальное значение, должны подтянуться Карабах, Апшерон, Умид (открыт ГНКАР в 2010 г.) и Бабек (перспективная структура, её запасы пока не подтверждены разведочным бурением).

Суммарные извлекаемые запасы глубоководных Карабаха, Апшерона и Умиды оцениваются в 100 млн т конденсата и 570 млрд м³ газа. Хотя, например, потенциал

Апшерона в Баку в конце 1990-х оценили в 1–3 трлн м³. Вопрос о соотношении расходов на освоение этих месторождений и вероятных доходов, полученных от реализации добытых на них углеводородов, пока открытый. ГНКАР для снижения собственных финансовых рисков удалось в конце марта этого года привлечь к освоению Умиды и Бабека (в рамках так называемого Risk Service Agreement) британскую Nobel Upstream. Британцы получили 20% долевого участия в проекте (80% – у ГНКАР) и должны обеспечить освоение Умиды, а в перспективе, если повезёт, и Бабека необходимыми технологиями. Но пока экономический фактор снижает интерес иностранных инвесторов к морским месторождениям с запасами менее 40 млн т у. т. В частности, к месторождению Ашрафи, открытому в рамках СРП в 1999 г. (оценочные ресурсы 17 млн т конденсата и 13 млрд м³ газа, глубина моря в зоне вероятной добычи – 250–450 м).

Фактор извлекаемых ресурсов Карабаха, Апшерона и Умиды определяет и ожидаемые объёмы добычи на этих месторождениях. Во всяком случае, по прогнозам Центра стратегических исследований (ЦСИ) при Президенте Азербайджана, добыча на Апшероне начнётся в марте 2020 г., а её объёмы составят 1,3 млрд м³ в год. Производство газа на Карабахе начнётся в 2022 г., пик в 2 млрд м³ будет достигнут в 2024 г., а с 2026-го произойдёт падение. Умид в 2023 г. выйдет на пик добычи в 3 млрд м³ газа в год и продержится на этом уровне до 2030 г.

Структуры Бабек, Шафаг-Асиман (оператор – BP, разведочное бурение планируется начать в 2019 г.), а также глубоководные пласты АЧГ, возможно, смогут увеличить извлекаемые углеводородные ресурсы Азербайджана на 1,4 трлн м³ га-

за и 140 млн т конденсата. А могут и не увеличить – вопрос этот до бурения разведочно-оценочных скважин будет оставаться открытым. Что не помешало ЦСИ заявить о выходе республики к 2027 г. на добычу 50 млрд м³ газа (в 2017 г. было получено 18,4 млрд м³ товарного газа). Прогноз смелый, но ресурсами пока не подержанный.

Единственное, что не вызывает сомнения, – Шах-Дениз, как и АЧГ, в результате интенсивной добычи в рамках Фазы 1 и Фазы 2 (суммарно пиковые 25 млрд м³ в год, на которые проект может выйти через шесть-семь лет) к 2027 г. утратит статус последнего гигантского углеводородного месторождения Азербайджана. После 2030 г., а не исключено, что и раньше, добыча на Шах-Денизе начнёт снижаться, что закономерно потянет вниз всю газодобычу Азербайджана.

КАШАГАНСКИЙ «ДЖОКЕР»

Министерство энергетики Казахстана оценивает суммарные извлекаемые запасы жидких углеводородов республики в 5,3 млрд т. Из них доля каспийского Кашагана – 1,3–1,6 млрд т (25–30%). С учётом газа (до 1 трлн м³) Кашаган сегодня – самый крупный морской углеводородный «резервуар» и инвестиционно ёмкий (к началу 2018 г. – 56 млрд долларов) нефтегазовый проект Казахстана.

Добыча на Кашагане началась осенью 2016 г. Правда, геологические сложности этого месторождения заставляют оператора проекта (North Caspian Operating Company) говорить о том, что пик производства в 13 млн т в год будет достигнут лишь в 2021 г., хотя стартовый, начала 2000-х, прогноз NCOS по пику добычи на Кашагане составлял 75 млн т к 2020 г.



В минувшем году из суммарных 86,2 млн т нефти, добытых в Казахстане, Кашаган обеспечил 8,3 млн т (9,6%). А его доля в производстве товарного газа в стране достигла 14% (4,4 из 31,6 млрд м³).

Для Казахстана шельф Каспия, безусловно, важен. Но основной приток углеводородов даёт всё же суша, прежде всего два гигантских месторождения – Тенгиз и Карачаганак.

Месторождение Тенгиз было открыто в 1979 г., его извлекаемые запасы нефти составляют 0,75–1,1 млрд т, попутного газа – 1,8 трлн м³. В 2017 г. здесь добыли 28,7 млн т нефти (33,3% от общего объёма в стране) и 9,8 млрд м³ товарного газа (31%).

Карачаганак открыт в 1979 г., его извлекаемые запасы составляют 1,7 млрд т нефти и 1,7 трлн м³ газа. В минувшем году он дал Казахстану 12,5 млн т жидких углеводородов (14,5%) плюс 15,5 млрд м³ товарного газа (49%).

И в обозримом будущем ситуация (углеводородная доминанта суши над морем) вряд ли изменится. Аналогов Кашагана (по извлекаемым ресурсам) геологи в казахском экономическом секторе Каспия пока не обнаружили (см. таблицу). Да, есть перспективная структура Курмангазы, прогнозные запасы которой были оценены в диапазоне 550–1800 млн т у. т. Правда, пробуренные на структуре в 2006-м и 2009 г. разведочные скважины признаков нефти не выявили и, как следствие, Курмангазы не стал (во всяком случае, пока) новым гигантским месторождением.

Оценочные извлекаемые запасы открытых морских месторождений Казахстана проигрывают Кашагану, Карачагану и Тенгизу. Следовательно, в условиях мирового перепроизводства углеводородного сырья малые и средние по запасам каспийские объекты по чисто экономическим причинам не попадают в категорию приоритетных (в том числе по срокам реализации) для «КазМунайГаза» и иностранных партнёров Астаны.

Их инвестиционную привлекательность (прежде всего, в текущий период) снижает также ряд дополнительных факторов. Это и состав нефти (на Кашагане она высокосернистая – до 19%), и большой риск разведочных работ (Курмангазы), и экологические риски.

Поэтому высока вероятность того, что в 2025 г., когда, согласно экономической стратегии Казахстана, добыча нефти должна достигнуть 107,3 млн т в год, доля каспийских жидких углеводородов в этом объёме составит не более 12–14%.

КАСПИЙСКИЙ БОНУС РОССИИ

Извлекаемые углеводородные ресурсы Северного Каспия гипотетически могут составлять 2,5–3 млрд т у. т. «Экспериментальная проверка теории» была проведена в период 2000–2005 гг. «ЛУКОЙЛом». В данном регионе осуществлены сейсмические исследования, которые выявили 15 перспективных углеводородных структур. Ну а все семь пробуренных разведочных скважин дали приток нефти и газа. В итоге «ЛУКОЙЛ» заявил об открытии на Северном Каспии шести углеводородных месторождений (им. Ю. Корчагина, им. Филановского, им. Кувыкина, Хвалынское, Сарматское и «170 км»).



«ЛУКОЙЛ»

Суммарные извлекаемые запасы на этих месторождениях были оценены более чем в 290 млн т нефти и 710 млрд м³ газа. Но осваиваться начали только два из них – им. Ю. Корчагина и им. Филановского. Добыча на месторождении им. Ю. Корчагина (извлекаемые запасы – 28,8 млн т нефти и 63,3 млрд м³ газа) с ледостойкой стационарной платформы (ЛСП) началась в 2010 г. На месторождении им. Ю. Филановского (129 млн т нефти и 30 млрд м³ газа) – в 2016 г.

К началу 2018 г. на этих двух промыслах было суммарно получено 15 млн т нефти (в том числе в 2017 г. – 5,5 млн т). Планы на текущий год – 5,6 млн т. А в период пиковой добычи, в 2019–2023 гг., производство должно достичь 6 млн т в год.

В 2008 г. в российском секторе Каспия было открыто месторождение Западно-Ракушечное. Его освоение – совместный проект «ЛУКОЙЛа» (49,892% долевого участия), «Роснефти» (49,892%) и «Газпрома» (0,216%). Запасы Западно-Ракушечного считаются «весьма перспективными», бурение первой скважины с ЛСП намечено на 2021 г. Данную платформу пла-

нируется подключить к инфраструктуре месторождения им. Филановского.

Для освоения месторождений Северного Каспия, учитывая небольшие глубины на контрактных площадях (Ю. Корчагин – 11–13 м, Филановский – 7–11 м), используются хорошо апробированные в России технологии. Значительная часть элементов ЛСП и оборудования изготовлена на российских предприятиях. Суммарные инвестиции «ЛУКОЙЛа» в Северный Каспий на период 2000–2045 гг. могут составить до 1 трлн рублей (свыше 16 млрд долларов по текущему курсу).

При этом, учитывая объёмы добываемых в России нефти (в 2017-м – 546 млн т) и га-

за (690,5 млрд м³), углеводороды Северного Каспия и для российской экономики, и для упомянутых компаний – это лишь приятный бонус. Данный фактор и будет определять стратегию освоения месторождений, включая сроки реализации проектов.

ВИРТУАЛЬНОЕ ИЗОБИЛИЕ АШХАБАДА

Если судить по заявлениям официального Ашхабада, то Туркменистан по углеводородным ресурсам своего каспийского экономического сектора (11–12 млрд т нефти и конденсата и 6–6,5 трлн м³ газа) – безусловный лидер среди стран региона. Российские эксперты, правда, считают, что эти оценки завышены в 50(!) раз и углеводородный потенциал туркменского сектора Каспия укладывается в 350–400 млн т у. т. Британские специалисты, по сути, разделяют мнение российских коллег: по оценкам ВР, извлекаемый нефтяной ресурс Туркменистана – 100 млн т.

С 1996 г. Ашхабад активно зазывает на шельф иностранных инвесторов: нефтегазовому комплексу страны необходимы и

зарубежные инвестиции, и технологии разведки и добычи. Условия СРП, предложенные Туркменистаном, можно считать привлекательными для партнёров: 60% стоимости добытых нефти и газа идёт на покрытие затрат инвесторов, остальные 40% делятся поровну между ними и страной.

Пока же на шельфе Туркменистана больших успехов не наблюдается. Применительно к газу это можно объяснить очевидной причиной: внешний рынок сбыта даже для «голубого топлива», добываемого на суше страны, ограничен. Кроме Китая покупателей на него пока нет (туркменская трубопроводная квота на маршруте в Поднебесную – 35 млрд м³ в год).

Этого нельзя сказать о нефти. Нефтеперерабатывающим заводам и нефтехимическим предприятиям Туркменистана уже сейчас необходимо до 13 млн т жидких углеводородов в год (в перспективе, учитывая планы Ашхабада, – до 18 млн т в год). Плюс нефтепровод Баку – Тбилиси – Джейхан (БТД) пропускной способностью 60 млн т в год готов ежегодно принимать в свою магистраль до 25–30 млн т нефти Туркменистана. То есть рынки сбыта (внутренний и внешний) достаточно масштабные, а добывается в республике лишь 10 млн т в год. Этого недостаточно даже для удовлетворения собственных потребностей страны.

Правда, казалось, и разведанные ресурсы (не говоря уже о прогнозных), и количество реализуемых в туркменском секторе проектов, и объёмы вложенных в них инвестиций должны были обернуться принципиальным ростом добычи.

Например, малайзийская компания Petronas с 1996 г. осваивает Блок 1 (включает месторождения Диярбекир, Магтымгулы, Овез, Машрыков и Гарагол-Дениз). Она провела сейсмические исследования, пробурила не один десяток разведочных и оценочных скважин, выявила до 300 млн т извлекаемых жидких углеводородов и до 1 трлн м³ газа. Добыча на блоке началась в 2006 г., суммарные инвестиции к началу 2018 г. превысили 5 млрд долларов. Кроме того, Petronas построила близ посёлка Кыялы газоперерабатывающий завод мощностью 5 млрд м³ в год и наземный газовый терминал. Но ключевая задача СРП – выход на добычу 7,2 млн т нефти и 10 млрд м³ газа в год – не решена.

Dragon Oil из ОАЭ с 2000 г. осваивает месторождение Челекен (оценки Ашхабада – до 105 млн т нефти и 130 млрд м³ газа). В проект к началу 2018 г. было вложено 5,5 млрд долларов, в результате добыча вышла на уровень 5 млн т нефти в год.

Углеводородные месторождения каспийского шельфа Казахстана, открытые в 2000–2013 гг.

Название месторождения	Извлекаемые запасы нефти, млн т	Извлекаемые запасы газа, млрд м³
Кашаган	1300–1600	1000
Каламкас-море	67	70
Блок Н	270	19
Жамбай	40	–
Кайран	36	–
Актоты	100	170
Ауэзов	10	3
Хазар	30	2
Жамбыл	32	–

О работах на морских блоках Ашхабад договорился также с Burren Energy (Великобритания), Wintershall (Германия), Maersk Oil (Дания), ONGC Videsh (Индия), Buried Hill Energy (Оман – Канада), российскими компаниями «Зарубежнефть», «Роснефть» и «ИТЕРА», но знаковых достижений эти СРП пока не принесли.

Что касается достигнутых успехов, то судить о них можно, учитывая информационную закрытость Ашхабада, исключительно по растущему экспорту нефти. Так, в 2017 г. по БТД было экспортировано 3 млн т, а в I квартале 2018 г. – уже 1,5 млн т. Экстраполяция на весь текущий год – 6 млн т.

Иран готов договариваться

Извлекаемые углеводородные ресурсы южной части Каспия геологи Азербайджана оценили в 2 млрд т у. т. Иран, используя национальный исследовательский потенциал, провёл на Южном Каспии значительный объём сейсмических работ. По заявлениям официального Тегерана, в 2002 г. у берегов северной провинции Гилян на глубине моря 700 м было открыто газовое месторождение Сардар-е Джангал, запасы которого оценены в 1,8 трлн м³. Построив в 2009 г. плавучую полупогружную буровую установку «Амир Кабир», Иран в 2012-м и в 2014 г. пробурил на Южном Каспии (в точках моря с глубиной воды свыше 700 м) две разведочные скважины, показавшие наличие в пластах извлекаемых запасов нефти в объёме свыше 70 млн т. То есть углеводороды на Южном Каспии найдены, но для их извлечения необходимы глубоководные технологии и значительные инвестиции, которых у Национальной иранской нефтяной компании (NIOC) просто нет.

Отмена в 2016 г. антииранских санкций, с одной стороны, позволяет Тегерану рассчитывать на участие в нефтегазовых проектах иностранных инвесторов, владеющих технологиями глубоководной добычи. С другой стороны, официальный Ва-

шингтон заявил, что готов вновь ввести санкции против Исламской Республики. Как следствие, неопределённость внешнеполитической ситуации вокруг Ирана остужает интерес иностранных инвесторов к нефтегазовым проектам страны.

На этом фоне 28 марта 2018 г. в ходе визита президента Ирана Хасана Роухани в Азербайджан был подписан «Меморандум о взаимопонимании по совместной разработке соответствующих блоков в Каспийском море». Неназванными, но «соответствующими» являются южно-каспийские блоки Алов – Араз – Шарг (прогнозные запасы – 1 млрд т у. т.) и Савалан – Далга – Лерик-Дениз – Джануб (120 млн т нефти). СРП на их освоение Азербайджан в конце

1990-х подписал с западными компаниями. Но Тегеран, убеждённый в том, что 20% каспийского дна являются собственностью Исламской Республики, послал в район расположения этих объектов свой сторожевой корабль и тем самым на два десятилетия заморозил данные проекты.

Да, после подписания мартовского меморандума формально можно говорить о знаковом прорыве в деле освоения нефтегазовых ресурсов Южного Каспия. Если бы не один деликатный момент: с высокими технологиями глубоководной добычи и значительными инвестициями сложности не только у Ирана, но и у Азербайджана. А это значит, сколько меморандумов ни подписывай, без западных нефтяных компаний этот регион освоить будет крайне сложно. Поэтому старт работам на Южном Каспии дадут не столько найденные нефть и газ, сколько ясность политической ситуации вокруг Ирана.

Таким образом, смелый прогноз начала 2000-х – к концу первой четверти XXI века шельф Каспия будет давать 9% мировой добычи нефти – рискует не оправдаться. Пока ближе к истине 1,5-процентный вклад этого региона в глобальную нефтедобычу.



СЕДЬМАЯ МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ТОПЛИВНЫЕ ПРИСАДКИ 2018

6 СЕНТЯБРЯ
ОТЕЛЬ «БАЛЧУГ КЕМПИНСКИ», МОСКВА

Конференция «Топливные присадки» проводится компанией «КРЕОН ЭНЕРДЖИ» ежегодно с 2012 г. и по праву считается основной отраслевой бизнес-площадкой. Она объединяет специалистов разных сегментов отрасли для обмена опытом и результатами проделанной работы, новых деловых знакомств и развития перспективных партнерских отношений, а также для анализа текущего состояния и перспектив развития отрасли, для поиска ответов на стоящие перед участниками рынка вопросы.

Учитывая тот факт, что от состояния сегмента топливных присадок в России во многом зависит весь топливный рынок, компания «КРЕОН ЭНЕРДЖИ» предлагает обсудить сложившуюся ситуацию и перспективы развития этой важной подотрасли на специализированной деловой конференции. Ежегодно в работе конференции принимают участие представители крупнейших мировых и российских компаний: Aarti Industries, Azmeco, Clariant, Evonik, Infineum, Lubrizol, NALCO, Yara Int., «НК Альянс», «Аризона Кемикал», «Афтон Кемикл», «БАСФ», «Башнефть», «Волжский Оргсинтез», «Газпром нефть», «Газпром переработка», «Газпромнефть - МНПЗ», «Газпромнефть - ОНПЗ», «Галнефтегаз», «Инноспек Рус», «КазмунайГаз», «Квалитет», «Кинеф», «ЛУКОЙЛ», «Пигмент», «Роснефть», «РНПК», «САНОРС», «Сибур», «Славнефть-ЯНОС», «ТАТнефть», «Титан», «Тотал Восток», «ФортеИнвест», «Шелл Нефть», «ЭКОС-Волга» и многие другие.

США – Китай: «самообрезание» энергетического экспорта

Введение Вашингтоном заградительных мер против КНР может болезненно ударить по экспортным планам американских нефтегазовых компаний

Константин СЕРГЕЕВ

Весна 2018 г. ознаменовалась началом новой мировой войны – к счастью, пока торговой. В качестве своеобразного подарка к Международному женскому дню (8 Марта) президент США Дональд Трамп объявил о введении заградительных пошлин на сталь (25%) и алюминий (10%). Как и следовало ожидать, эта новация была воспринята китайскими производителями без особого восторга – впрочем, как и их коллегами по всему миру. Повышение пошлин пока (временно?) не коснулось только Мексики и Канады. Не удовлетвовавшись этим, спустя буквально две недели хозяин Белого дома принял решение о введении 25-процентных пошлин на ввоз ещё почти 1300 китайских товаров – от лекарств до продукции машиностроения и электрогенерирующего оборудования, а также об ограничении инвестиций китайского капитала в экономику США. В ответ официальный Пекин преподнёс Соединённым Штатам ожидаемый сюрприз ко Всемирному дню дураков: 1 ап-

реля Госсовет КНР оповестил об увеличении таможенных сборов на 128 наименований товаров из США семи категорий (в основном, продовольственных) с 15 до 25%.

Чуть позже, в ответ на очередные угрозы Вашингтона, китайское руководство утвердило дополнительный список из 106 товарных позиций 14 категорий, в который (среди прочих) уже попала продукция американской химической промышленности и автопрома.

По мере того как маховик торговой войны продолжает раскручиваться, безжалостно вовлекая в свою орбиту всё новые отрасли, приверженность официального Вашингтона политике жёсткого протекционизма вызывает искреннюю тревогу у нефтегазовых операторов США, обеспокоенных судьбой своего новорождённого экспорта энергоносителей. Рассматривая рынок Поднебесной в качестве одного из самых приоритетных в Азии, они не без оснований опасаются потерять на нём собственные позиции, кстати говоря, и без того довольно шаткие.

АРИФМЕТИКА «ЧЁРНОГО ЗОЛОТА»

После того как в декабре 2015 г. в США был официально снят запрет на вывоз сырой нефти, прошёл ещё почти целый год до того, как её среднесуточный экспорт в Китай превысил 60 тыс. барр. (см. рис. 1).

Существенное увеличение этого показателя стало возможным лишь с февраля 2017 г., когда рынок ощутил последствия сокращения добычи в рамках соглашения «ОПЕК+». Постепенная стабилизация и последующий рост нефтяных котировок позволили американским операторам восстановить объёмы добычи на сланцевых месторождениях, однако к освоению китайского рынка они, похоже, несколько опоздали. Осуществляя свои планы пополнения стратегических резервов, официальный Пекин предполагал уже к концу 2017 г. довести объём запасов в хранилищах до 300 млн баррелей, а импорт – до 9 млн барр./сут. Заметим, что некоторое замедление темпов экономического роста Поднебесной, даже в условиях повышения цен на «чёрное золото», пока не привело к коррекции планов, согласно которым общие резервы должны достигнуть 550 млн т к 2020 г. Не снизились и

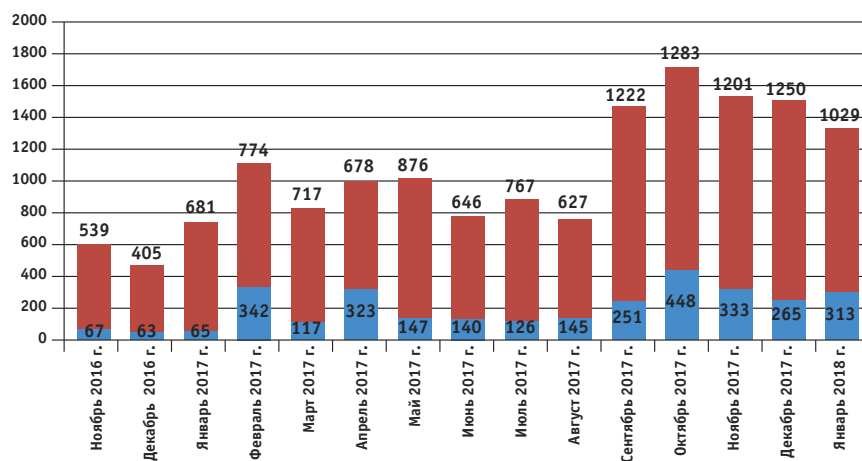
масштабы импорта. При этом пальму первенства по поставкам нефти в Китай продолжают оспаривать Россия и Саудовская Аравия (см. рис. 2).

Что же касается США, то им пока так и не удалось ни войти в десятку основных поставщиков нефти в Поднебесную, ни хотя бы добиться устойчивого роста экс-

порта «чёрного золота» в эту страну. Более того, после достижения исторического максимума в октябре прошлого года (почти 14 млн барр.), его объёмы существенно просели (см. рис. 3).

Любопытно наблюдать за попытками компенсировать неудачи освоения китайского рынка информационной со-

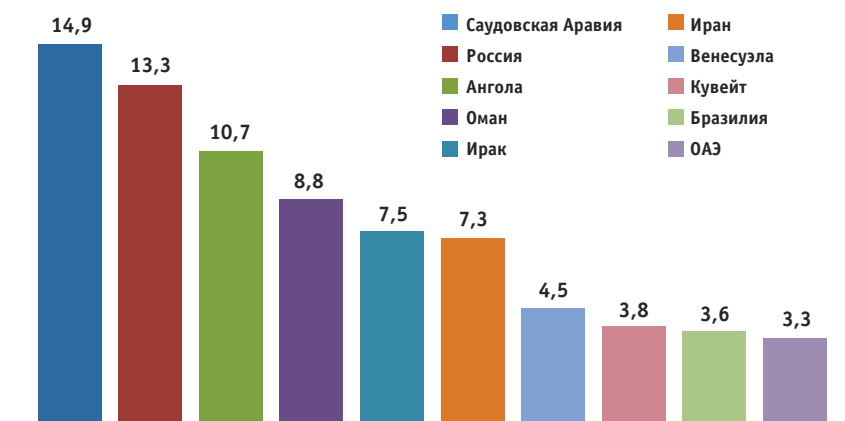
Рис. 1. Динамика экспорта сырой нефти из США, ноябрь 2016-го – январь 2018 г., тыс. барр./сут



Источники: Администрация энергетической информации США (EIA).



Рис. 2. Крупнейшие экспортёры сырой нефти в Китай в 2017 г., % от всего китайского нефтяного импорта



Источники: Таможенная служба КНР, Международное энергетическое агентство (IEA).

способствовать расширению энергетического экспорта США в Китай. Причём в качестве основного конкурента рассматривается отнюдь не Россия. Согласно оценкам ряда отраслевых экспертов (Platts, Forbes), на сегодняшний день американские операторы постепенно «отъедают» долю именно Саудовской Аравии, поскольку танкерные поставки не могут конкурировать с дешёвым трубопроводным экспортом из РФ.

Впрочем, определённые надежды американцы возлагают на дальнейшее увеличение разницы в стоимости между марками WTI и Brent (см. рис. 4). При росте этого показателя с 2–3 до 4 долл./барр. и выше более дешёвая «техасская сладкая» могла бы укрепить свои позиции на азиатском рынке.

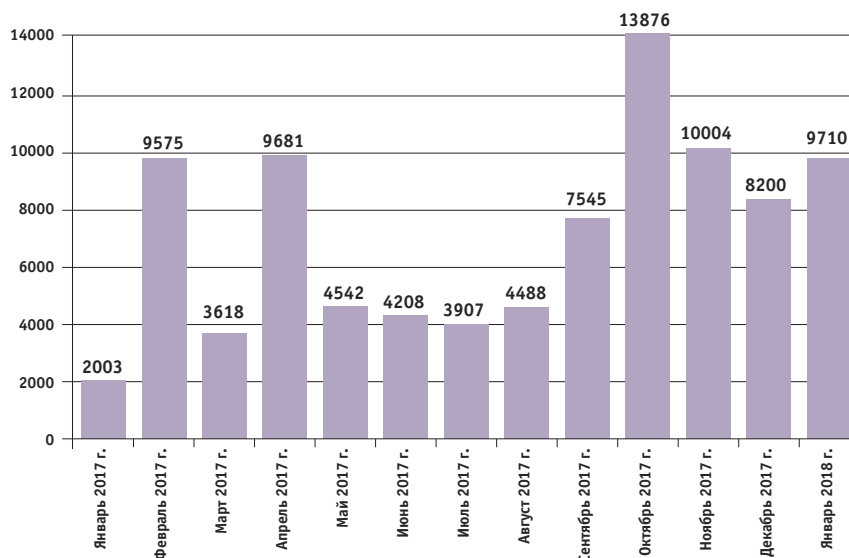
К тому же Агентство энергетической информации Минэнерго США, обнадёженное повышением мировых цен, скорректировало свой прогноз по объёмам добычи в стране на 2018 г., увеличив его до 10,59 млн барр./сут. Это также может способствовать росту экспорта. Впрочем, все эти преимущества, скорее всего, будут сведены на нет посредством вывода на рынок бенчмарка сорта Urals, а также переводом двусторонних сделок между РФ и Китаем по поставкам энергоносителей на рубли и юани.

В том, что объёмы российских поставок продолжают расти, китайские эксперты пока не сомневаются. В частности, специалисты консалтинговой компании SIA Energy назвали расширение пропускной способности нефтепровода Восточ-

ставляющей. В частности, Thomson Reuters Eikon «округлил» объёмы январских (2018 г.) поставок нефти из США в Китай с 313 тыс. (данные EIA) до 400 тыс. барр./сут. Это позволило западным масс-медиа громко объявить о достижении очередного «рекорда», который привёл к сокращению отрицательного торгового сальдо почти на 1 млрд долларов за один месяц! Между тем, максимальные значения этого показателя были достигнуты, как уже отмечалось, в октябре 2017 г. (448 тыс. барр./сут по версии EIA). В течение же последующих трёх месяцев объёмы поставок американской нефти в Китай снизились почти на треть, в то время как Пекин в январе увеличил суммарные закупки «чёрного золота» до действительно рекордного уровня (40,64 млн т, или 9,57 млн барр./сут).

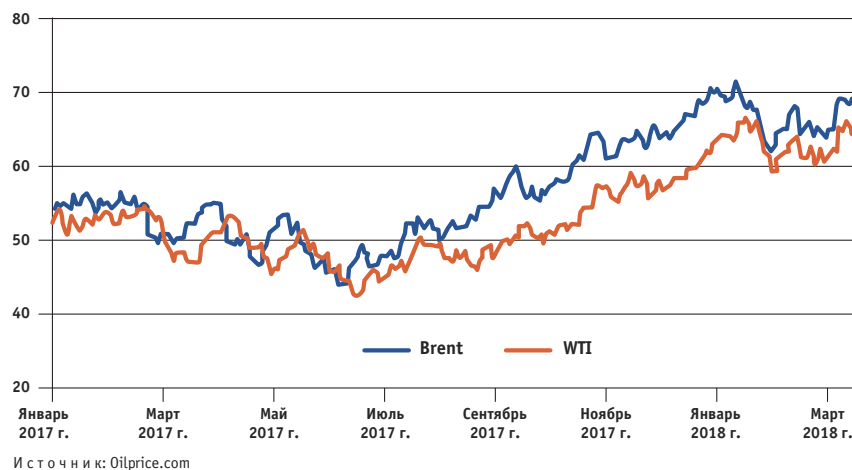
Заметим, что случилось это ещё до начала объявленной Белым домом торговой войны, обострение которой вряд ли будет

Рис. 3. Динамика экспорта сырой нефти из США в Китай, январь 2017-го – январь 2018 г., тыс. барр.



Источники: Администрация энергетической информации США (EIA).

Рис. 4. Динамика цен на нефть WTI и Brent, долл./барр.

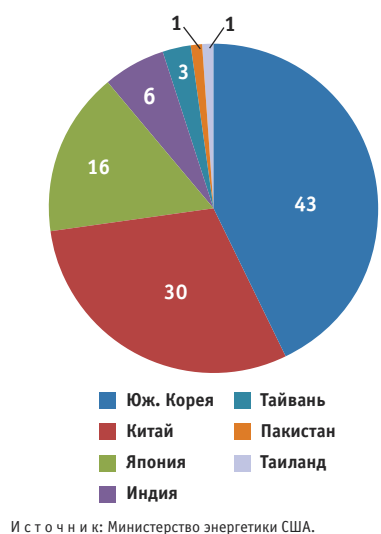


ная Сибирь – Тихий океан (ВСТО) одним из факторов, который стимулирует закупки именно российского «чёрного золота». Причём речь идёт не только о пополнении национального резерва, но и о прорыве Поднебесной на рынок экспорта готовых нефтепродуктов. Согласно официальным данным Генеральной таможенной администрации КНР, по итогам марта нынешнего года экспорт топлива из страны увеличился на 6,69 млн т, что на 43% (!) больше, чем в марте 2017-го. Однако лишь Sinopet с начала года отправила уже третий танкер типа VLCC с дизельным топливом. Адресатами этих поставок стали Западная Африка и Европа.

Наряду с наращиванием перерабатывающих мощностей крупных игроков, таких как CNOOC (НПЗ «Хуэйчжоу») и PetroChina (НПЗ «Юньнань»), увеличивается активность и мелких производителей. Для них стабильные цены и предсказуемость поведения поставщика являются критически важными при выборе источника закупок сырья. По оценкам SIA Energy, именно «малыши» в I квартале 2018 г. обеспечили почти треть рекордного прироста импорта сырой нефти Китаем, который достиг 112,07 млн т (+7%, или почти 600 тыс. барр./сут к соответствующему периоду прошлого года). Ожидается, что с перерывом на апрель и май (время планового технического обслуживания части НПЗ) эта позитивная тенденция сохранится, по крайней мере, до конца текущего года.

Смогут ли американские операторы рассчитывать на дополнительную долю китайского рынка? Похоже, в условиях навязанной Вашингтоном Пекину торговой войны им, скорее всего, придётся сосре-

Рис. 5. Поставки СПГ из США в страны АТР в 2017 г., %



доточиться на том, чтобы не потерять уже освоенные ранее рубежи.

Сюрпризы «голубого топлива»
Основные надежды США по наращиванию экспорта природного газа в Китай связываются с официальным решением Пекина уже к 2020 г. довести долю «голубого топлива» в энергогенерации как минимум до 10%.

По мнению американских экспертов, это неизбежно потребует «диверсификации» газовых поставок в Поднебесную с обязательным включением США в число привилегированных членов клуба основных экспортёров в страну. При этом, как и следовало ожидать, высказываются опасения по поводу «угрозы» энергетической

безопасности Китая со стороны России, хотя прямыми конкурентами Соединённых Штатов на этом рынке являются СПГ-операторы Катара, Австралии и (в меньшей степени) Малайзии.

К 2020 г. США предполагают ввести в строй ещё четыре СПГ-терминала (дополнение к единственному пока действующему – Sabine Pass), что теоретически должно облегчить им достижение этой цели. Однако, даже обладая сравнительно ограниченными экспортными мощностями, американские компании уделяют освоению китайского рынка повышенное внимание. Так, по итогам 2017 г. по объёмам отгрузок американского СПГ (103,4 млрд ф³) Китай занял третье место в мире (после Мексики и Южной Кореи) и, соответственно, стал вторым в Азиатско-Тихоокеанском регионе (см. рис. 5 и табл.).

При этом Поднебесная более чем в два раза опередила Японию – как по физическим объёмам газового импорта из США, так и по темпам их прироста. Однако достаточно оптимистичные итоговые цифры, весьма ясно обозначающие географические приоритеты американских экспортёров СПГ, скрывают крайне неритмичный характер этих поставок. Причём его трудно объяснить исключительно сезонными колебаниями спроса (см. рис. 6).

Конечно, в 2018 г. американские операторы постараются восполнить данные пробелы. Однако сделать это будет нелегко даже в том случае, если Пекин не введёт ответных ограничений против энергетического экспорта из США. Во-первых, сам Китай планирует в этом году существенно увеличить собственную добычу природного газа. Согласно официальному заявлению Национальной энергетической администрации (NEA), по итогам текущего года она вырастет до исторического максимума – 160 млрд м³ (+8,5% к показателям 2017 г.).

Во-вторых, сохраняя курс на постепенное снижение доли использования каменного угля, страна собирается нарастить и его добычу до рекордных 3,7 млрд т (+7,3% к 2017 г.). Создавая себе подобный запас энергетической прочности, Поднебесная может, как минимум, спокойно выбирать поставщиков недостающих объёмов «голубого топлива» и не поддаваться на какие-либо попытки внешнего давления.

В-третьих, как показывают недавние события, подобные действия могут рикошетом больно ударить по самим их инициаторам. «Неожиданно» выяснилось, что нефтегазовая отрасль Соединённых Штатов нуждается в особых марках стали, ко-

Поставки СПГ из США в страны АТР в 2017 г., млн ф³

Страна назначения	Кол-во судов	Объём поставок, млн ф³	Изменение к 2016 г., млн ф³	Средняя цена в пункте назначения, долл./млн БТЕ	Изменение к 2016 г., %
Южная Корея	37	145188,73	+135022,83	4,03	-33,6%
Китай	30	103409,86	+86189,24	4,01	-12,6%
Япония	15	53298,5	+42161,23	5,91	+58,9%
Индия	7	20919,14	+4003,74	4,30	-7,53%
Тайвань	3	9003,5	+9003,5	4,62	-
Пакистан	1	3165,9	+3165,9	3,02	-
Таиланд	1	2934,02	+2934,022	6,17	-
Всего	94	337919,65	+282480,46	Средняя цена по региону: 4,58	-3,78%

Источники: Министерство энергетики США.

торые национальные производители выпускают лишь в ограниченных количествах или не поставляют вовсе. Согласно мнению экспертов Американского института нефти (American Petroleum Institute – API), введение заградительных пошлин на китайский алюминий и (особенно!) сталь приведёт не только к увеличению себестоимости добычи нефти и газа в США, но и к замедлению развития экспортной инфраструктуры для их вывоза. В частности, президент API Джек Герард назвал подобные действия правительства непоследовательными и несовместимыми с достижением «энергетического ренессанса» в стране. А члены Ассоциации торговли природным газом уже заявили о возможном торможении запуска новых СПГ-терминалов.

Похоже, первой жертвой подобного сценария суждено стать терминалу Cove Point (штат Мериленд). Его пуск (в экспортном варианте) был обещан ещё в декабре 2017 г., но объект так и не заработал до конца I квартала 2018 г.

Стоит подчеркнуть, что эффект бумеранга может быть достигнут не только благодаря самим заградительным пошлинам. «Самообрезание» грозит и целевым инвестициям, которые американские операторы планировали привлечь из Китая для финансирования своих проектов по экспорту природного газа. Интересным примером представляется СПГ-проект на Аляске, который (вплоть до последнего времени) предполагалось ввести в строй в 2019 г. По предварительным оценкам американских источников (правительство штата Аляска), его стоимость достигает 43,4 млрд долларов. Сумма впечатляющая, особенно если учесть, что после выхода из проекта таких гигантов, как ExxonMobil, ConocoPhillips и BP, всё бремя финансирования легло на плечи государственной корпорации Alaska Gasline Development (AGDC).

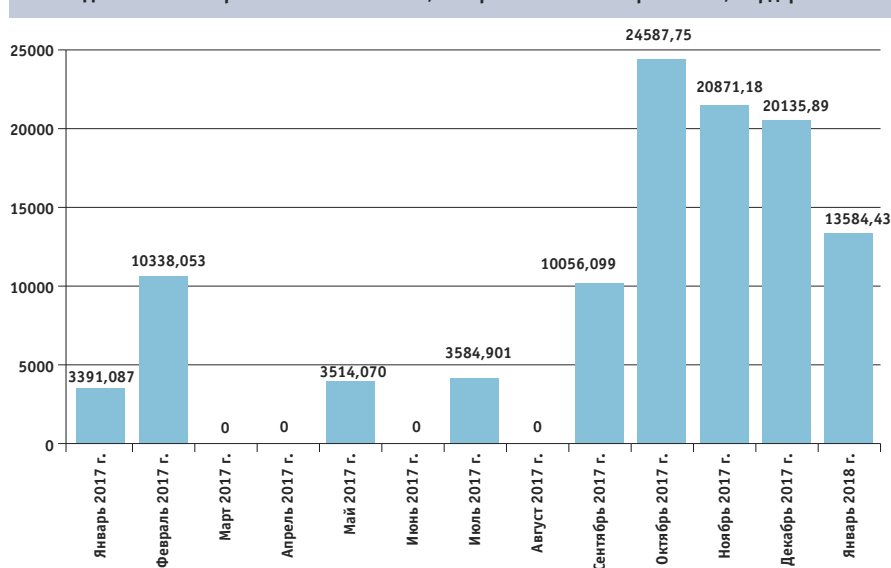
Во время ноябрьского (2017 г.) визита Дональда Трампа в Пекин губернатору

ние торговой войны между Вашингтоном и Пекином вряд ли будет способствовать увеличению инвестиций китайских компаний в газовые проекты США, особенно при наличии гораздо более привлекательной альтернативы...

ОПЯТЬ ЭТИ РУССКИЕ!

Дело в том, что затянувшееся противоборство за китайский газовый рынок между трубопроводным «львом» и СПГ «крокодилом», похоже, близится к своему логическому завершению. Ещё 21 марта совет директоров «Газпрома» сообщил о про-

Рис. 6. Динамика экспорта СПГ из США в Китай, январь 2017-го – январь 2018 г., млрд ф³



Источники: Министерство энергетики США.

Аляски Биллу Уолкеру удалось подписать с нефтехимической корпорацией Sinopec Group и Банком Китая предварительное (необязывающее) соглашение об инвестициях в данный проект. И вот уже через каких-то четыре месяца судьба этих денег повисла на волоске, а вместе с ними – и светлое экономическое будущее в целом депрессивного штата США, который три года назад уже обманулся в своих надеждах на приток нефтедолларов. Как известно, в феврале 2015 г. администрация Б. Обамы ужесточила требования к разработке запасов углеводородов на арктическом шельфе страны, что осенью того же года привело компанию Shell к сворачиванию ГРП в данном регионе. С тех пор хозяин Белого дома успел смениться, однако пока это принесло Аляске только новые разочарования, на сей раз – газовые.

И нет гарантий того, что проблемы ограничатся одной лишь этой северной окраиной страны. Дальнейшее обостре-

кладке 1629 км (75,5%) магистрального газопровода «Сила Сибири», в строительство которого Китайская национальная нефтегазовая корпорация (CNPC) вложила до 25 млрд долларов. А уже 25 апреля заместитель председателя правления «Газпрома» Виталий Маркелов заявил, что до границы с Поднебесной этот трубопровод дотянут к концу 2018 г. Затем запланировано проведение технологических проверок и испытаний. Наконец, на 20 декабря 2019 г. намечено осуществление первых поставок российского «голубого топлива» в Китай по этой новой трубе. Её выход на проектную мощность (60 млрд м³) грозит окончательно похоронить «большую американскую мечту» о массивном продвижении сжиженного газа на китайский рынок в кратчайшие сроки. А ведь в запасе у России есть ещё и такой козырь, как «Ямал СПГ», почти треть акций которого принадлежит китайским партнёрам – CNPC (20%) и фонду Silk Road (9,9%). ■



XXIII МЕЖДУНАРОДНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

СУРГУТ. НЕФТЬ И ГАЗ

26-28 СЕНТЯБРЯ | 2018г.

ОРГАНИЗАТОР:
АО ОВЦ «ЮГОРСКИЕ КОНТРАКТЫ»

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:
АДМИНИСТРАЦИИ ГОРОДА СУРГУТА

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:
ОАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

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



0+

нефть и газ. ХИМИЯ

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

в рамках выставки

IV Пермский нефтегазовый форум

26–28
сентября
2018

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



ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ

ПЕРМСКАЯ
ЯРМАРКА



Официальная
поддержка:
Правительство
Пермского края

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



Китайский гамбит

КНР определяет новый порядок на сырьевых рынках, наращивает своё присутствие в зарубежных добычных проектах и начинает экспансию в Россию

Мария КУТУЗОВА

Как утверждают в Международном энергетическом агентстве, мировой нефтяной рынок может столкнуться с дефицитом предложения уже во втором квартале 2018 г. Всему виной рост спроса на нефть в Китае, а также действующая сделка «ОПЕК+», ограничившая добычу входящих в картель стран, включая Россию. Впрочем, влияние Китая на мировой нефтяной рынок не ограничивается наращиванием спроса. Поднебесная активно строит собственные нефтехранилища, ударными темпами развивает нефтепереработку и диверсифицирует источники импорта углеводородного сырья. При этом китайские компании, уже давно развернувшие экспансию на мировом нефтяном рынке, в последнее время всё пристальнее приглаждаются к России. Они вошли в проект «Ямал СПГ», а также предприняли попытку приобрести крупный пакет акций «Роснефти».

ЦЕНООБРАЗОВАНИЕ КАК ФАКТОР ГЕОПОЛИТИКИ

В конце марта на Шанхайской бирже стартовала торговля фьючерсами на нефть, а со второго полугодия 2018 г. будет реализован пилотный проект по переводу нефтяных торгов на юань. Эти меры направлены на дальнейшее продвижение национальной валюты КНР на международном уровне.

Россия и Ангола станут первыми странами, с которыми будет опробована торговля нефти за юани. В результате Шанхайская биржа получит мощный рычаг влияния на нефтяные котировки. Контракты включают в себя поставки сырья в зону свободной торговли Шанхая. Совершать сделки смогут не только китайские компании. Торговая зона, запущенная в 2013 г., открыта для иностранцев и позволяет свободно перемещать товары и капитал без импортных пошлин. Формируется новая 24-часовая площадка для торговли нефтью в стране, являющейся крупнейшим импортёром этого энергоресурса.

Шанхайский бенчмарк сформирован из семи марок нефти, причём в нём будут доминировать ближневосточные сорта. Он, без сомнения, бросит вызов и WTI, и Brent.

Однако на пути торговли за юани могут возникнуть препятствия, поскольку сегодня именно доллар является глобальным средством расчёта на мировом нефтяном рынке. Однако новые инструменты дадут Поднебесной больше возможностей для влияния на ценообразование на поставляемую в страну нефть, что далеко не на руку её основным экспортёрам в КНР.

Между тем, Китай уже обогнал Соединённые Штаты, став в 2017 г. крупнейшим в мире импортёром нефти. Страна в среднем ввозила в прошлом году 8,4 млн баррелей в сутки, тогда как США закупали 7,9 млн барр./сут. Ещё в 2013 г. КНР стала крупнейшим в мире чистым импортёром жидкого углеводородного сырья, а теперь она обогнала Штаты по объёмам валового ввоза зарубежной нефти.

В первые два месяца 2018 г. импорт в Китай увеличился на 10,8% к аналогичному периоду прошлого года и достиг 72,9 млн т, или 9,06 млн баррелей в сутки. Из 32,3 млн т, поставленных в феврале, больше всего пришлось на Россию – 5,05 млн т, проданных по средней цене – 505,51 доллара за тонну. Далее по объёмам поставок шли Саудовская Аравия (–2,9%, до 4,635 млн т) и Ангола (+14,6%, до 3,735 млн т).

Рост импорта энергоносителей остаётся одной из светлых сторон американо-китайских отношений во время торговой войны между Пекином и Вашингтоном, развязанной администрацией Трампа. Однако КНР далеко не единственное направление американского экспорта нефти на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона. Япония и Индия в прошлом году также нарастили закупки «чёрного золота» в США.

Согласно прогнозам Международного энергетического агентства, на Соединённые Штаты в среднесрочной перспективе придётся 80% прироста глобальных поставок нефти. А Управление энергетической информации Минэнерго США (EIA) предсказывает рост добычи в стране в нынешнем году на 13,5%, до 10,59 млн барр./сут.

нефти в эту страну. Производство жидкого углеводородного сырья в Китае сократилось за год на 0,1 млн баррелей в сутки (на 2%) и составило в 2017 г. в среднем 4,8 млн баррелей в сутки. В 2018–2019 гг. прогнозируется дальнейшее снижение добычи. Китайские компании уже извлекают больше нефти в рамках совместных проектов за рубежом, чем у себя в стране. Это ставит Поднебесную в ещё большую зависимость от импорта.

В нынешнем году добыча в КНР покроет лишь 29,7% существующего спроса, а к 2023 г. этот показатель упадёт до 25%. Поэтому китайским компаниям приходится всё энергичнее входить в зарубежные проекты. Они очень активны в Средней Азии, Африке, Центральной и Южной Америке. Работают в Российской Арктике и Сибири, помогая компаниям из РФ

провинции Юньнань, в г. Аньнин, начал функционировать новый НПЗ, а нефтеперерабатывающий завод в Хойчжоу, принадлежащий China National Offshore Oil Corporation (CNOOC), увеличил мощность на 200 тыс. барр./сут.

Уже сегодня Китай – вторая (вслед за США) страна в мире по объёмам нефтепереработки. А до конца 2019 г. нефтеперерабатывающие мощности предполагается увеличить ещё на 1,4 млн баррелей в сутки. Такой рост уже позволил Китаю стать крупнейшим экспортёром нефтепродуктов в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Сейчас китайские власти рассматривают возможность предоставления в текущем году местным НПЗ дополнительных квот на вывоз нефтепродуктов в объёме 50 млн т. По словам главы компании Shandong Dongming Petrochemical Ли



Тем временем China Petrochemical (Sinorec), вторая по величине нефтеперерабатывающая компания в мире, собирается увеличить закупки нефти в США на 80%, с 5,57 млн т в 2017 г. до 10 млн т в 2018-м. Это, по словам руководства компании, будет способствовать диверсификации импортных поставок и созданию альтернативных экономических возможностей. По итогам прошлого года на Sinorec пришлось примерно 10% от всего экспорта нефти из Соединённых Штатов. Эти объёмы обеспечивают сырьём десять заводов китайской госкомпании.

ПЕРЕРАБОТКА, ЗАПАСЫ И ПАДАЮЩАЯ ДОБЫЧА

В КНР развитие нефтеперерабатывающих мощностей, увеличение объёмов стратегических хранилищ наряду с падением собственной добычи являются главными факторами расширения импорта

действовать в условиях санкций, наложенных на Россию. Более того, китайцы уже стали крупнейшими операторами проектов на шельфе Северного моря.

За последнее десятилетие потребление нефти в КНР существенно выросло. По итогам 2017 г. стране потребовалось 13,2 млн баррелей н. э. в сутки, за год спрос увеличился на 3%, или на 0,4 млн баррелей в сутки. Однако Китай планомерно работает над созданием стратегических запасов нефти, поэтому импорт увеличивается быстрее, чем расширяется потребление. Кроме того, страна реформировала нефтеперерабатывающую промышленность, сняв ограничения как на импорт сырья, так и на экспорт китайских нефтепродуктов. Мощности НПЗ за последний год выросли на 0,5 млн баррелей в сутки и достигли 11,4 млн барр./сут. И этот процесс продолжается. Так, в третьем квартале прошлого года в

Сянпинга, независимые нефтепереработчики надеются, что государство создаст равные условия для так называемых самоваров, предоставив им экспортные квоты на нефтепродукты. Сейчас Shandong Dongming Petrochemical претендует на дополнительную квоту в 10 млн т.

Планируется расширение не только нефтеперерабатывающей, но и транспортной инфраструктуры. Кроме того, к 2020 г. в стране могут быть введены дополнительные мощности по хранению нефти на 124 млн баррелей.

СХВАТКА ЗА ДОЛЮ

По данным Главного таможенного управления КНР, Российская Федерация является крупнейшим поставщиком нефти в эту страну. Совокупный объём экспорта из РФ вырос за год на 13,8%. В тройку ведущих поставщиков также вошли Саудовская Аравия и Ангола, их экс-

порт по итогам 2017 г. увеличился на 2,3% и 15,3% соответственно.

В начале текущего года борьба за китайский рынок обострилась. В 2018 г. импорт нефти в КНР может установить новый рекорд, благодаря увеличению квот на ввоз сырья независимыми НПЗ, а также вводу новых мощностей по переработке. Так, по информации Thomson Reuters, импорт нефти в КНР в начале года растёт: в январе 2018 г. он увеличился на 19,5% по сравнению с аналогичным периодом 2017 г. При этом Россия нарастила экспорт за год (январь к январю) на 23,4%. На втором месте Ангола, сократившая в этот период поставки в КНР на 5,8%.

В целом на африканские страны в 2017 г. пришлось 22% поставок нефти в КНР. Почти 14% поставила Россия, 13% – Саудовская Аравия. Доля стран ОПЕК в китайском импорте сократилась с 67% в 2012 г. до 56% в 2017-м. Что касается независимых поставщиков, то Россия и Бразилия в этот период нарастили свои доли с 9% до 14% и с 2% до 5% соответственно. При этом РФ ещё в 2016 г. обошла Саудовскую Аравию, а по итогам 2017 г. российский экспорт в Китай вышел на уровень 1,2 млн барр./сут, тогда как поставки из Саудовской Аравии составляли около 1 млн барр./сут.

В январе Ирак потеснил саудитов, увеличив экспорт на 27%. А поставки из США увеличились в восемь раз по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. Однако в феврале импорт из Ирака снизился на 31%, до 2,08 млн т, а на поставках из Соединённых Штатов отразилась торговая война между странами. Иран в начале 2018 г. сокращает поставки «чёрного золота» азиатским потребителям. Так, в феврале иранский экспорт в Южную Корею упал на 32,1%, в Китай – на 27,9%, в Японию – на 21,8% по сравнению с февралем 2017-го. В КНР Иран экспортировал 1,82 млн т жидких углеводородов.

Нефть – основа сотрудничества

Согласно данным Главного таможенно-го управления Китая, по итогам 2017 г. товарооборот между КНР и Россией превысил 84,7 млрд долларов, увеличившись более чем на 20,5% по сравнению с предыдущим годом. Экспорт китайских товаров в РФ вырос без малого на 15%, более чем до 42,8 млрд долларов, а импорт российских составил свыше 41,19 млрд долларов (прирост на 27,7%).

Безусловно, основу российского экспорта в КНР составляет нефть. Пропуск-



ная способность трубопровода Восточная Сибирь – Тихий океан равняется 58 млн т в год, к 2020 г. предполагается довести её до 80 млн т в год. Через конечную точку трубопровода – порт Козьмино – в АТР в 2017 г. было экспортировано 31,7 млн т нефти. Большая часть – 23,1 млн т, или 72,8% – пошла в Китай. Среди других импортёров нефти ВСТО можно отметить Японию (3,8 млн т, или 12%), Южную Корею (2,2 млн т, 6,9%), Сингапур (0,61 млн т, 1,9%), Таиланд (0,6 млн т, 1,9%), Малайзию (0,56 млн т, 1,8%), США (0,5 млн т, 1,6%), Новую Зеландию (0,3 млн т, 1%) и Филиппины (0,04 млн т, 0,1%). Всего с момента ввода в эксплуатацию нефтеналивного порта (2009 г.) в страны Азиатско-Тихоокеанского региона было экспортировано 187 млн т сырья.

В ноябре прошлого года было закончено строительство второй нитки нефтепровода Мохэ – Дацин Китайской национальной нефтегазовой корпорации (CNPC). Мощность новой ветки, по которой в начале 2018 г. начались поставки из России, составляет 15 млн т в год. Длина нового отвода от ВСТО, проходящего по территории провинции Хэйлунцзян на северо-востоке Китая, превышает 940 км. Ежегодно по двум веткам планируется поставлять до 30 млн т нефти, что вдвое увеличивает мощности нефтепровода в этом направлении. По словам руководства CNPC, реализация проекта нацелена на экономическое развитие этой части КНР, а также на повышение энергетической безопасности страны.

По соглашению с китайской компанией Россия уже поставляет в КНР по ма-

гистрале Сковородино – Мохэ 15 млн т нефти в год. Договор был заключён с «Роснефтью» и «Транснефтью» в 2009 г. сроком на 20 лет, а поставки начались 1 января 2011 г. В результате российские компании получили кредиты от китайских банков: «Роснефть» на 15 млрд долларов, а «Транснефть» на 10 млрд.

Второй отвод от ВСТО начал работу в нынешнем году, но Китай из-за задержки с реконструкцией НПЗ на конце трубопровода попросил российскую сторону о меньших объёмах прокачки в 2018 г. и переносе части объёмов в порт Козьмино. По информации вице-премьера Правительства РФ Аркадия Дворковича, через порт будет поставлено как минимум 1,5–1,7 млн т, а с 2019 г. все 30 млн т пойдут по трубопроводу Сковородино – Мохэ. Кроме того, «Роснефть» использует возможности казахстанского нефтепровода Атаасу – Алашанькоу. К 2019 г. предполагается завершить модернизацию трёх НПЗ на северо-востоке КНР – в Ляояне, Далини и Цилини, – принадлежащих китайской CNPC. Они будут снабжаться именно российским сырьём.

В свою очередь, РЖД ожидает в этом году сокращения поставок нефти и нефтепродуктов железнодорожным транспортом в связи с развитием трубопроводной инфраструктуры и подключением Комсомольского НПЗ к ВСТО-2.

Обязательства по поставкам нефти в АТР в условиях действующего соглашения с ОПЕК о сокращении добычи могут быть выполнены за счёт сокращения партнёрства с западными нефтетрейдерами. Разворот на Восток уже влияет на сложившуюся структуру трейдеров рос-

сийской нефти. Ещё в марте 2013 г. «Роснефть» подписала долгосрочные контракты с Glencore и Vitol по поставкам нефти – до 46,9 и 20,1 млн т соответственно. Однако с апреля нынешнего года главным покупателем сырья марки Urals у «Роснефти» стала нидерландская Trafigura. Это произошло в связи с истечением пятилетнего контракта с Vitol и Glencore. В результате у швейцарско-нидерландской Vitol, по данным Reuters, не осталось действующих контрактов с «Роснефтью». Тогда как Glencore сохраняет за собой позицию крупного покупателя нефти у российской компании. Швейцарский нефтетрейдер, ставший акционером «Роснефти», в 2017 г. лидировал по объёмам торговли Urals. В прошлом году совет директоров «Роснефти» одобрил контракт на поставку сырья QHG Trading LLP (совместной компании Glencore и Qatar Investment Authority) с 2017 г. в объёме от 22,5 до 55 млн т в течение пяти лет. В середине нынешнего года завершается действие соглашения и с Trafigura. Таким образом, «Роснефть», как это сейчас трактуется, «освободится от пут» европейских трейдеров и отправит эти потоки на Восток.

На фоне введения санкций крупнейшая российская ВИНК уже предупреждала о пересмотре своих приоритетов в отношениях с ведущими мировыми нефтетрейдерами. По словам вице-президента «Роснефти» по переработке, нефтехимии, коммерции и логистике Дидье Касимира, компания расширяет собственный трейдинговый бизнес – Rosneft Trading SA (RTSA) – за счёт заключения новых сделок с предоплатой. Диверсификация направлений поставок будет обеспечена благодаря растущей сети нефтеперерабатывающих заводов ВИНК по всему миру.

«Какие последствия для России несёт увеличение поставок в Китай? Мы видим сокращение экспорта российской нефти на Запад, а также ухудшение её качественных характеристик. С начала этого года поставки в сторону Приморска сократились на 18%, а иностранные партнёры начинают высказывать претензии. Европейские НПЗ стали искать, чем можно заменить российские поставки сернистой нефти», – отмечает партнёр консалтинговой компании RusEnergy Михаил Крутихин. Были озвучены три варианта решения этой проблемы: выделить поток сернистой нефти и открыть специальный терминал для её экспорта из Усть-Луки, перерабатывать её значительную часть на НПЗ в Татарстане, а также добавить её в поставки, выполняе-

мые в восточном направлении, поскольку контрактные обязательства по её качеству позволяют это сделать.

«Роснефть» ориентирована на поставки в восточном направлении, исходя, по её информации, из большей доходности экспорта в Китай, чем в западном направлении. Перекачка по трубопроводу дешевле отправки танкерных партий по морю. Отказ от сотрудничества с западными трейдерами и поставки напрямую китайским потребителям ведут к большей доходности и эффективности продаж, усиливают позиции компании на рынках азиатских стран.

Экспансия из Поднебесной

Китайские компании нечасто входят в капитал российских. В июне 2017 г. «Роснефть» продала Beijing Gas 20% в «Верхнеконсканефтегазе» за 1 млрд долларов. CNPC с 2006 г. владеет 0,6% акций российской компании.

В конце прошлого года введена в эксплуатацию первая линия завода «Ямал СПГ». Это один из крупнейших российских проектов в Арктике, в котором принимает участие Китай (20% принадлежит CNPC, 9,9% – фонду Шёлкового пути). Причём, по данным CNPC, 85% подрядов на строительство модулей, из которых собран завод, семь транспортных судов, а также эксплуатация 14 танкеров для транспортировки СПГ – прерогатива китайских компаний.

После ввода в строй второй и третьей линий мощность предприятия достигнет 16,5 млн т СПГ в год, из них как минимум 4 млн т пойдут на китайский рынок. Вторая линия может быть запущена в сентябре 2018 г., ввод третьей планируется в 2019 г. Возможно строительство и четвёртой очереди мощностью порядка 1 млн т в год.

Вскоре китайская сторона станет, вероятно, и одним из крупнейших акционеров «Роснефти». Как известно, китайская корпорация CEFC заключила сделку по приобретению у консорциума Суверенного фонда Катара (QIA) и швейцарского нефтетрейдера Glencore 14,16% акций российской компании. За этот пакет китайцы должны были заплатить 3,9 млрд евро и 4,576 млрд долларов. Кредит на покупку на условиях залога всего пакета акций «Роснефти» китайцам готов был выдать российский ВТБ. Однако компания так и не внесла первого платежа. В результате Glencore и QIA нашли ещё одного претендента на этот пакет. На сегодня сделка разрыва-

на. На фоне задержаний основателя CEFC Е Цзяньмина по подозрению в коррупции, а также появления информации о проблемах с привлечением средств Государственный фонд China Huarong Asset Management Co. приобрёл 36,2% в CEFC. Стало известно о переговорах крупного китайского государственного инвестиционного конгломерата Citic по покупке доли в CEFC. Как повлияют эти пертурбации на соблюдение договорённостей по поставкам российской нефти в КНР – пока непонятно.

Между тем, согласно оценкам, поставки российской ВИНК в Китай в текущем году должны вырасти в среднем на 800 тыс. т в месяц. Как сообщала «Роснефть» в январе, поставки в адрес CEFC уже начались. В основном планируется отправлять в Поднебесную сорт ВСТО через порт Козьмино, но предусмотрена возможность поставок Urals (западное направление российских поставок) и Sokol (терминал Де-Кастри на Дальнем Востоке).

Не исключается и возможность увеличения экспорта нефти в Китай через Казахстан. По информации «Транснефти», «Роснефть» обращалась в транспортную компанию с просьбой увеличить такие транзитные поставки с 10 до 13 млн т.

Кроме того, осенью прошлого года «Роснефть» и CEFC заключили пятилетнее соглашение о стратегическом сотрудничестве в реализации совместных добычных проектов в Западной и Восточной Сибири, а также о взаимодействии в области переработки и торговли нефтью и нефтепродуктами. Договорённости предусматривали вхождение китайцев в сбытовую сеть «Роснефти» в РФ, а также строительство нефтехимического комплекса в провинции Хайнань. Новый контракт включал обязательства российской компании поставить в адрес CEFC 60,8 млн т нефти в период с 2018-го до 2023 г.

А после вхождения CEFC в акционерный капитал «Роснефти» планировалось резко нарастить поставки в Китай. Руководство ВИНК заявляло о готовности с 2018 г. экспортировать в КНР до 50 млн т ежегодно, задействовав все возможности ВСТО, железной дороги, морских перевозок, а также транзитные мощности трубопровода Агасу – Алашанькоу. В дальнейшем российская компания надеялась на заключение новых сделок с участием CEFC в нефтеперерабатывающей отрасли КНР, что позволило бы ей получить доступ к китайскому сектору downstream. ■

Нефтегазовый форум технологий и инвестиций

14-15 ноября



г. Нижневартовск
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НИЖНЕВАРТОВСК НЕФТЬ. ГАЗ-2018

Разделы выставки:

- ✓ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.
- ✓ Оборудование для бурения, строительства скважин и трубопроводов, добычи нефти и газа.
- ✓ Новые технологии и оборудование хранения, транспорта, переработки и распределения природного газа и нефти.
- ✓ Насосы, компрессорное оборудование.
- ✓ Контрольные и измерительные приборы.
- ✓ Новые методы и оборудование для геологии и геофизики.
- ✓ Строительство объектов для нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой и химической промышленности.
- ✓ Специальные технологии и материалы для работы в условиях Севера.
- ✓ Энергетическое оборудование.
- ✓ Транспортные средства. Грузовая и спецтехника.
- ✓ Охрана окружающей среды и экологическая безопасность.
- ✓ Промышленная безопасность. Охрана труда и техника безопасности, спецодежда, средства защиты.
- ✓ Средства связи, телекоммуникации и сигнализации.

Организаторы:

Администрация г. Нижневартовска,
Нижневартовская торгово-промышленная палата,
ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис", г. Новосибирск

Телефон/факс:
(383) 335-63-50

СИБ Экспо SERVICE

E-mail: vk ses@yandex.ru
www.ses.net.ru

XXV специализированная выставка



2018

НЕФТЬ И ГАЗ

Топливо энергетический комплекс

18-21
сентября



АО «Тюменская ярмарка»

Адрес: Россия, 625013,

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

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

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

В клещах пролетарской национализации

К 100-летию принятия декрета Совнаркома Советской России о национализации нефтяной промышленности страны

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

20 июня 1918 г. Правительством Советской России был принят «Декрет о национализации нефтяной промышленности», объявивший государственной собственностью все нефтедобывающие, нефтеперерабатывающие, транспортные и нефтеторговые предприятия, находившиеся на территории страны. Однако «красногвардейская атака на нефтяной капитал» с использованием неоднозначного метода «проб и ошибок» закономерно привела к серьёзным негативным экономическим и политическим последствиям в отрасли. Их устранение в течение всего последующего десятилетия потребовало колоссального напряжения сил и множества героических усилий советских нефтяников.

НА «ПРИГОТОВИТЕЛЬНОМ» ЭТАПЕ

Лозунг полного огосударствления нефтяной отрасли как одной из стратегических целей РСДРП(б) предельно ясно обозначил лидер большевиков Владимир Ленин (1870–1924) в брошюре «Грозящая катастрофа и как с ней бороться» (сентябрь 1917 г.): «Национализация нефтяной промышленности возможна сразу и обязательна для революционно-демократического государства, особенно когда оно переживает величайший кризис, когда надо во что бы то ни стало сберечь народный труд и увеличить производство топлива»¹.

Самым первым шагом по пути «социализации» промышленности России и по переходу к новым трудовым отношениям



В. И. Ленин (1870–1924)



Положение о Рабочем контроле 1917 г.

ям большевики посчитали установление во всех отраслях народного хозяйства строгого рабочего контроля. Уже 14 (27) ноября 1917 г. Всероссийским Центральным Исполнительным Комитетом и Советом Народных Комиссаров было утверждено «Положение о рабочем контроле», подготовленное лично Владимиром Лениным². Перед этим Ленин беседовал с членом ВЦИК, профсоюзным функционером Соломоном Лозовским (1878–1952), которому разъяснил, что закон о рабочем контроле следует связывать, прежде всего, с развёртыванием инициативы рабочих масс и видеть в нём практический подход рабочих к процессу производства. Впоследствии тот писал: «Ленин говорит, что главное заключается в том, чтобы контроль пустить в ход, никаких преград не надо ставить инициативе масс и тогда через определённый период можно будет на основании опыта увидеть, в какой форме станет осуществляться рабочий контроль в общегосударственном масштабе»³.

Таким образом, советским правительством рабочий контроль рассматривался как «приготовительный» этап к национализации предприятий в ключевых отраслях экономики. И он, не ликвидируя прежних капиталистических отношений, мог бы обеспечить как последовательное устранение от руководства предприятиями прежних владельцев, так и овладение пролетариатом всеми тонкостями управленческого, технического и финансового дела. Тем самым были бы созданы условия для постепенного и эффективного преобразования капиталистической организации хозяйства в социалистическую.

Согласно «Положению о рабочем контроле», он вводился явочным порядком «в интересах планомерного регулирования

² Декреты Советской власти. Т. 1. М., 1957. С. 83–85.

³ Лозовский С. А. Великий стратег классовой войны. М., 1924. С. 108–109.

¹ Ленин В. И. Полн. собр. соч. Изд. 5. Т. 34. С. 168.



Рабочий контроль. Худ. Г. К. Савицкий. 1931 г.

народного хозяйства» как обязательная мера на всех предприятиях Советской России, имевших наёмных рабочих. Он распространялся на «производство, куплю, продажу и хранение продуктов и сырых материалов, а также финансовую деятельность предприятий». Основной формой рабочего контроля был повседневный мониторинг производственно-технической и коммерческо-финансовой деятельности предприятий, в том числе: за поступлением и использованием заказов, установлением нормы выработки, расчётом себестоимости производимых продуктов, наймом и увольнением сотрудников и т. д. Данную контрольную деятельность осуществляли рабочие через свои выборные организации, куда могли входить и отдельные представители от служащих и технического персонала, пользовавшиеся доверием пролетариата. Коммерческая тайна отменялась. Решения органов рабочего контроля были обязательны для предпринимателей. Виновные в сокрытии материалов, продуктов, заказов, в неправильном ведении отчётов и других злоупотреблениях подлежали уголовной ответственности. Для руководства системой рабочего контроля в городах и губерниях страны были учреждены местные контролирующие органы, а в Петрограде – Всероссийский совет рабочего контроля.

В организационном плане процесс установления рабочего контроля был достаточно успешен. По данным первой Всероссийской промышленной переписи, к середине 1918 г. на территории, подконтрольной большевистскому пра-

вительству, пролетарские контрольные органы функционировали на 70,5% предприятий с числом рабочих свыше 200 тыс. человек. В том числе по нефтяной отрасли: в Петрограде (Акционерное общество нефтеперегонных заводов «В. Ропс и К°»), Москве (Акционерное общество нефтеперегонного завода Карла Зиллера), Кусково Московской губернии (Товарищество Русско-Американского нефтяного производства), Константиново Ярославской губернии (Товарищество производства минеральных масел «В. И. Рагозин и К°»), в Балахне Нижегородской губернии (Варинские технико-химические заводы И. Н. Тер-Акопова).

Известие об установлении рабочего контроля с энтузиазмом восприняли вдали от Советской России, на нефтепромыслах Апшеронского полуострова. В конце декабря 1917 г. правление Союза рабочих нефтяной промышленности Баку заявило, что «для сохранения завоеваний рабочих в экономической области... единственный выход – участие рабочих в организации общественного хозяйства, разрушенного войной, хищничеством и саботажем буржуазии, посредством регулирования и контроля над производством и потреблением»⁴.

Однако с точки зрения роста производительности труда и увеличения объёмов выпуска конечной продукции на заводах Советской России в целом ситуация была тревожной. Вседозволенность органов

рабочего контроля и их некомпетентность в финансово-хозяйственной сфере последовательно усиливали негативные тенденции и стали причиной серьёзных проблем в нефтяном производстве.

В поисках подходов к национализации

После принятия декрета ВЦИК и Совнаркома о создании Всероссийского совета народного хозяйства (ВСНХ) от 2 (15) декабря 1917 г. его первым председателем был утверждён Валериан Оболенский (Осинский) (1887–1938)⁵. Вместе с Наркоматом торговли и промышленности, возглавляемым Александром Шляпниковым (1885–1937), профильные отделы ВСНХ приступили к выполнению задачи по огосударствлению ключевых отраслей российской экономики.

Уже в конце 1917 г. на отдельных крупных промышленных предприятиях началась «конфискация» имущества в пользу пролетарского государства. Сначала, 13 (26) декабря 1917 г., Совнарком принимает «Декрет о конфискации имущества, принадлежащего Путилову, объявленному врагом народа»⁶. Следует отметить, что к тому времени известный промышленник Алексей Путилов (1866–1929) имел самое большое в России число «личных уний», являясь главным акционером крупнейшего в стране «Путиловского завода», а также «Общества Невского завода», «Товарищества Петербургского вагоностроительного завода» и целого ряда других предприятий, в том числе в нефтяной отрасли.

Далее, 15 (28) декабря 1917 г., глава Советского правительства Владимир Ленин утвердил «Постановление о конфискации имущества Русско-Бельгийского металлургического общества», которому принадлежал крупнейший на Юге России «Петровский металлургический завод»⁷. На следующий день он подписал декрет Совнаркома «О конфискации имущества “Общества электрического освещения 1886 года”»⁸. Необходимо отметить, что электростанция № 1 этой акционерной компании, расположенная в Петрограде на набережной Обводного канала, считалась самой мощной в стране. Здесь имелось девять турбин и восемь паровых машин, чья общая установленная мощность составляла около 49 тыс. кВт. Более половины электроэнергии, потреблявшейся в

⁵ Декр. Сов. вл. Т. 1. М., 1957. С. 172–174.

⁶ Ленин В. И. Полн. собр. соч. Т. 54. С. 383.

⁷ Там же. С. 233–234.

⁸ Там же. С. 251.

⁴ Цит. по: Сафонов Е. Д. Становление советской нефтяной промышленности. М., 1970. С. 34.

то время российской столицей, производилось именно здесь.

К тому времени решением Совнаркома в состав ВСНХ было включено Особое совещание по топливу (ОСОТОП), специальный правительственный орган, созданный ещё в годы Первой мировой войны «для обсуждения и объединения мероприятий по обеспечению топливом путей сообщения, государственных и общественных учреждений и предприятий, работавших для целей государственной обороны или имевших особо важное значение»⁹.

18 (31) декабря 1917 г. председатель Совнаркома Владимир Ленин принял руководителя ОСОТОПа Николая Соловьёва (1870–1947) и беседовал по поданной им ранее докладной записке «Об Ухтенском нефтяном месторождении», а также по вопросу о национализации нефтяной промышленности. После этого он направил Соловьёва к председателю ВСНХ Оболенскому с рекомендательным письмом, в котором предложил использовать его как «знатока нефтяного дела и автора проекта национализации»¹⁰.

С того дня вопрос о национализации нефтяной промышленности был в постоянном поле внимания Владимира Ленина. Так, в течение января 1918 г. он несколько раз встречался с Николаем Соловьёвым, который к тому времени возглавлял Отдел топлива ВСНХ и подготовил проект национализации нефтяных промыслов. В этих встречах принимал участие и ответственный сотрудник Наркомата финансов Исидор Гуковский (1871–1921), работавший до революции в Баку.

27 января (9 февраля) 1918 г. на заседании Совнаркома, состоявшемся под председательством В. И. Ленина, был рассмотрен проект декрета о национализации нефтяных промыслов, подготовленный Николаем Соловьёвым. Однако, хотя члены правительства и согласились с необходимостью перехода отрасли в собственность государства, декрет принят не был. В определённой степени это решение было связано с тем, что пункты проекта носили общий характер, без необходимой конкретизации. Поэтому советское правительство предложило ВСНХ «выработать план национализации нефтяных промыслов и представить в недельный срок в Совнарком». Кроме того, Ленин внёс предложение президиуму ВСНХ назначить сотрудника Наркомата финансов Исидора Гуковского на должность отраслевого ко-



миссара, предоставив ему соответствующие полномочия по подготовке национализации нефтяной промышленности.

В целях выполнения правительственного постановления в ВСНХ была создана комиссия по разработке плана национализации российской нефтяной промышленности во главе с партийным функционером Александром Аксельродом (1879–1954). Однако в назначенный недельный срок ей всё же не удалось представить приемлемые и убедительные результаты своей работы. Поэтому 15 февраля 1918 г. на заседании В. И. Ленин после доклада заместителя председателя ВСНХ Георгия Ломова (1888–1938) о национализации нефтяных промыслов предложил принять за основу представленный проект и поручить «т. Ломову созвать специальную комиссию

для окончательной разработки этого вопроса с представлением в трёхдневный срок готового проекта»¹¹.

И вновь к назначенному сроку решение Совнаркома не выполнено. 21 февраля 1918 г. на заседании правительства опять рассматривается проект о «национализации нефтяных промыслов», который на этот раз направляется на рассмотрение Наркомата финансов в трёхдневный срок. Следующее рассмотрение проекта в Совнаркоме состоялось 1 марта 1918 г. И ряд положений декрета, в частности о «способах осуществления национализации нефтяных промыслов» и о «выкупе нефтяных предприятий», не нашли полной поддержки членов правительства. Поэтому было принято решение создать межведомственную комиссию из представителей ВСНХ, Наркоматов финансов, труда, торговли и промышленности с целью выработки согласованной позиции.

А на следующий день постановлением ВСНХ была учреждена должность Главного комиссара нефтяной промышленности, на которую назначен «старый партиец» Исидор Гуковский¹². По замыслу правительства, именно он должен был сыграть ведущую роль как в подготовке правительственного решения, так и в практическом осуществлении ключевых мероприятий по национализации. Планировалось, что эту работу он будет вести, опираясь на аппарат сотрудников, сформированный из квалифицированных специалистов нефтяного дела. Но как показали дальнейшие события, Гуковский не имел реальной возможности стать во главе столь масштабной операции. Уже 9 марта 1918 г. решением Совнаркома его назначают заместителем наркома финансов, а ещё через 12 дней он уже возглавил это ведомство. Вполне понятно, что «архиважные» задачи по руководству финансами Страны Советов уже не позволили ему осуществить руководство процессом «национализации нефтяных промыслов». А поскольку преемник Гуковского так и не появился (как и не были выделены финансовые и материальные средства для создания аппарата Главного комиссара нефтяной промышленности), то о какой-либо персональной ответственности за состояние дел в отрасли уже речи не шло.

10 марта 1918 г. в 22 часа всё Советское правительство специальным литерным поездом № 4001 по Николаевской желез-

⁹ Собрание узаконений и постановлений правительства. Пг., 1915. № 231, ст. 1760.

¹⁰ Ленин В. И. Полн. собр. соч. Т. 50. С. 19.

¹¹ Декр. Сов. вл. Т. 1. М., 1957. С. 479.

¹² Известия Петроградского Совета рабочих и солдатских депутатов. 1918. 7 марта. С. 2.

ной дороге отправилось из Петрограда в Москву. Проблемы с размещением и налаживанием работы правительственных учреждений в Первопрестольной на некоторое время отодвинули принятие декрета о национализации отрасли.

КРАСНАЯ НЕФТЬ АПШЕРОНА

Следует отметить, что к началу весны 1918 г. в распоряжении советского правительства были сравнительно небольшие объёмы нефти и нефтепродуктов, поставляемые из трёх регионов: Терской (Грозненские промыслы), Кубанской (Майкопские промыслы) и Уральской (Эмбинские промыслы) областей. Что касается основного объёма нефтепоставок, то он шёл как раз с промыслов, находящихся на территории Апшеронского полуострова и формально не относящихся к Советской России.

Весной 1918 г. Советское правительство было уверено в незыблемости здесь своих позиций. Это убеждение основывалось на том, что ещё 31 октября (13 ноября) 1917 г. Бакинский Совет рабочих, солдатских и матросских депутатов объявил себя «местным правомочным революционным законодательным органом», признавшим над собой власть Совета Народных Комиссаров. Тогда считалось, что данному примеру вскоре последует и весь Закавказский регион и поэтому 3 (16) декабря 1917 г. Совнарком назначил Степана Шаумяна (1878–1918) своим чрезвычайным комиссаром по делам Кавказа. Однако этого не произошло. 10 (23) февраля 1918 г. в Тифлисе прошло первое заседание Закавказского сейма – нового законодательного органа региона. В его состав вошли депутаты, избранные в своё время в состав Всероссийского Учредительного собрания от Бакинской, Елизаветпольской, Кутаисской, Тифлиской губерний и Батумской области.

Вопрос о правах на каспийскую нефть неоднократно поднимался практически на всех последующих заседаниях Закавказского Сейма. Ведь, несмотря на тяготы военного времени и послеоктябрьские волнения, в целом в 1917 г. на промыслах Апшеронского полуострова было добыто 405,7 млн пудов нефти, или 77,8% всей общероссийской нефтедобычи.

Естественно, это не могло остаться вне внимания руководства Советской России. На основании директив из Москвы от прямого бойкота работы Сейма бакинские большевики перешли к тактике организации целого ряда массовых протестных митингов и других антиправительственных действий. А затем, 30 марта 1918 г., в Ба-

ку был создан Комитет революционной обороны города во главе со Степаном Шаумяном, объявивший себя высшим военно-политическим органом в городе. На следующий день все нефтепромышленники собрались в здании Бакинского Совета рабочих, солдатских и матросских депутатов, где им было объявлено требование о продолжении работы промыслов под контролем Комитета. В числе прочего они были обязаны внести налог в 50 млн рублей для организации в Баку пролетарских армейских формирований.



С. Г. Шаумян (1878–1918)

В тот же день в Москве В. И. Ленин подписал мандаты членам коллегии Отдела топлива ВСНХ З. Н. Доссеру, С. В. Салько и Ф. Д. Агапову, командироваемым в Баку для установления полного контроля над нефтяной промышленностью, с предписанием всем органам Советской власти оказывать им полное содействие. Прибыв на место назначения, они сумели уже в середине апреля 1918 г. навести порядок с организацией поставок нефти и нефтепродуктов водным транспортом из Баку в Советскую Россию.

22 апреля 1918 г. Закавказский Сейм принял решение о провозглашении независимой Закавказской Демократической Федеративной республики (ЗДФР) на территориях Бакинской, Тифлиской, Кутаисской, Елизаветпольской губерний и Батумской области. Поскольку правительство ЗДФР было настроено негативно по отношению к Советской России, то продолжение поставок бакинской нефти оказалось под угрозой. Поэтому уже 25 апреля 1918 г. на заседании Бакинского Совета рабочих, солдатских и матросских депу-

татов по предложению большевистской фракции было создано региональное правительство – Совет Народных Комиссаров во главе со Степаном Шаумяном.

Новый властный орган незамедлительно заявил о непризнании юрисдикции Закавказской Демократической Федеративной Республики над территорией Бакинской губернии. Народным комиссаром СНК «по делам народного хозяйства» стал профсоюзный лидер Иван Фиолетов (1884–1918). Позднее была введена и специальная должность наркома нефтяной промышленности, которую по совместительству занял председатель Чрезвычайной комиссии по борьбе с контрреволюцией Саак Тер-Габриэлян (1886–1937). Он являлся сторонником скорейшей национализации всех нефтяных и нефтеперерабатывающих предприятий, включая и компании с иностранным капиталом.

1 мая 1918 г. Бакинский Совнарком выпустил специальную декларацию, в которой подчёркивал: «Будем проводить в жизнь, сообразуясь с местными условиями, все декреты и распоряжения рабочекрестьянского правительства России – Верховного Совета Народных Комиссаров». Главная задача нефтяной промышленности была сформулирована Бакинским СНК следующим образом: «От количества нефти, отправляемой из Баку, зависит участь России. Без топлива, нашего мазута, наших смазочных масел нельзя пустить московские и нововознесенские фабрики, питерские и поволжские заводы, нельзя снабдить ситцем, гвоздями и сельскохозяйственными орудиями деревни... нельзя вовремя и с надлежащей скоростью передвигать нашу революционную Красную Армию для защиты республики»¹³.

22 мая 1918 г. Бакинский Совнарком издал декрет о национализации всех недр земли, занятых в Бакинском районе под разведку и добычу нефти, озокерита и принадлежавших на правах частной собственности отдельным лицам, товариществам и обществам. В тот же день Степан Шаумян известил об этом радиограммой наркома Иосифа Сталина. Позднее в письме советскому руководству он сообщил ряд дополнительных деталей: «Декретировали национализацию нефтяных недр, повысили цену на нефть до 2 рублей 35 копеек. Об этом я сообщал Вам по радио»¹⁴.

(Окончание следует) ■

¹³ Большевики в борьбе за победу социалистической революции в Азербайджане. Док. и материалы. 1917–1918 гг. Баку, 1957. С. 351.

¹⁴ Шаумян С. Г. Письма. 1896–1918. Ереван, 1959. С. 76.



15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

18–21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • залы 13 и 14

www.mioge.ru

**ВЕДУЩАЯ
ВЫСТАВКА**

по результатам опроса
профессионалов отрасли

Лучший бренд в группе
Российские нефтегазовые выставки



ITE Oil&Gas

2018

**НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ВЫСТАВКИ И
КОНФЕРЕНЦИИ ITE**



Global Oil&Gas



**Connecting
your business
to the world**

АЗЕРБАЙДЖАН

CASPIAN OIL & GAS

25-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»

29 мая–1 июня 2018 | Баку



УЗБЕКИСТАН

OGU

22-я УЗБЕКИСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

16–18 мая 2018 | Ташкент



ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

AFRICA INDEPENDENTS FORUM

май 2018 | Лондон

**ЮЖНО-АФРИКАНСКАЯ
РЕСПУБЛИКА**

AFRICA OIL WEEK

25-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ И ВЫСТАВКА
«АФРИКАНСКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ»

5–9 октября 2018 | Кейптаун



КАЗАХСТАН

KIOGE

25-я КАЗАХСТАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ ВЫСТАВКА И
КОНФЕРЕНЦИЯ «НЕФТЬ И ГАЗ»

26–28 сентября 2018 | Алматы



РОССИЯ

MIOGE

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА
«НЕФТЬ И ГАЗ» / MIOGE 2018

18–21 июня 2018 | Москва
Крокус Экспо



RPGC

14-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС
в рамках выставки / MIOGE 2018

18–19 июня 2018 | Москва
Крокус Экспо



14-й РОССИЙСКИЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
КОНГРЕСС

в рамках выставки

18–19 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО

www.oilgascongress.ru

ФАКТЫ MIOGE 2017

607 компаний-участников
Выставки и Конгресса

35 стран-участников
Выставки и Конгресса

18 500 посетителей

25 873 кв.м выставочной площади

50 мероприятий Конгресса и
Технической программы Выставки

235 докладчиков

1 000 делегатов



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

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



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

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