

КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

16-17 апреля 2019

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

19-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ-2019



15-18 апреля 2019

Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.neftegaz-expo.ru

12+



Нефть россии

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

Январь –
февраль
2019

<https://neftrossii.ru>

МЭА: чёрная метка для сырьевой экономики

Кто диктует нефтяные цены?

Рынок масел: скольжение к инновациям

ОПЕК, о которой мы не знаем

Египет: новый игрок
на углеводородном рынке

Национальные приоритеты российского ТЭК

НЕФТЬ РОССИИ № 1-2 2019

Нефтяной адреналин

Чрезмерная политизация нефтегазового комплекса может привести к самым тяжёлым последствиям для него

Валерий АНДРИАНОВ

Нефтегазовый комплекс отличается особым характером присущих ему рисков. Безусловно, бизнес во все времена и во всех странах – в той или иной мере дело рискованное, способное привести как к барышам, так и к разорению. Но в НГК эта дилемма становится особо трагичной. С одной стороны, нефтегазовые проекты имеют высокую капиталоемкость и долгие сроки окупаемости, а следовательно, нуждаются в долгосрочной стабильности и минимизации рисков. С другой стороны, именно НГК присущ наиболее широкий спектр всевозможных рисков. Они связаны не только с неустойчивостью рыночной конъюнктуры, но и с различными политическими пертурбациями. Поэтому неудивительно, что нефтегазовый бизнес похож на качели, то взлетающие вверх, то стремительно падающие вниз.

Конечно, за многие десятилетия существования нефтяного рынка его участники научились мириться с такой волатильностью, найдены инструменты страхования основных рисков. Но что делать, когда к привычным, «естественным» опасностям добавляются искусственно созданные, рукотворные? Речь идёт, конечно, о попытках манипулирования рынком при помощи различных политических рычагов, в первую очередь – санкций.

Бесспорно, политика всегда давила на углеводородный рынок – будь то в период арабских нефтяных эмбарго или в случае, когда Запад пытался блокировать поставку труб для советской газовой промышленности. Но даже в этих прецедентах давление политического фактора было системным, то есть направленным на достижение определённых целей. Сегодня же создаётся впечатление, что некоторые участники рынка в первую очередь стремятся получить выброс адреналина в результате очередного взлёта и падения «нефтяных качелей», а не добиться реального результата.

Типичный пример – действия США по отношению к основным нефтедобывающим государствам. Понятно, что Соединённые Штаты пытаются использовать «нефтегазовое оружие» в политике. Но каких последствий ожидает Белый дом? Обвал нефтяных цен так же опасен для Америки, как и их рост. В первом случае будет нанесён удар по «сланцевой революции», во втором – по рядовым американским автовладельцам. Казалось, Вашингтон, как никто другой, заинтересован в стабильности нефтяного рынка. Но не тут-то было...

Противоречивость американской политики хорошо видна на примере Венесуэлы. Как отмечается в статье нашего автора Павла Богомолова, действия Белого дома по отношению к этой латиноамериканской стране во многом идут вразрез с интересами нефтяного бизнеса... самих США и могут привести

к очень неприятным последствиям (см. статью «США – Венесуэла: дело идёт к развязке»).

Действуя как слон в посудной лавке, раздавая направо и налево санкции против нефтедобывающих государств, США и их западные союзники вместе с тем продолжают надеяться на стабильность нефтяного рынка. Такое «двойное мышление» ярко проявилось в недавно опубликованном прогнозе Международного энергетического агентства (МЭА). «Заметим, что этот документ появился на свет на фоне тревожных ожиданий новых санкций США как против Ирана, так и в отношении стран, импортирующих иранскую нефть. Страх перед подорожанием “чёрного золота” (и, как следствие, моторного топлива) оказался настолько силён, что, критикуя сырьевую экономику добывающих держав и давая настойчивые советы по её диверсификации, руководство МЭА всё же призывает их не снижать добычи. Кстати, в этом мнение данной международной организации дивно совпало с позицией президента США Д. Трампа», – отмечает наш автор Константин Сергеев (см. статью «МЭА: чёрная метка для сырьевой экономики»).

Но ещё больше адреналина и вместе с ним серьёзных проблем может получить от этих политических игр Европа. Сегодня ряд европейских политиков под влиянием США готовы пойти на совершенно нерациональные шаги, абсолютно противоречащие экономическим интересам их стран и при этом не дающие никакого политического профита. Речь идёт, конечно, о попытках ограничения импорта углеводородного сырья из России.

«Заложенный в санкционных актах США экстерриториальный принцип ставит компании и банки из других стран перед дилеммой – заплатить большой штраф за нарушение запретов и принять участие в прибыльном проекте или отказаться от участия в нём. В принципе страны ЕС имеют правовые инструменты, которые способны защитить европейские компании от американских штрафов путём применения блокирующих регламентов. Однако, как показывает анализ событий последних двух лет, европейские компании и банки предпочитают не вступать в противоречия с Белым домом», – отмечает доктор экономических наук Людмила Разумнова (см. статью «Россия сохраняет позиции»).

Но такое «молчаливое соглашательство» может иметь весьма негативные последствия. Здесь уже речь идёт об угрозе не только европейскому бизнесу, но и всему Старому Свету. Так, по словам главы британской корпорации BP Боба Дадли, в результате ужесточения антироссийских санкций может произойти крах европейской энергосистемы (см. статью Марии Кутузовой «Национальные приоритеты российского ТЭК»).

Таким образом, нагнетание политической истерии вокруг нефтегазового комплекса может крайне негативно повлиять на рынок. Если ограниченные дозы адреналина полезны для организма, то передозировка может его убить. И превращение «политического фактора», с которым отрасль уже научилась мириться, в «политическую дубину» способно привести к краху не только отдельных бизнесов, но и целых энергосистем. ■

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ

**Нефть
россии**
АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

16+

Журнал «Нефть России»

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

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ

и

**НЕФТЯНОЙ
СЕРВИС**

16+

Журнал «Нефтяной сервис»

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-53537,
выдано 04.04.2013 г. Федеральной службой по надзору
в сфере связи, информационных технологий и массовых
коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель Андрей Солдатов

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ

Академик РАН

Александр НЕКИПЕЛОВ

Академик РАН, председатель Совета директоров
ПАО «НК «Роснефть»

Виктор МАРТЫНОВ

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

Генадий ШМАЛЬ

Президент Союза нефтегазопромышленников

Андрей КОНОПЛЯНИК

Д. э. н., профессор

Лариса РУБАН

Д. с. н., профессор (ИСПИ РАН)

Владимир ТЕТЕЛЬМИН

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

Александр МАТВЕЙЧУК

К. и. н., академик РАЕН

Анатолий ДИОРДИЕНКО

Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН

Секретарь Редакционного совета

Издатель

Андрей СОЛДАТОВ

asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор

Валерий АНДРИАНОВ

andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора

Дмитрий ГУРТОВОЙ

editor@neftrossii.ru

Над выпуском работала:

Марина СОЛДАТОВА

msoldatova@neftrossii.ru

Вёрстка Елена АРХИПОВА

Корректор Алла БАБИЧ

Телефон редакции: +7 (495) 350-05-72,

+7 (916) 138-52-99

e-mail: adv@neftrossii.ru

Сайт: <https://neftrossii.ru>

Отпечатано в типографии

ООО «Типография ТалерПринт»

109202, Москва, ул. 1-я Фрезерная, д. 2/1, стр. 1

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 21.02.2019

Цена свободная

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

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

Обложка – © Depositphotos



NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Нефтяной адреналин

Чрезмерная политизация нефтегазового комплекса может
привести к самым тяжёлым последствиям для него

1

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

М. КУТУЗОВА

Национальные приоритеты
российского ТЭК

Несмотря на санкции, прошедший год оказался доста-
точно успешным для отечественных ВИНК

4



К. СЕРГЕЕВ

МЭА: чёрная метка для сырьевой
экономики

Международные эксперты в очередной раз предупреж-
дают о рисках и дают хорошие советы

11

К. СЕРГЕЕВ

Рынок нефти: кто диктует цены

Чем больше Запад пытается усилить давление на Рос-
сию, тем чаще получает обратный результат

16



Л. РАЗУМНОВА,

доктор экономических наук

Россия сохраняет позиции

К вопросу о зависимости стран Европейского союза от
внешних поставок сырой нефти и роли импорта из РФ

20

АРКТИКА

Ю. БАНЬКО

В энергетическом сердце страны

Реализация проектов по производству СПГ стала катали-
затором развития арктических территорий России

28



«ЛУКОЙЛ»

НЕФТЕПРОДУКТЫ**М. КУТУЗОВА****Скольжение к инновациям**

Российские производители смазочных материалов наращивают объёмы и расширяют ассортимент своей продукции

35**МИРОВОЙ РЫНОК**

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

Неизвестная ОПЕК

Об этой пресловутой организации мы знаем неприлично мало

40

П. БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

США – Венесуэла: дело идёт к развязке

Сырьевая дуэль в Карибском регионе вступила в самую накалённую фазу

48

Т. ШМЕЛЁВА,
эксперт Института Ближнего Востока

Новый игрок на углеводородном рынке

Египет стремится стать крупным нефтегазовым хабом в Восточном Средиземноморье

54**БЛИЖНЕЕ ЗАРУБЕЖЬЕ****В. МИШИН****Предъюбилейные печали**

25-летие «новой нефтяной эры» Азербайджан рискует встретить дальнейшим падением добычи и уходом из страны американских корпораций

60**БЫЛОЕ**

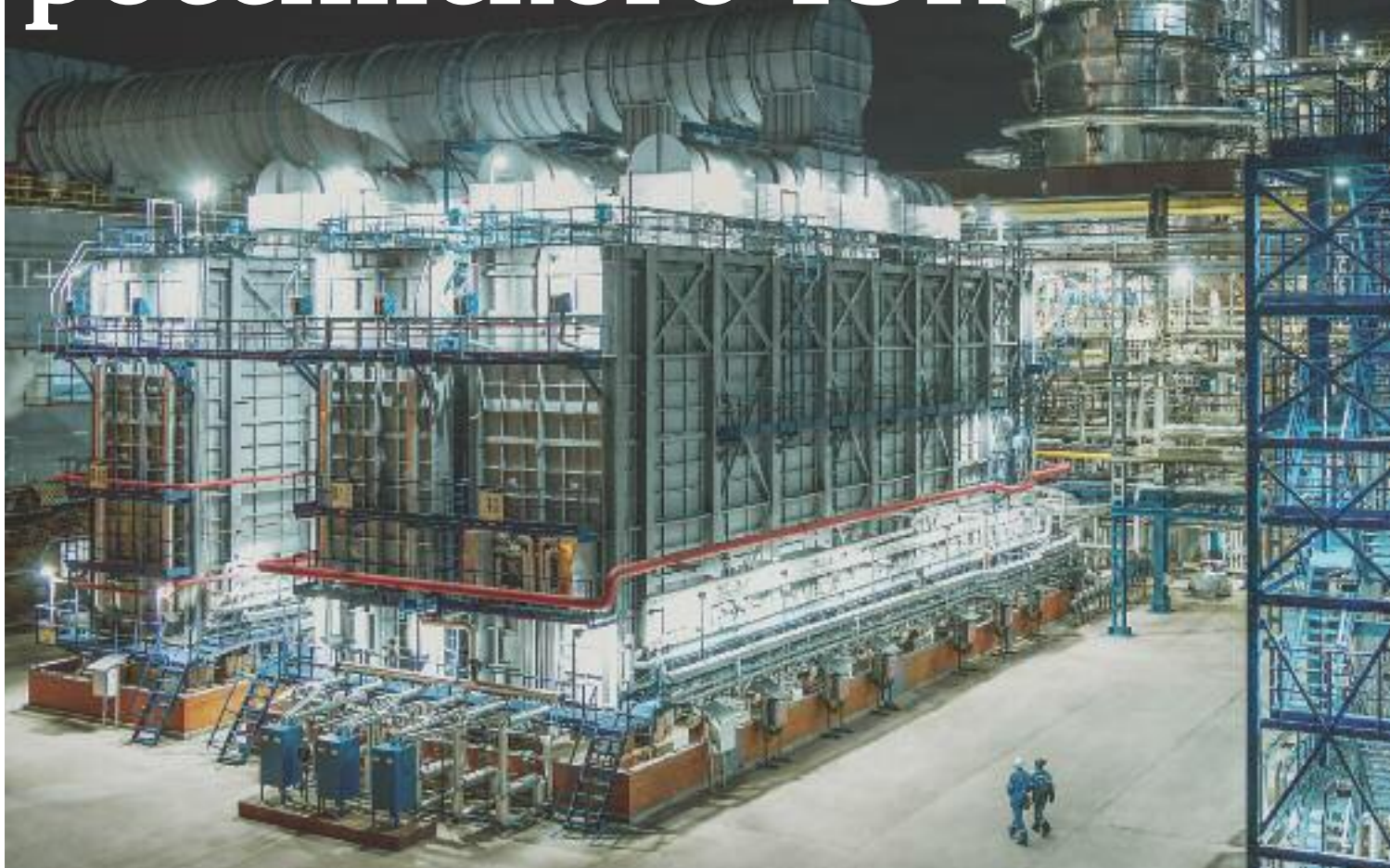
А. МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

Первопроходцы нефтяной целины

185 лет назад в России было учреждено звание «горный инженер», обладатели которого внесли весомый вклад в развитие нефтяного дела

64

Национальные приоритеты российского ТЭК



Несмотря на санкции, прошедший год оказался достаточно успешным для отечественных ВИНК

Мария КУТУЗОВА

По данным Минэнерго, Россия в январе 2019 г. снизила добычу на 47 тыс. баррелей в сутки по отношению к октябрю 2018-го. Согласно заключённой в декабре 2018 г. новой сделке в рамках «ОПЕК+», страны-участницы соглашения сократят производство нефти в первом полугодии на 1,2 млн барр./сут, в том числе Россия обязалась урезать добычу на 228 тыс. баррелей от уровня октября прошлого года. Согласно оценкам Минэнерго, целевого показателя в рамках «ОПЕК+» страна сможет достичь к маю 2019-го. По словам главы ведомства Александра Новака, к этому времени РФ полностью выполнит взятые на себя обязательства в соответствии с ранее озвученными планами поэтапного сокращения добычи.

СТРАТЕГИЯ НЕФТЕДОБЫЧИ

Таким образом, до конца текущего года производство нефти в нашей стране снизится на 4 млн т, до 551–552 млн т. Напомним, по итогам прошлого года оно выросло на 1,6%, до 555,837 млн т. В частности, в декабре добыча увеличилось на 4,5%, до 48,4 млн т. К концу прошлого года она достигла 11,449 млн барр./сут.

Однако, согласно новой Программе развития российской минерально-сырьевой базы на период до 2035 г., утверждённой правительством в про-



«Газпром нефть»

шлом году, добыча нефти в стране может достичь пика в 2020–2021 гг. – 562 млн т. А затем, с 2022 г., она начнёт падать. Предполагается целый ряд стимулирующих мер, нацеленных на стабилизацию производства нефти в России. По словам вице-премьера Дмитрия Козака, правительство планирует комплексное стимулирование нефтяников – от подготовки кадров до цифровизации и создания специальных технологических полигонов.

Всё это происходит на фоне быстрого роста производства нефти в Соединённых Штатах, увеличивших нефтедобычу к концу 2018 г. до 11,7 млн барр./сут, а в январе 2019 г. достигших уровня 11,9

млн барр./сут. Тем самым США потеснили Россию с первого места по данному показателю.

Американский президент Дональд Трамп заявил о том, что рост добычи в США стал «плохой новостью» для РФ и взял «ответственность» за это на себя, поскольку именно его действия привели к «дерегулированию» нефтяной отрасли в Штатах. В то же время сейчас российские компании находятся под двойным прессингом. Они ощущают последствия окончания налогового манёвра Правительства РФ, а также санкций, наложенных со стороны западных стран, что привело к ограничению возможностей по привлечению инвестиций и зарубежных технологий. В результате потенциал нефтедобычи в стране оказался ограничен.

По данным ЦДУ ТЭК, лидером роста производства нефти в стране по итогам прошлого года стала «Роснефть». В декабре 2018 г. значительно прибавила в объёмах добычи «Татнефть», увеличившая её на 9%.

В 2018 г. «Роснефть» добыла 194,21 млн т, «ЛУКОЙЛ» – 82,1 млн т, «Сургутнефтегаз» – 60,89 млн т, «Газпром нефть» – 39,49 млн т, «Татнефть» – 29,53 млн т, «Башнефть» – 18,95 млн т, «Славнефть» – 13,81 млн т, «НОВАТЭК» – 7,63 млн т, «РуссНефть» – 7,11 млн т.

Согласно оценкам экспертов, если снижение производства нефти в России будет пропорциональным, больше всего придётся урезать добычу «Роснефти» (почти на 1,4 млн т), «ЛУКОЙЛу» (0,6 млн т), «Газпром нефти» (0,23 млн т) и «Сургутнефтегазу» (0,44 млн т).

Однако в январе 2019 г. сильнее всего снизили добычу «Газпром нефть» – до 5,086 млн т, что на 2,2% ниже показателя октября 2018 г.; «Татнефть» – до 2,54 млн т, на 0,6%; и «ЛУКОЙЛ» – до 7,061 млн т, на 0,4%. Операторы СРП сократили производство на 1,2% – до 1,28 млн т. В то же время «Роснефть» незначительно уменьшила показатели – на 0,1% по сравнению с декабрём прошлого года. Лёгкий минус был вызван приостановкой 1200 скважин с дебитом 23 тыс. т в сутки из-за пожара в начале года на крупнейшем нефтегазовом активе «Роснефти» – «РН Юганскнефтегаз».

По итогам прошлого года «Роснефть» добыла 230,2 млн т нефти и конденсата. На компанию пришлась наибольшая доля в общероссийском приросте производства жидких углеводородов. В 2018 г. эта ВИНК установила новый отраслевой

рекорд суточной проходки бурением – 56708 м. Число новых, введённых в эксплуатацию скважин выросло на 3,5%, до 3,4 тыс. единиц.

В планах компании на этот год – увеличить производство жидких углеводородов на 3–4,5% в зависимости от условий соглашения «ОПЕК+». По словам вице-президента «Роснефти» Эрика Лирона, компания выйдет в этом году на добычу 241 млн т, или 4,8–4,9 млн барр./сут.

При этом, по мнению главы компании Игоря Сечина, соглашение «ОПЕК+» является стратегической угрозой для российской нефтяной отрасли, поскольку освобождает место для роста поставок из Соединённых Штатов. В письме в адрес российского президента главный исполнительный директор «Роснефти» сообщает о падении доли отечественной нефти на мировых рынках: если в 1990 г. на неё приходилось порядка 16,3%, то сейчас – 12%. По информации Сечина, производство «чёрного золота» в России выросло с 2007 г. лишь на 10%, тогда как в США, Бразилии и Ираке – на 87%, 50% и 111%. Причём сейчас многие потребители переориентируются с российской нефти на другие сорта и перестраивают логистические цепочки, что ведёт к необратимой потере отечественными компаниями их рыночной доли.

«Ключевой стратегической задачей, с которой сегодня сталкивается отечественная нефтяная отрасль, является дальнейшее снижение доли России на рынке, несмотря на наличие качественных добываемых запасов нефти, необходимой инфраструктуры и персонала», – отмечается в письме.

ПРИОРИТЕТЫ «РОСНЕФТИ»

Вместе с тем, «Роснефть» жалуется на снижение качества разрабатываемых запасов и просит дополнительные преференции для своих активов. В частности, речь идёт о налоговых льготах для Приобского месторождения в ХМАО. Его обводнённости к настоящему времени превышает 90%. Ранее по тем же причинам «Роснефти» были предоставлены льготы для Самотлорского месторождения с обводнённостью порядка 95–96%. Приобское отличается низким уровнем выработанности запасов (25%).

Между тем, именно «ручной режим», когда каждая компания бьётся за получение преференций для разрабатываемых активов, продолжает определять ситуацию в отрасли. Плохое качество оставшихся запасов, недостаток инве-



«Роснефть»

стиций, действующий режим санкций в отношении российских компаний и целых направлений производства, перспективных для разведки и разработки углеводородов, продолжают сказываться на состоянии нефтяной промышленности страны.

В таких условиях «Роснефть», помимо прямых обращений к президенту, делает ставку на своих западных партнёров, в первую очередь на ВР. Прибыль этой британской компании от участия в российской ВИНК выросла в 2018 г. по сравнению с показателями 2017-го в 2,5 раза и составила 2,288 млрд долларов (до налогообложения). А совместный проект Таас-Юрях в Якутии, по словам руководства британской компании, уже приносит отдачу и генерирует прибыль.

Напомним, ВР принадлежит 19,75% акций «Роснефти». Добыча этого международного гиганта в прошлом году достигла 3,7 млн баррелей н. э. в сутки, из них 1,2 млн баррелей пришлось на долю в «Роснефти».

Не так давно ВР и «Роснефть» договорились о совместном изучении двух новых нефтегазовых лицензионных участков на Крайнем Севере России. В декабре была завершена передача СП «Харампурнефтегаз» лицензий на Харампурское и Фестивальное месторождения. Сделка по вхождению ВР в капитал «Харампурнефтегаза» была закрыта в апреле 2018 г. Доли российского и британского партнёров в СП составили 51% и 49% соответственно. Суммарные запасы Харампурского и Фестивального месторождений оцениваются в 880 млрд м³ газа. На первом этапе компании планируют

добывать 11 млрд м³ в год. Этот газ пойдёт на внутренний рынок России.

Несмотря на санкции против РФ со стороны западных стран, ВР остаётся крупнейшим инвестором в экономику нашей страны, сумма инвестиций превышает 17 млрд долларов. Предполагается, что британского партнёра «Роснефти» вновь пригласят в Арктику. Напомним, ранее соглашения, нацеленные на разведку и освоение арктических акваторий, заключались с другими западными компаниями, но их деятельность была свёрнута из-за санкций. Руководство ВР не раз выступало против санкционных ограничений в отношении нефтегазовых компаний России. По словам главы британской корпорации Боба Дадли, в результате ужесточения антироссийских санкций может произойти крах европейской энергосистемы.

Вместе с тем, 2018 г. стал одним из самых успешных для «Роснефти». ВИНК сообщает о рекордных объёмах производства дочернего общества «РН-Юганскнефтегаз», запуске новых месторождений, а также о благоприятной конъюнктуре рынка. Однако уровень обязательств компании продолжает нарастать. Согласно оценкам finanz.ru, их общий объём, включая кредиторскую задолженность и отложенные обязательства по налогам, достиг 8,468 трлн рублей, или 129,3 млрд долларов (по курсу на начало февраля 2019 г.).

ДВА ФРОНТА «ЛУКОЙЛА»

У второй по величине российской нефтедобывающей компании, «ЛУКОЙЛа», выделяются два ключевых направления раз-

вития производства нефти. Если в России можно отметить прежде всего проекты на Северном Каспии, то среди зарубежных активов – рост добычи в Ираке.

К концу 2018 г. накопленная добыча на двух каспийских проектах – на месторождениях имени Владимира Филановского и Юрия Корчагина – превысила 20 млн т. Наибольшую отдачу обеспечивает Филановское с начальными извлекаемыми запасами 129 млн т нефти и 30 млрд м³ газа. Всего за два с небольшим года с момента начала промышленной эксплуатации (октябрь 2016 г.) компания получила на этом активе 11,3 млн т нефти. По информации «ЛУКОЙЛа», в рамках первой и второй очередей проекта пробурено 14 скважин, в том числе пять двустольных.

Так, в октябре 2018 г. в рамках второй очереди на месторождении им. Владимира Филановского «ЛУКОЙЛ» запустил в эксплуатацию пятую скважину с начальным дебитом более 3,3 тыс. т в сутки. В результате реализации этой программы добыча на месторождении со второго квартала 2018 г. находилась на проектном уровне – 6 млн т в год. Компания также сообщила о бурении шестой добывающей скважины в рамках второй очереди освоения актива, а также о работах по обустройству третьей очереди месторождения. В августе прошлого года в Каспийском море было установлено опорное основание блок-кондуктора. Установка верхнего строения и ввод в эксплуатацию блок-кондуктора запланированы на 2019 г.

Общий фонд скважин на месторождении имени Юрия Корчагина, запущенном в строй компанией в 2010 г., достиг 32 единиц, а среднесуточная добыча в настоящее время составляет 2,6 тыс. т. В ноябре 2018 г. компания сообщила о бурении на блок-кондукторе данного месторождения второй добывающей скважины с начальным дебитом около 600 т в сутки. Работы ведутся в рамках реализации второй очереди проекта, нацеленной на освоение запасов восточной части месторождения. Согласно информации компании, на блок-кондукторе осуществляется бурение третьей добывающей скважины.

В 2018 г. «ЛУКОЙЛ» принял окончательное инвестиционное решение по разработке Ракушечного месторождения, которое станет третьим активом, осваиваемым компанией в российской части Каспия. Его начальные извлекаемые запасы составляют 39 млн т нефти и около 33 млрд м³ газа. Старт промышленной добычи нефти на Ракушечном



«Лукойл»

запланирован на 2023 г. Ожидаемая полка производства – 1,2 млн т в год.

Ракушечное расположено в 8,5 км от Филановского. Близость к действующим активам компании позволила оптимизировать проект обустройства месторождения за счёт использования существующей инфраструктуры для подготовки и транспортировки продукции, а также обеспечения энергоснабжения. Как сообщает компания, объекты обустройства Ракушечного включают ледостойкую стационарную платформу и платформу жилого модуля, соединенные переходной галереей. Все объекты будут построены российским подрядчиком на судовой верфи Астраханской области. Продукцию Ракушечного месторождения предполагается направлять на подготовку на центральную технологическую платформу Филановского.

В апреле 2018 г. «ЛУКОЙЛ» подписал окончательный план разработки месторождения Западная Курна – 2, расположенного на юге Ирака. Этот актив российской ВИНК является одним из крупнейших в мире, его начальные извлекаемые запасы достигают около 14 млрд баррелей. План разработки предусматривает к 2020 г. достижение уровня производ-

ства 480 тыс. барр./сут, а в 2025 г. выход на «полку» добычи 800 тыс. барр./сут.

В феврале 2019 г. компания приступила к бурению новых эксплуатационных скважин на месторождении Западная Курна – 2 в рамках второго этапа разработки. Компания заключила контракты на бурение 57 эксплуатационных скважин, в том числе 54 на формации Мишриф и трёх – на формации Ямама. При реализации проекта «ЛУКОЙЛ» применяет новый для Ирака подход к кустовому бурению, предусматривающий установку двух буровых станков на одной кустовой площадке. Это позволит существенно ускорить разработку актива и обеспечит рост добычи в максимально короткие сроки.

СТРУКТУРНЫЕ СДВИГИ В ЭКСПОРТЕ

В 2018 г. Россия наращивала поставки дизеля и сокращала перекачку нефти за рубеж по системе «Транснефти». Основной прирост обеспечили поставки топлива по запущенной в 2017 г. первой очереди нефтепродуктопровода «Юг», от Волгоградского НПЗ в черноморский порт Новороссийск (мощность – 4 млн т в год). Постав-

ки дизеля по трубопроводу «Север» в направлении балтийского порта Приморск выросли в сравнении с предыдущим годом на 10,1%. В целом экспорт дизельного топлива по системе трубопроводов «Транснефти» увеличился по отношению к показателям предыдущего года на 22,4%.

В минувшем году «Транснефть» увеличила прокачку нефтепродуктов на 18,4%, до 39,2 млн т, из них на экспорт – 28,6 млн т, на внутренний рынок – 10,6 млн т. Согласно прогнозам руководства компании, в 2019 г. планируется нарастить прокачку нефтепродуктов на 2,8%, до 40,3 млн т. Экспорт нефтепродуктов в текущем году намечается сохранить на том же уровне, что и в прошлом, – 28,6 млн т. Ожидается небольшой прирост объёмов транспортировки «чёрного золота» по системе «Транснефти» – до 483,1 млн т (по итогам 2018 г. он равнялся 480,4 млн т). Однако компания нацелена на сокращение экспортных поставок до 228,3 млн т (230,479 млн т в прошлом году).

Согласно заявкам компаний, предполагается отправить на экспорт через порт Новороссийск 26 млн т (27,6 млн т в прошлом году), через Приморск – 37 млн т (38,5 млн т), через Козьмино – 31,3 млн т



(30,4 млн т), через Усть-Лугу – 25 млн т (27,8 млн т). По нефтепроводу «Дружба» в текущем году поставки вырастут до 50 млн т против 48,9 млн т, в том числе в адрес Белоруссии их планируется сохранить на уровне прошлого года – 18 млн т.

В «Транснефти» объясняют сокращение поставок в западном направлении ростом экспорта в Китай в соответствии с действующим межправительственным соглашением (до 10 млн т были переориентированы с Запада на Восток), а также увеличением переработки внутри страны.

Что касается качества сырья, то «Транснефть» прогнозирует дальнейшее его ухудшение и рост содержания серы по всем направлениям поставок, включая Новороссийск, Приморск, Усть-Лугу, трубопровод «Дружба», Козьмино, Джалинду (КНР), Прииртышск (Казахстан).

«ГАЗПРОМ НЕФТЬ» – ЛИДЕР ПЕРЕРАБОТКИ

Несмотря на аварию на Московском НПЗ, у «Газпром нефти» вновь одни из самых впечатляющих достижений в области нефтепереработки. По итогам прошлого года Омский и Московский НПЗ нарастили производство дизельного топлива на 10,8%, до 8,77 млн т, а высокооктанового бензина – на 5,1%, до 7,1 млн т. Выпуск авиационного керосина вырос на 7,3%, до 2,39 млн т. Производство товарных дорожных и строительных битумов увеличилось на 17,9%, до 1,8 млн т. Совокупно НПЗ компании в Москве и Омске обеспечили переработку 31,5 млн т нефтяного сырья.

Выпуск судового топлива увеличился на 7,2%, до 2,58 млн т. В преддверии введения жёстких ограничений со стороны Международной морской организации (с 2020 г.) у «Газпром нефти» в два раза выросли объёмы производства судового топлива с улучшенными экологическими характеристиками. Выпуск бункерного топлива ТСУ-80 налажен на Омском НПЗ в рамках программы модернизации этого предприятия.

По словам руководства «Газпром нефти», второй этап обновления мощностей downstream компании нацелен на повышение глубины переработки и увеличение объёмов производства светлых нефтепродуктов с одновременным сокращением негативного воздействия на окружающую среду. По итогам 2018 г. Московский НПЗ повысил выход светлых нефтепродуктов и глубину переработки – до 59% и 83% соответственно, а Омский НПЗ сохранил ранее достигнутые показатели на уровне 71% и 91%.

Вместе с тем, доходность российской нефтепереработки продолжает снижаться. Стоимость сырья растёт, компании инвестируют в модернизацию, тогда как на государственном уровне продолжается сдерживание оптовых и розничных цен на нефтепродукты, а потребление на внутреннем рынке на фоне экономических пертурбаций в стране переживает затяжную стагнацию.

В ноябре 2018 г. между нефтяными компаниями, ФАС и Минэнерго было заключено соглашение о заморозке цен на нефтяное топливо до марта 2019 г. Сохранение «ручного регулирования» влечёт негативные последствия для отрасли. Повышение ставок акцизов на нефтепродукты, планируемое в 2019–2024 гг., неизбежно приведёт к росту внутренних цен на топливо, а усиление налоговой нагрузки тяжким бременем ляжет на плечи конечных потребителей.

ТРИУМФ РОССИЙСКОГО ГАЗА

По информации «Газпрома», экспорт компании в дальнее зарубежье в 2018 г. составил 201 млрд м³, достигнув очередного исторического рекорда. Согласно планам, впереди только рост. Поддержать российские поставки в Европу может падение собственной добычи в ЕС, а также отказ от угольной генерации. Германия намерена к 2038 г. закрыть все электростанции, работающие на угле. Конец 2019 г. и 2020-е, согласно концепции российских властей, должны стать временем экспортного газового триумфа РФ. Президент в январе пообещал заполнить газом все три потока на Европу – два «Северных» и «Турецкий», а также сохранить транзит через Украину.

Тем временем российское правительство заявило о желании взять под контроль капитальные затраты «Газпрома», утверждая в дальнейшем инвестиционные программы госкомпаний. Решение о разработке соответствующего законопроекта принято на январском совещании во главе с премьер-министром Дмитрием Медведевым.

Трубопроводные проекты занимают значительную долю в планируемых на этот год инвестициях «Газпрома». Так, например, на газопровод «Сила Сибири», по которому в конце текущего года должны начаться поставки в Китай, компания выделяет 147,5 млрд рублей. «Турецкий поток» потребует еще 26 млрд рублей, дополнительные 17,7 млрд рублей будут направлены на сооружение транзитного сухопутного участка, а его продолжение по территории Сербии привлечёт ещё 58,7 млрд



рублей. Газопровод планируют запустить до конца 2019 г. Мощность первой и второй ниток «Турецкого потока» составит по 15,75 млрд м³ каждая. Первая нитка предназначена для поставок газа турецким потребителям, вторая обеспечит экспорт в страны Южной и Юго-Восточной Европы.

«Газпром» зафиксировал по итогам 2018 г. превышение проектного уровня экспорта по газопроводу «Северный поток» мощностью в 55 млрд м³ в год. По информации дочерней компании Nord Stream AG, в прошлом году поставки европейским потребителям по Nord Stream выросли на 15,3% по сравнению с 2017 г. и составили 58,8 млрд м³. Это является рекордным показателем загрузки газопровода с момента начала его эксплуатации в ноябре 2011 г. Всего же за эти семь лет «Газпром» поставил в Европу по данному трубопроводу 264,1 млрд м³ газа.

Согласно планам компании, менее чем через год – 1 января 2020 г. – стартуют поставки в рамках проекта «Северный поток – 2». Мощность газопровода также составит 55 млрд м³ в год. К январю 2019 г. «Газпром» построил более 20% морской части новой магистрали. В текущем году инвестиционная программа компании предполагает 53,17 млрд рублей капиталовложений в этот проект. Всего же инвестиции «Газпрома» в 2019 г. оценены в 1,325 трлн рублей.

Однако среди возможных негативных тенденций на ближайшие годы, которые способны повлиять на объёмы поставок, можно отметить замедление европейской экономики и бурное развитие дешёвой возобновляемой энергетики. Неприятным сигналом на фоне фанфар обновляемых рекордов звучат новости о сокра-

щении потребления природного газа в двух крупнейших европейских государствах с наиболее развитой экономикой – Германии и Франции. Так, например, в 2018 г. немецкий спрос на газ сократился на 12,8%.

Кроме того, в этот осенне-зимний период отмечен рост поставок американского СПГ на европейские рынки. Европа стала одним из главных покупателей сжиженного природного газа, производимого в США. Однако объёмы его импорта пока небольшие. В октябре 2018-го – январе 2019 г. из Соединённых Штатов в европейские страны 48 танкеров поставили 3,23 млн т СПГ. В результате Штаты вышли на второе место после Катара по объёмам поставляемого сжиженного природного газа в Европу. Тогда как российский СПГ, недолго лидировавший на этом направлении, в больших масштабах стал направляться на рынки АТР.

Сейчас США претендуют на третье место в мире по объёмам производства и экспорта сжиженного природного газа. Вводимые новые мощности американских терминалов позволят стране занять эту позицию до конца текущего года. Многие европейские компании уже заключили долгосрочные контракты с производителями СПГ в Штатах. Так, в конце января ExxonMobil подписала с Uniper соглашение об участии в проекте по строительству регазификационных мощностей на территории Германии. Терминал Wilhelmshaven будет включать в себя плавучую регазификационную установку мощностью до 10 млрд м³ природного газа в год. Конечно, это создаёт определённые риски для поставок российского природного газа в Европу. ■

СПГ 2019 конгресс РОССИЯ

Организатор:

VOSTOCK CAPITAL

VI Ежегодный
Конгресс и Выставка

20-21 марта 2019,
Москва

www.Ingrussiacongress.com

events@vostockcapital.com

+44 207 394 30 90

+7 (499) 505 1 505



Среди докладчиков и участников 2019:



Марк Джетвей,
Заместитель председателя
правления,
НОВАТЭК



Сергей Густов,
Генеральный директор,
Газпром СПГ
Санкт-Петербург



Стьюарт Брэдфорд,
Руководитель по реализации
новых проектов,
Shell



Максим Недзвецкий,
Генеральный директор,
Газпром ВНИИГАЗ



Евгений Никора,
Заместитель губернатора
Мурманской области



Татьяна Митрова,
Директор,
Энергетический центр
бизнес-школы СКОЛКОВО

Ключевые моменты Конгресса в 2019 году:

- **2 Стратегических дня**
Крупные, средние и малые СПГ проекты
- **Дебаты лидеров индустрии:**
Россия на мировом рынке СПГ – экспортный потенциал
- **Практические примеры**
применения технологий для проектирования и строительства СПГ заводов
- **Важно! Крупнотоннажные проекты**
Новости операторов
- **НОВОЕ!**
Рынок перевозок СПГ: коммерческие тенденции и нововведения
- **Дискуссия для технических директоров!**
Сокращение сроков и стоимости строительства
- **Средне- и малотоннажные СПГ проекты в России**
Кто заинтересован в реализации частных малотоннажных СПГ проектов?
- **Ключевые драйверы использования СПГ в качестве топлива**
Как правительство и компании-операторы стимулируют применение СПГ в качестве топлива?

Золотой спонсор:



Серебряный спонсор:

Solar Turbines
A Caterpillar Company

Бронзовый спонсор:



МЭА: чёрная метка для сырьевой экономики

Международные эксперты в очередной раз предупреждают о рисках и дают хорошие советы

Константин СЕРГЕЕВ

Одним из знаковых событий прошедшего года стала публикация 25 октября очередного прогноза Международного энергетического агентства (МЭА), посвящённого перспективам развития экономики стран-производителей углеводородов – *Outlook for Producer Economies*.

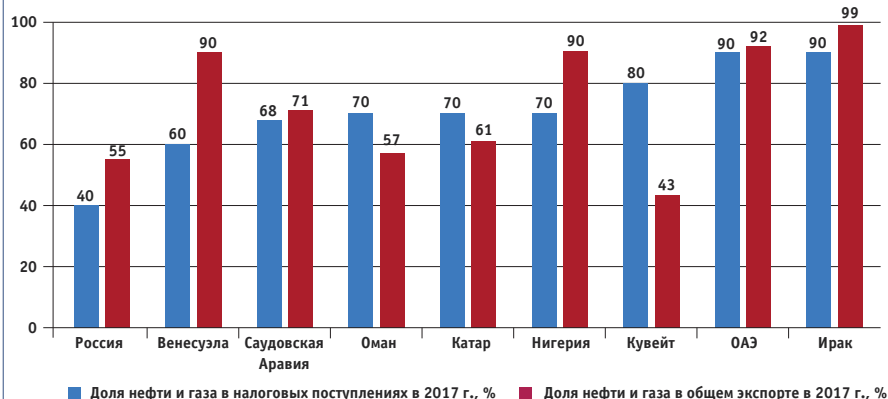
Заметим, что этот документ появился на свет на фоне тревожных ожиданий новых санкций США как против Ирана, так и в отношении стран, импортирующих иранскую нефть. Страх перед подорожанием «чёрного золота» (и, как следствие, моторного топлива) оказался настолько силен, что, критикуя сырьевую экономику добывающих держав и давая настойчивые советы по её диверсификации, руководство МЭА всё же призывает их не снижать добычи. Кстати, в этом мнение данной международной организации дивно совпало с позицией президента США Д. Трампа. Кто же на сей раз стал объектом повышенной заботы со стороны МЭА?

Группа «ОСОБОГО РИСКА»

Согласно преамбуле прогноза, основное внимание при проведении исследований было сосредоточено на государствах, чьи бюджетные доходы как минимум на треть состоят из налоговых поступлений от продажи нефти и газа. Похоже, 30-процентная планка была принята специально для того, чтобы включить в число приоритетных объектов изучения и Россию (см. рис. 1).

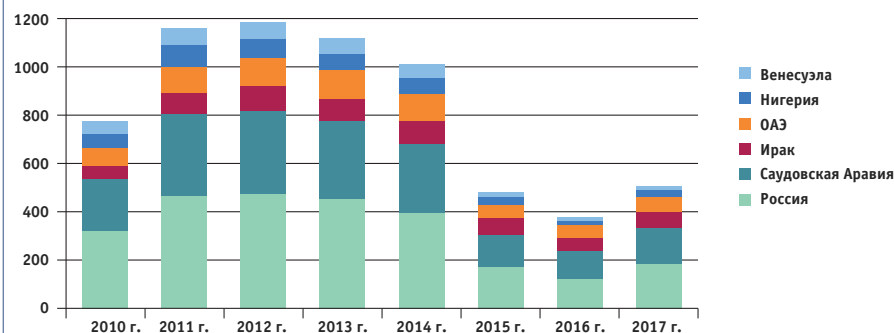
По сравнению со своими соседями по приведённому перечню, Россия в наименьшей степени зависит от реализации углеводородов на внешних рынках, а по степени диверсификации экспорта уступает только Саудовской Аравии. Тем не

Рис. 1. Степень зависимости экономики ведущих производителей нефти и газа от экспорта углеводородов



Источник: IEA.

Рис. 2. Чистый доход от экспорта нефти и газа, млрд долл.



Источник: IEA.

менее наша страна также была отнесена к государствам, экономика которых в ближайшие годы может оказаться под угрозой.

Впрочем, западные эксперты признают, что Россия к настоящему времени обладает гораздо более диверсифицированной экономикой, чем ближневосточные государства. В частности, доля углеводородов в национальном ВВП оценивается в 25%. Тем не менее налоговые поступления компаний нефтегазового сектора всё ещё формируют около 40% доходной части бюджета.

Помимо РФ в группу риска по версии МЭА вошли: Саудовская Аравия, Объединённые Арабские Эмираты, Ирак, Нигерия и Венесуэла. По словам директора Международного энергетического агентства Фатиха Бироля, модели экономического развития этих шести стран нуждаются в фундаментальных изменениях, «как никогда ранее в истории». Действительно, с началом кризиса нефтяных цен в 2014 г. доходы государств, преимущественно ориентированных на экспорт энергоносителей, резко сократились (см. рис. 2).

Примечательно, что за рамками официальных комментариев к данной диаграмме остался очевидный рост нефтегазовых доходов после решения «ОПЕК+» о сокращении добычи в декабре 2016 г. Причём наиболее динамичное их увеличение (в том числе по данным МЭА) продемонстрировали Россия и Саудовская Аравия – инициаторы не только этого соглашения, но и создания нового, более эффективного регулятора мирового рынка энергоносителей. Как оказалось, при желании сырьевые экономики могут защитить себя довольно простыми, но при этом весьма действенными методами. Впрочем, диверсифицировать источники пополнения бюджета всегда полезно, тем более что традиционным финансовым потокам от продажи нефти и газа угрожают как внешние, так и внутренние риски.

БОЛЕЗНИ И ЛЕКАРСТВА

В качестве основных внешних факторов, оказывающих давление на сырьевые экономики, специалисты МЭА называют успехи «сланцевой революции» в США, развитие новых технологий энергосбережения и более эффективного использования энергоресурсов, а также ужесточение экологических нормативов, включая меры по противодействию выбросов двуокиси углерода в атмосферу и другому загрязнению окружающей среды. Что же касается внутренних факторов риска, то к ним агенты относят следующие.

Во-первых, повышенную изменчивость (волатильность) доходов от продажи углеводородов, которые определяются циклическим характером мировых цен. Любопытно, что колебания, вызванные действиями вполне рыночных факторов, включая санкционное давление на производителей и прямое вмешательство в их внутренние дела, при этом не учитываются.

Во-вторых, сравнительно низкую производительность труда в нефтегазовой отрасли, особенно характерную для Ближнего Востока.

В-третьих, неэффективное расходование энергоресурсов внутри страны на фоне удерживания цен для национальных потребителей на искусственно низком уровне.

Кстати, сомнительные лавры абсолютного чемпиона по затратам энергии на производство единицы ВВП (в три раза больше среднемирового уровня!)

МЭА присуждает как раз России. В отношении же потерь для экономики из-за заниженных внутренних цен лидируют страны Персидского залива. В среднем регион использует для производства электроэнергии порядка 2 млн баррелей нефти в сутки. По мнению Ф. Бироля, с экономической точки зрения это сравнимо с попытками заправлять автомобиль духами «Шанель»...

Помимо собственно диверсификации экономики, для успешного решения проблем МЭА предлагает также извлекать из углеводородов большую добавленную стоимость. Национальные предприятия нефтепереработки и нефтехимии должны стать солидным источ-

В качестве основных внешних факторов, оказывающих давление на сырьевые экономики, специалисты МЭА называют успехи «сланцевой революции» в США, развитие новых технологий энергосбережения и более эффективного использования энергоресурсов, а также ужесточение экологических нормативов.

ником дополнительных экспортных доходов, тем более что бесперебойное обеспечение дешёвым сырьём им гарантировано. Однако важным условием для этого является предварительное достижение сбалансированного спроса на внутреннем рынке (особенно, топливном).

Необходимо также использовать природный газ для решения стратегических задач диверсификации. «Голубое топливо» дешевле «чёрного золота» и может более эффективно обеспечить поддержание энергетического баланса стран-производителей. Пока же порой складываются парадоксальные ситуации – например, в Ираке и Нигерии добывающие компании сжигают значительные объёмы попутного природного газа, в то время как сами страны испытывают острый недостаток электроэнергии.

Ещё один рецепт – отказаться от субсидирования внутренних цен на нефтепродукты и газ. Благодаря этому шагу представляется возможным значительно сократить потребление углеводородов на внутреннем рынке и получить дополнительный источник средств на

развитие неэнергетического экспорта. При этом предполагается, что даже без государственных субсидий цены на энергоносители для национальных потребителей окажутся ниже среднемирового уровня – за счёт меньших производственных и транспортных затрат.

Вместе с тем, следует сохранять адекватный уровень инвестиций в добывающую отрасль. Причём обеспечить его необходимо вне зависимости от сложного положения национальной экономики и направления значительной части финансовых потоков на её диверсификацию. В качестве примера пренебрежения этим правилом приводится Венесуэла, где фактический коллапс финансирования добывающей индустрии привёл к резкому падению бюджетных доходов и, как следствие, к глубокому экономическому (и политическому) кризису.

Одновременно надо расширять применение возобновляемых источников энергии. Главным образом эта рекомендация относится к ближневосточным странам, где при устойчивом росте потребления электричества доля солнечной энергии в его производстве по-прежнему не превышает 1%. Сэкономленная благодаря этому нефть может быть направлена на экспорт или для нужд национальной перерабатывающей промышленности.

Наконец, требуется поддерживать развитие более чистых и эффективных энергетических технологий. В первую очередь это касается улавливания диоксида углерода, его хранения и утилизации – в том числе и для повышения нефтеотдачи. Подобные проекты в последние годы активно разрабатываются в Саудовской Аравии и ОАЭ. Интересным представляется и опыт Омана по использованию комплекса солнечных электростанций в интересах добывающей отрасли, а также общие для стран Ближнего Востока попытки более широкого применения солнечной энергии для опреснения и очистки воды. Высвободившиеся в результате реализации подобных проектов углеводороды могли бы существенно повысить экспортный потенциал сырьевых экономик даже при сохранении текущих объёмов добычи.

СЦЕНАРИИ РАЗВИТИЯ

Какие же последствия могут ожидать государства «группы риска» в ближайшие годы, если меры по диверсификации их экономик и поддержанию добывающей

Рис. 3. Прогноз динамики среднегодового чистого дохода при оптимистичном рыночном сценарии, млрд долл.

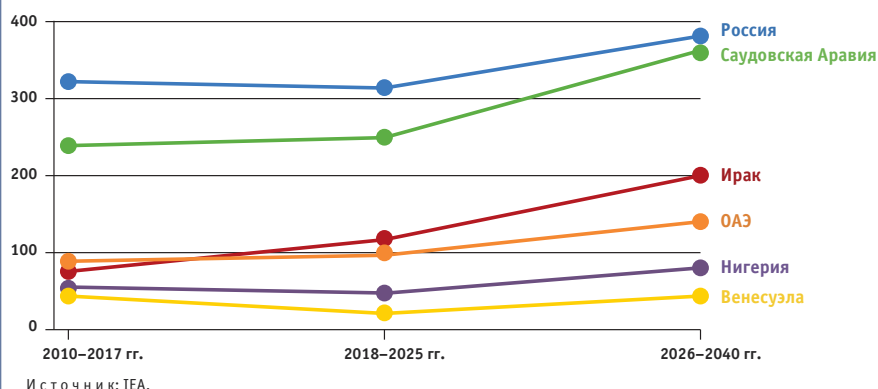
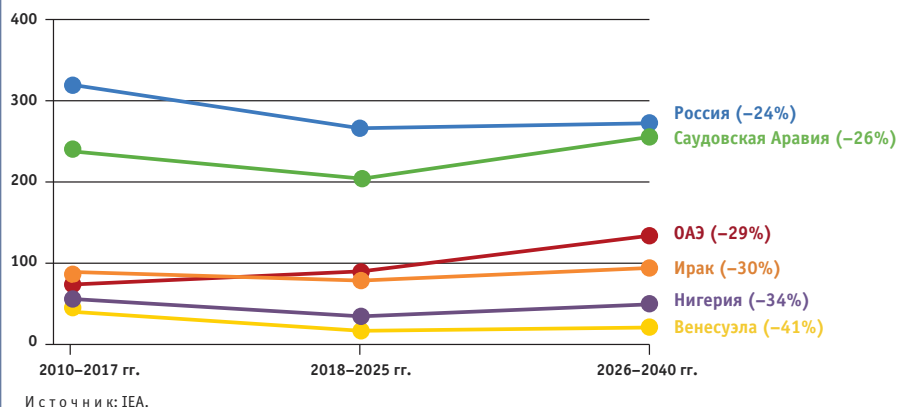


Рис. 4. Прогноз динамики среднегодового чистого дохода при пессимистичном рыночном сценарии, млрд долл.



отрасли не будут приняты своевременно? IEA рассматривает следующие варианты.

Оптимистичный сценарий новой политики

При среднем уровне цен выше 70 долл./барр. спрос на нефть к 2040 г. увеличивается до 106,3 млн барр./сут (+10%), а на природный газ – до 5,4 трлн м³/г. При этом до 2025 г. основной прирост поставок на рынке углеводородов ожидается за счёт государств, не являющихся членами ОПЕК, главным образом – США. После 2025 г. (когда добыча сланцевых нефти и газа в Соединённых Штатах достигнет своих предельных значений и прекратит рост) снова повысится роль производителей традиционных углеводородов. В результате увеличение чистого дохода большинства из них предполагается только в 2025–2040 гг. (см. рис. 3).

При этом, лидируя по приросту суммарных доходов от нефтегазового экс-

порта, Россия по их доле на душу населения займёт только четвёртое место, опередив лишь Нигерию и Венесуэлу.

Пессимистический – низкие цены на нефть

В случае продолжительного колебания нефтяных котировок в пределах 60–70 долл./барр., прирост спроса на

«чёрное золото» к 2040 г. ожидается на уровне 104,5 млн барр./сут (–1,8 млн), в то время как спрос на газ, напротив, возрастёт до 5,625 трлн м³/г. (+225 млрд м³). В этом случае можно ожидать достаточно резкого снижения чистых доходов практически всех государств «группы риска» (за исключением Ирака) вплоть до 2025 г. с достаточно робкой восходящей коррекцией в 2025–2040 гг. (см. рис. 4).

По сравнению с оптимистичным рыночным сценарием общие потери всех шести государств до конца этого периода могут достичь 7 млрд долларов.

НЕ ТАК УЖ ПЛОХО ВСЁ В РОССИИ?

Примечательно, что проседание цен должно меньше всего отразиться на доходах РФ, которая, несмотря на предполагаемые потери в течение последующих 20 лет, в любом случае сохранит своё лидерство по этому показателю (см. рис. 5).

В качестве одной из основных причин подобной устойчивости западные эксперты называют оперативную реакцию российского руководства на первые же признаки снижения нефтяных котировок в 2014 г. В частности, приостановку налоговой реформы и существенное снижение экспортных пошлин. Особо

«Плавающий рубль» оказался настоящим подарком для добывающих компаний: получая доходы от экспорта энергоносителей в твёрдой валюте, все расходы по их добыче они несли преимущественно в рублях.

Рис. 5. Совокупный чистый доход нефтедобывающих стран «группы риска», млрд долл.

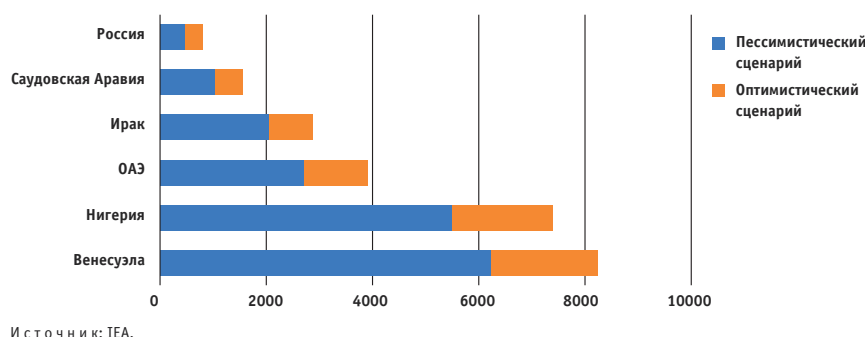
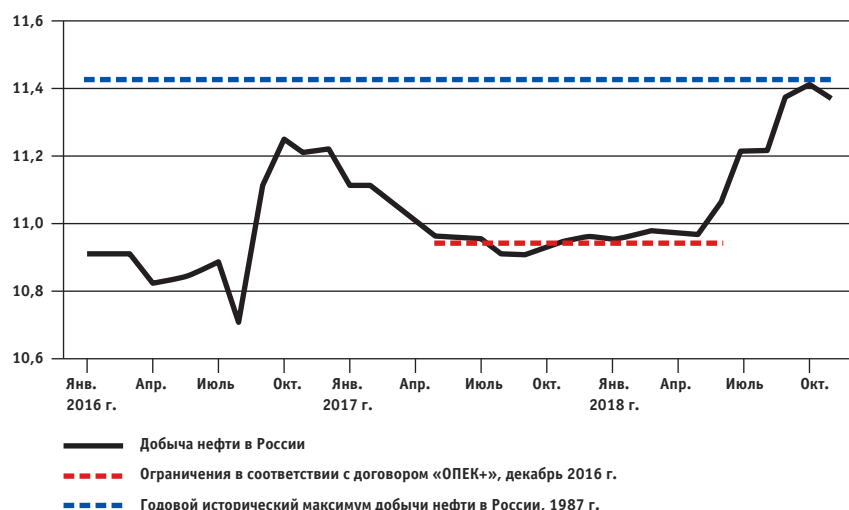


Рис. 6. Динамика добычи нефти в России, млн барр./сут



Источники: Минэнерго РФ, ЦДУ ТЭК РФ, Bloomberg.

Дальнейшие успехи добывающих компаний РФ ставятся в зависимость от возможности освоить новые залежи углеводородов в Восточной Сибири, на шельфах арктических и Каспийского морей, а также запасов сланцевой нефти.

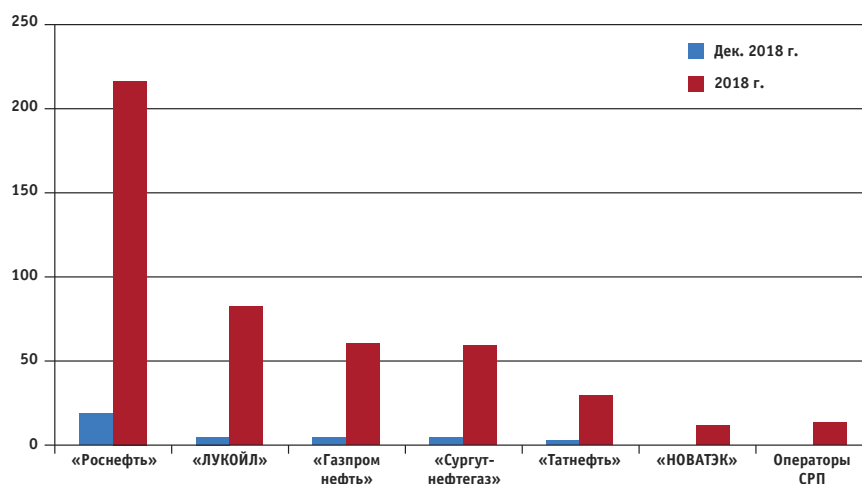
сторожениях Волго-Уральского бассейна и Западной Сибири. Дальнейшие успехи добывающих компаний РФ ставятся в зависимость от возможности освоить новые залежи углеводородов в Восточной Сибири, на шельфах арктических и Каспийского морей, а также (не исключено) запасов сланцевой нефти. Эксперты МЭА особо отмечают активный поиск Россией «не западных»

За последующую санкционную пятилетку гибкая налоговая и валютная политика позволила России не только заметно сократить зависимость бюджета от нефтегазовых поступлений, но и последовательно наращивать инвестиции в добывающий сектор.

подчеркивается наличие валютных рычагов, недоступных для стран Ближнего Востока, а именно – введение плавающего курса национальной валюты, что позволило замедлить размывание валютных резервов. Одновременно «плавающий рубль» оказался настоящим подарком для добывающих компаний: получая доходы от экспорта энергоносителей в твердой валюте, все расходы по их добыче они несли преимущественно в рублях.

За последующую санкционную пятилетку гибкая налоговая и валютная политика позволила России не только заметно сократить зависимость бюджета от нефтегазовых поступлений, но и последовательно наращивать инвестиции в добывающий сектор. В результате, по оценкам МЭА, вплоть до 2030 г. Россия сможет поддерживать среднесуточную добычу выше уровня 10 млн барр./сут, несмотря на санкции, ограничивающие доступ к западным технологиям и капиталу. В дальнейшем ожидается по-

Рис. 7. Динамика добычи нефти российскими операторами в 2018 г., млн т



Компания	Декабрь 2018 г.	Прирост	2018 г.	Прирост к 2017 г.
«Роснефть»	18,8	+5%	216,3	+2,6%
«ЛУКОЙЛ»	7,1	+2,4%	82,4	+0,2%
«Сургутнефтегаз»	5,2	+2,5%	60,9	+0,6%
«Газпром нефть»	5,0	+2,7%	60,2	+0,1
«Татнефть»	2,7	+9,3%	29,5	+2,1%
«НОВАТЭК»	1,0	+13,5	11,7	+1,4%
Операторы СРП	—	—	13,9	+15%

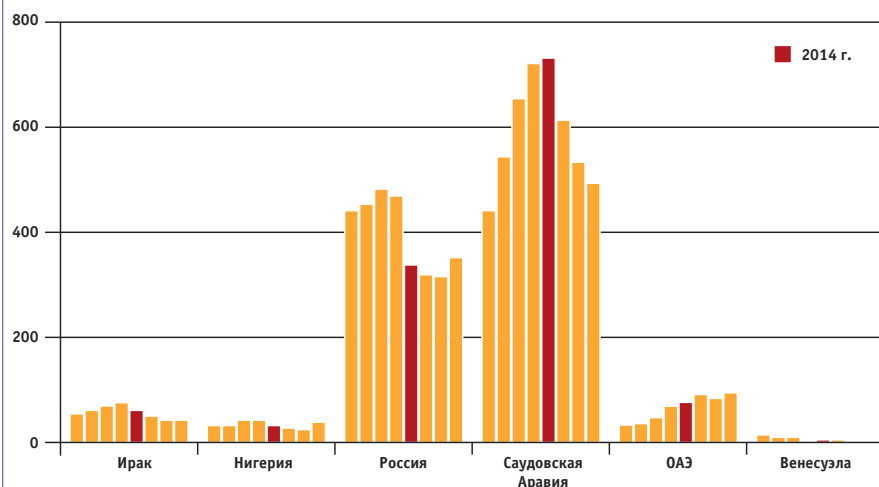
Источники: Международная система финансовой отчетности (МСФО).

степенное уменьшение этого показателя – до 9,4 млн барр./сут к 2040 г.

В ближнесрочной перспективе сохранение подобных темпов добычи напрямую связывается с тем, насколько российским операторам удастся восстановить производство на возрастных ме-

источников финансирования и доступа к передовым технологиям (намекая, очевидно, на Саудовскую Аравию и Китай), а также стимулирование национальных операторов руководством страны к увеличению инвестиций в программы импортозамещения.

Рис. 8. Динамика валютных запасов основных производителей нефти в 2010–2017 гг., млрд долл.



Источники: МВФ, Центральный Банк Нигерии, Валютно-финансовое управление Саудовской Аравии.

НЕФТИ МОЖЕТ БЫТЬ И БОЛЬШЕ

Стоит обратить внимание, что возможности РФ по добыче «чёрного золота» на ближайшие десять лет осторожно определяются как «более 10 млн барр./сут», что представляет собой довольно расплывчатую оценку. Заметим, что опубликована она была на фоне очередного (сентябрьского 2018-го) рекорда российских нефтяников – 11,36 млн барр./сут, – а консенсус-прогноз западных аналитиков предполагал этот показатель на уровне 10,2 млн барр./сут до 2020 г.! Однако уже в октябре был установлен новый рекорд – 11,41 млн барр./сут. И только по итогам ноября (накануне очередной встречи в рамках «ОПЕК+») этот показатель несколько просел, до 11,369 млн барр./сут (см. рис. 6).

Однако даже подобное снижение выглядит скорее плановым, нежели вынужденным. Стоит напомнить, что буквально за два дня до публикации доклада IEA, 23 октября, глава Минэнерго РФ Александр Новак сообщил: в среднесрочной перспективе Россия не предполагает увеличивать добычу нефти до 12 млн барр./сут (600 млн т), так как это не предусмотрено планами социально-экономического развития страны. Тем не менее, согласно информации ЦДУ ТЭК, по итогам 2018 г. объёмы производства нефти и газового конденсата в РФ достигли 555,837 млн т (около 11,12 млн барр./сут), что на 1,6% больше, чем в 2017-м. Несколько вырос и экспорт – до 257,67 млн т (+0,3%). При этом уве-

ренное увеличение добычи продемонстрировали все ведущие операторы (см. рис. 7).

Поскольку 7 декабря на встрече в Вене страны – участницы «ОПЕК+» договорились об очередном сокращении добычи (на 1,2 млн барр./сут до апреля 2019 г.), Россия в рамках этого соглашения предполагает уменьшить производство нефти на 228 барр./сут. По оценкам руководства Минэнерго, с учётом этой коррекции в текущем году в стране ожидается добыча порядка 552 млн т нефти (около 11,04 млн барр./сут), что лишь незначительно меньше прошлогодних показателей.

Вероятнее всего, подобное сокращение не приведёт к снижению доходов от экспорта «чёрного золота». Напротив, ожидаемый вследствие последнего решения «ОПЕК+» рост нефтяных котировок (как минимум до 70 долл./барр.) бу-

Согласно данным Минэнерго, участие в соглашении «ОПЕК+» в 2017 г. принесло российским операторам порядка 500 млрд рублей, а бюджету – 1,2 трлн рублей. Заметим, что уже по итогам 2017 г. России удалось существенно нарастить свои валютные резервы, подняв их выше уровня кризисного 2014 г.

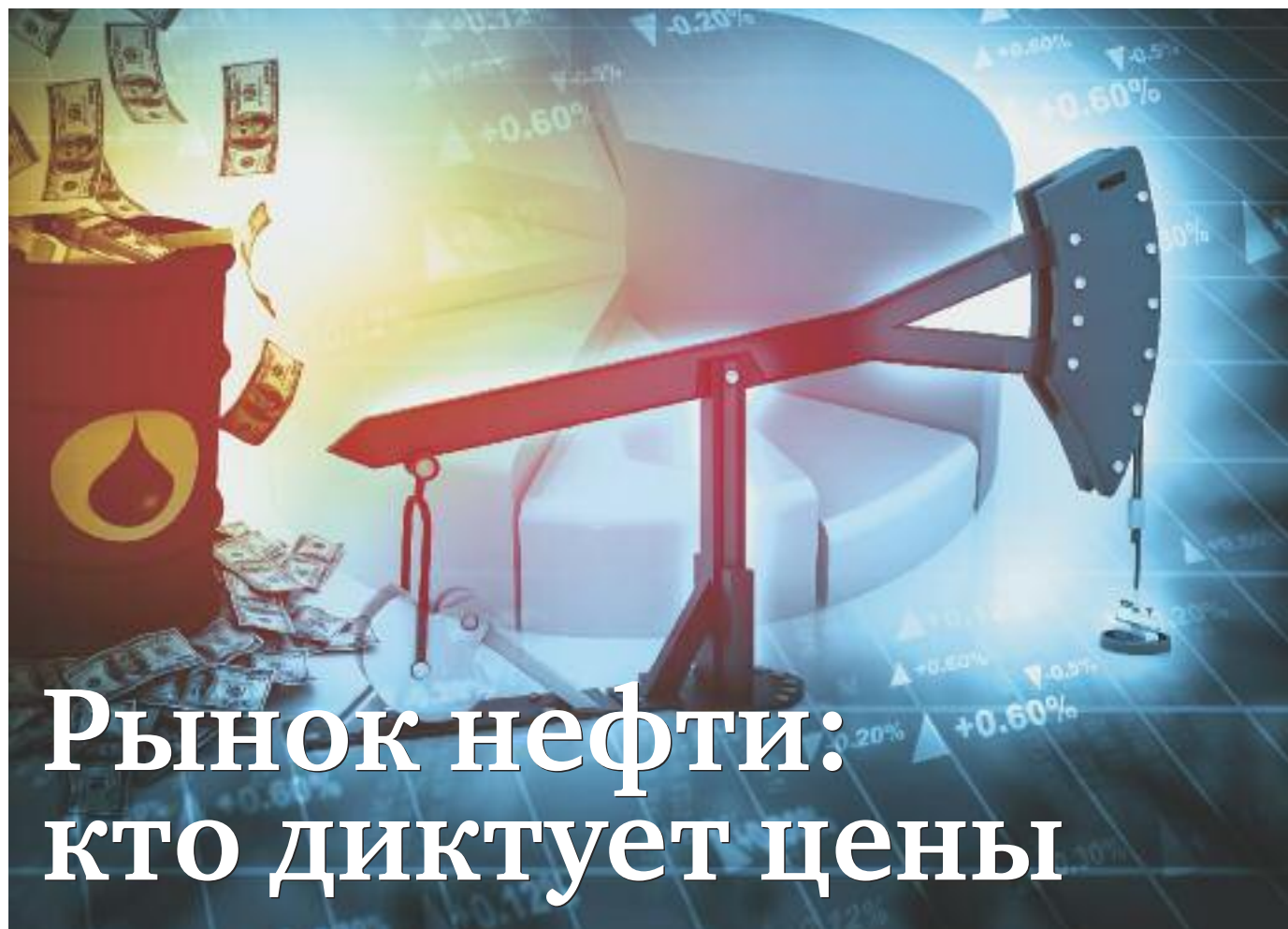
дет способствовать повышению экспортных доходов.

Согласно данным Минэнерго, участие в соглашении «ОПЕК+» в 2017 г. принесло российским операторам порядка 500 млрд рублей, а бюджету – 1,2 трлн рублей. Если «расширенный» ОПЕК и в дальнейшем сможет столь же успешно влиять на формирование цен на энергоносители, то прогноз МЭА о том, что доходы от продажи нефти и газа уже никогда не достигнут уровней 2010–2015 гг., представляется не таким уж неизбежным. Заметим, что уже по итогам 2017 г. России удалось существенно нарастить свои валютные резервы, подняв их выше уровня кризисного 2014 г. (см. рис. 8).

Хочется надеяться, что все эти позитивные тенденции в новом году лишь укрепятся. И всё же, к конструктивным предложениям и даже критике западных экспертов, причём не только МЭА, стоит прислушаться, тем более когда они касаются в том числе и диверсификации экономики в целом. Например, исследователи Jamestown Foundation с некоторым удивлением отмечают, что наблюдаемые российские рекорды по добыче нефти лишь на 1,7% выше результатов 1989 г. В то же время Казахстан в 2017 г. добывал «чёрного золота» в 3,3 раза больше, чем в 1989 г., а Азербайджан (чьи месторождения считались в СССР наиболее истощёнными) в 2,9 раза больше, чем в 1990-м.

Отмечается также, что даже после 20 лет непрерывного увеличения инвестиций в добывающую отрасль коэффициент извлечения сырья на российских месторождениях в среднем составляет лишь 28–33%, что значительно ниже мирового уровня. Например, аналогичный показатель британских операторов достигает 42–43%. Согласно подсчётам Jamestown Foundation, повышение коэффициента нефтеотдачи хотя бы до среднеевропейского уровня теоретически позволит России увеличить добычу как минимум на 800 тыс. барр./сут (+7% к достигнутому объёмам). При этом нет необходимости дожидаться, пока цены на нефть поднимутся до 120 долл./барр. и выше, что (по оценкам Forbs) позволило бы России нарастить производство «чёрного золота» на 20–30% за счёт разработки арктических месторождений.

Как видим, наряду с диверсификацией российской экономики в целом, у её сырьевой составляющей есть ещё и собственные скрытые резервы – остаётся только эффективно ими воспользоваться. ■



Рынок нефти: кто диктует цены

Fotolia

Чем больше Запад пытается усилить давление на Россию, тем чаще получает обратный результат

Константин СЕРГЕЕВ

Судя по трезвым оценкам западных экспертов, возможности США по бесконтрольному манипулированию мировым рынком энергоносителей постепенно уходят в прошлое. На смену этой монополии пришёл «неожиданный» (для Вашингтона) союз России и Саудовской Аравии, которые предпринимают согласованные меры по защите интересов производителей конвенциональных нефти и газа (см. рис.). Стоит обратить внимание, что комментарии, касающиеся реагирования котировок на нерыночные катализаторы (вроде введения санкций, попыток государственных переворотов и ракетных ударов по странам-производителям), на графике скромно опущены.

За последние 12 месяцев цены продемонстрировали особо многочисленные взлёты и падения: стартовав с 66,87 долл./барр. в начале 2018-го, котировки Brent достигли своего максимума – 86,29 доллара – в первых числах октября. После этого к началу новогодних праздников они упали до 54,10 долл./барр., чтобы вновь перевалить за 60 долларов в январе нынешнего года. Конечно, рынок знает всё, однако его колебания в большинстве случаев зависят от действий, а порой даже от нескольких слов отдельных людей. Кто же они?

ЛИДЕРЫ МИРОВОГО ВЛИЯНИЯ

Согласно данным популярного рейтинга Forbes, по итогам 2018 г. первое место в списке самых влиятельных персон планеты досталось Генеральному секретарю Компартии Китая и по совместительству председателю КНР Си Цзиньпину. Этим он обязан мартовским изменениям Конституции страны, которые расширили его полномочия и сняли ограничения по срокам пребывания у власти.



Рис. Динамика цен на нефть марки Brent (долл./барр.) и основные причины её изменения



Источник: Oilprice.com



сле ввода очередной порции антииранских санкций (с 6 ноября). Практически одновременно Международное энергетическое агентство опубликовало доклад о возрастающих рисках шести крупных нефтедобывающих государств (включая Россию и Саудовскую Аравию), побуждая их в кратчайшие сроки предпринять самые активные меры по диверсификации основных источников пополнения бюджета.

Словно прислушавшись к рекомендациям из Белого дома и МЭА, нефтяные котировки после этого ускорили своё снижение. Оно стало ещё более стремительным после того, как США предоставили сразу восьми странам отсрочку по введению санкций за экспорт иранской нефти. Переломить ситуацию смогло лишь очередное, принятое 7 декабря решение «ОПЕК+» по уменьшению объёмов добычи. И хотя цены на нефть после этого всё же продолжили своё проседание, протестировав к рождественским праздникам уровень в 50 долл./барр., с первых же дней нового 2019 г. тенденция сменилась на восходящую. Таким образом, пока рынок более чутко прислушивается к реальным действиям «расширенного ОПЕК», нежели к прогнозам МЭА и призывам его руководителя.

Мохамед бин Салман. Наследный принц Саудовской Аравии и по совместительству председатель Совета по вопро-



сам экономического развития страны оказывает на рынок энергоносителей как косвенное, так и непосредственное влияние. К первому западные эксперты относят поддержку проправительственных сил в гражданской войне на территории



Президент России Владимир Путин, который возглавлял рейтинг в течение четырёх лет подряд, теперь занял второе место. Тем не менее эксперты Forbes в очередной раз подчёркивают «беспрецедентно» длительный срок абсолютного лидерства российского руководителя, а также рекордный уровень (почти 77% голосов) при его последнем переизбрании на президентский пост.

Президент США Дональд Трамп за год пребывания в должности опустился со второго места на третье. Отмечаются трудности, с которыми он сталкивается при проведении своих законодательных инициатив через Конгресс, многочисленные скандалы, связанные с его бизнесом и личной жизнью, а также продолжающееся расследование его «антиамериканской» деятельности.

Что же касается влияния непосредственно на нефтяной рынок, то здесь мы также встретим этих трёх мировых лиде-

ров, но уже на других позициях. Так, специалисты консалтинговой компании Divergente LLC (США) в декабре прошлого года предложили оригинальную версию перечня наиболее значимых персон, которые своими заявлениями и принятыми решениями наиболее эффективно (хоть и не всегда эффективно) воздействовали на динамику нефтяных котировок в 2018 г.

Кого слушают цены?

Фатих Бироль. В силу своей должности главы Международного энергетического агентства (МЭА) традиционно возглавил рейтинг влиятельных особ, к чьему мнению внимательно прислушиваются мировые рынки энергоносителей. Осенью 2018 г. он выступил с довольно мрачными прогнозами по объёмам спроса на «чёрное золото» в 2019 г. и предостерёг основных его производителей от сокращения производства, призвав их сохранить «здоровый смысл». При этом он в очередной раз отметил ограниченность резервных мощностей Саудовской Аравии и подчеркнул, что уровень цен, сложившихся к началу ноября (70–75 долл./барр.) и без того достаточно высок, чтобы ограничить дальнейшее увеличение спроса.

Заметим, что этот призыв главы МЭА на тот момент вполне соответствовал чаяниям и надеждам Белого дома, который опасался резкого взлёта цен на топливо в США из-за подорожания сырой нефти по-

соседнего Йемена, обещания блокировать Катар «десятилетиями», а также реальные шаги по диверсификации экономики «Нефтяного королевства» (программа Vision 2030). Ко второму – его роль в принятии ОПЕК решения в очередной раз сократить производство нефти. При этом подчёркивается последовательная позиция принца в укреплении сотрудничества с Россией и успешные результаты его личных переговоров с Президентом РФ Владимиром Путиным.

Халид Аль Фалих. Министра энергетики Саудовской Аравии (а в недавнем прошлом – президента Национальной нефтя-



ной компании Saudi Aramco) на Западе считают в основном техническим исполнителем воли высшего руководства страны. Тем не менее его заявления с повышенным вниманием отслеживают как массмедиа, так и биржевые аналитики. Как и Мохамеда бин Салмана, Халида Аль Фалиха считают тесно связанным с российским руководством. Ему также склонны приписывать успех присоединения России к июньскому и декабрьскому (2018 г.) решениям ОПЕК о сокращении добычи.

С его позиций связывают также сокращение экспорта саудовской нефти в Соединённые Штаты, что расценивается как попытка воздействовать на мировые цены путём «манипулирования объёмами нефтяных запасов США – самыми востребованными и прозрачными показателями в мире». Такое утверждение вряд ли нуждается в комментариях – до последнего времени США сами вполне успешно занимались подобными манипуляциями и вряд ли простят кому-либо попытки нарушить это своё исключительное право. К тому же, несмотря на постоянное повторение западными экспертами мантры о «похуевших» запасах углеводородов в Саудовской Аравии, Королевство (устаи своего министра энергетики) неизменно подчёркивает готовность компенсировать любые недостающие объёмы «чёрного золота» на рынке.

Дональд Трамп. Президент США в прошедшем году прославился неожиданны-



ми сообщениями в Твиттере, которые в большинстве случаев демонстрировали способность мгновенно поднимать или обрушивать нефтяные котировки. Комбинируя кнут (санкции) и пряник (временные отсрочки и исключения по их применению), американский президент преподнёс рынку (и основным конкурентам по его освоению) немало сюрпризов.

При этом вплоть до декабря 2018 г. его краткие и всегда неожиданные твиты оказывали влияние не только на рыночные настроения, но и на фундаментальные данные о возможном балансе спроса и предложения. Однако затем успехам американского президента в «твит-регулировании» цен, похоже, пришёл конец. «Надеюсь, ОПЕК сохранит объёмы добычи на прежнем уровне, без сокращения. Мир больше не хочет видеть, да и не нуждается в более высоких ценах» – твитнул было Д. Трамп накануне декабрьской встречи «ОПЕК+» в Вене. Однако с подачи России и Саудовской Аравии расширенный состав мирового нефтяного клуба всё же принял иное решение...

«КРИЗИСНЫЕ УПРАВЛЯЮЩИЕ»

Николас Мадуро. Несмотря на крайне сложное положение, в котором (не без активной помощи США) сегодня оказалась Венесуэла, влияние её президента на энергорынок по-прежнему сохраняется. Устро-



ив экономический и максимально обострив политический кризис в своей «нефтяной кладовой», Вашингтон теперь обвиняет Н. Мадуро в чрезмерно резком падении добычи, что способствует дальнейшему росту цен и играет на руку ОПЕК. До-

полнительную тревогу США вызывают расширение сотрудничества Венесуэлы с Россией, а также попытка латиноамериканской страны ввести в обращение новую валюту – петро. Самое удивительное, что подобные шаги «венесуэльского диктатора» почему-то оказались неожиданными для Белого дома, хотя все предпосылки для этого наблюдались уже давно.

Однако Соединённые Штаты не оставляют надежды вернуть себе Венесуэлу вместе с её рекордными запасами углеводородов: 23 января президентом страны объявил себя лидер оппозиции Хуан Гуайдо, которого оперативно признали США, Канада и большинство членов Организации американских государств. Заметим, что если попытка государственного переворота в Венесуэле станет успешной, то имя нового главы государства вряд ли появится в списках самых влиятельных персон нефтяного рынка.

Халифа Хафтар. Этого маршала, командующего Ливийской Народной Армией, в западных медиа всё чаще называют новой версией М. Каддафи и всерьёз про-



чат в будущие диктаторы Ливии, где ещё в начале 2018 г. реальное восстановление добычи и экспорта «чёрного золота» представлялось сомнительным, но к осени эти опасения развеялись, главным образом благодаря решительным действиям подразделений Х. Хафтара по освобождению портов так называемого Нефтяного полумесяца. Более того, теперь именно он считается ключевой фигурой в объединении Ливии, отчаянные усилия к которому прилагают Италия и Франция. На фоне усиления антииранских санкций США, Рим и Париж ожесточённо конкурируют за право возглавить этот процесс, однако и тут, похоже, не обойдётся без Москвы, «любимчиком» которой называется Х. Хафтар западная пресса.

Между тем, из перечня стран с непредсказуемыми объёмами нефтедобычи (где она долгое время находилась вместе с Ираном, Венесуэлой и Нигерией) Ливия постепенно превращается в «спасительницу Европы» и достаточно перспек-

тивный источник увеличения поставок для достижения баланса спроса и предложения на мировом рынке.

С оглядкой на Россию

Владимир Путин. Несмотря на наличие топ-менеджеров во всех национальных нефтегазовых компаниях, Президент России остаётся для Запада энергетическим ньюсмейкером № 1. Помимо соглашений с Саудовской Аравией и ОПЕК, которые показали возможность эффективного управления нефтяными ценами в ушедшем году и предопределили их динамику на первую половину 2019 г., к победам российского президента относят успешное (несмотря на противодействие) продвижение проектов «Турецкий поток» и «Северный поток – 2».

Не меньшее внимание уделяется и тому, как В. Путина отвечает на жалобы его американского коллеги: «Президент Трамп говорит, что, по его мнению, цены на нефть слишком высоки. Возможно, он отчасти прав в своих оценках... Но, если ты хочешь найти виновника роста цен на нефть, Дональд, тебе нужно посмотреть в зеркало». Примечательно, что последнюю часть цитаты западные издания обычно приводят в сильно смягчённой редакции вроде: «...подобные цены на нефть в определенной степени являются результатом действий администрации США».

Игорь Сечин. Глава компании «Роснефть» считается западной прессой второй по степени влияния персоной в государстве после В. Путина. Кстати, рост по-



казателей компании связывают с «беспощадными» действиями И. Сечина, прозванного русским Дартом Вейдером, на посту её исполнительного директора.

Что касается нефтяных котировок, то достаточно громкий резонанс в США вызвали совместные оценки руководства «Роснефти» и российского Минфина, согласно которым при цене 50–40 долл./барр. большая часть сланцевых месторождений становится нерентабельной. Тема оказалась ещё более актуальной из-за того, что накануне новогодних праздников цены на WTI нырнули до 42,5 долл./барр. После этого амери-

канские медиа запестрели заголовками типа «Пятьдесят долларов за баррель не убьют сланцевую нефть США». При этом о возможных последствиях длительного пребывания котировок вблизи отметки 40 долл./барр. отраслевые эксперты страны всё же предпочитали не упоминать...

Фигуры влияния

Илон Маск. Основатель компаний Tesla, SpaceX и автор проекта Solar City, скорее всего, удивился бы, узнав о том, что попал в рейтинг людей, определяющих судьбы нефтяного рынка. Тем не менее наращивание выпуска электромобилей, сопровож-



даемое мощной рекламной кампанией с применением самого современного «экологического оружия», всерьёз беспокоит производителей традиционного топлива. В долгосрочной же перспективе этот фактор может ограничить рост спроса на углеводородное сырьё. Тем более что примеру Tesla намерены последовать и другие автомобилестроительные компании. Конечно, утверждать, что дни нефтегазовой отрасли сочтены, пока преждевременно. Но теперь её представители вынуждены более чутко реагировать на новые инициативы в области альтернативной энергетики.

Ещё трое наших великих современников не вошли в основной рейтинг влияния по версии Divergente LLC, однако заслужили в нём почётное упоминание.

Председатель КНР Си Цзиньпин. Принятое китайским руководством в июне 2018 г. решение отказаться от льготных тарифов и государственного финансирования программы развития солнечной энергетики дало ясный сигнал о том, что КНР сохраняет долгосрочный курс на увеличение потребления углеводородов. А значит, борьба за перспективный рынок Поднебесной будет обостряться.

Джастин Трюдо. В минувшем году премьер-министру Канады так и не удалось урегулировать противоречия между провинциями Альберта и Британская Колумбия по вопросу прокладки новой очереди нефтепровода Kinder Morgan – Trans



Mountain. Недостаточно решительная поддержка главой правительства программы расширения экспортных мощностей привела к серьёзному ограничению поставок канадской нефти на НПЗ Соединённых Штатов. Как следствие, цены марки Western Canadian Select по сравнению с WTI упали до исторического минимума и национальные нефтедобывающие компании понесли убытки, которые вряд ли удастся компенсировать и в 2019 г.

Александр Новак. Заявления главы российского Минэнерго признаны одними из самых эффективных по степени воздействия на настроения западных массмедиа. Наряду с Халидом Аль Фалихом его называют создателем новой международной структуры, которая позволяет управлять ценами на нефть, регулируя объёмы её предложения. При этом особо отмечается, что без России возможности



ОПЕК по воздействию на рынок представляются весьма ограниченными, а в некоторых случаях – и неэффективными.

Как видим, в перечень дюжины влиятельных лиц, к которым чутко прислушивается рынок нефти, включено сразу трое наших соотечественников. Это довольно много, учитывая традиционный эгоцентризм западных (в особенности, американских) профильных исследований. При этом всё чаще (хоть и неохотно) признаётся ведущая роль РФ в формировании устойчивых ценовых тенденций на рынке. Ну что же, это неплохой результат на пятом году действия экономических санкций и упорных попыток добиться международной изоляции России. Ждём соответствующего продолжения в 2019 г.!



Россия сохраняет позиции

К вопросу о зависимости стран Европейского союза от внешних поставок сырой нефти и роли импорта из РФ

Людмила РАЗУМНОВА,
доктор экономических наук

Начало новой эпохи в энергетике вопреки прежним пессимистичным прогнозам о приближающемся полном исчерпании углеводородных запасов характеризуется их глобальным профицитом. Он основан на появлении технологических инноваций, позволивших вовлечь в хозяйственный оборот различные виды возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и неконвенциональных залежей углеводородов¹. Одновременно всё большее число стран устанавливают цели, связанные с повышением энергоэффективности своих энергетических систем. Это привело к ужесточению условий конкуренции на мировом рынке нефти и реструктурированию системы мировой торговли энергоносителями.

Россия наряду с Саудовской Аравией является крупнейшим поставщиком сырой нефти на мировой рынок и основным её экспортёром в страны ЕС, зависимость которых от внешних поставок достигает 87–88%. Нефть в этом регионе в краткосрочной перспективе останется жизненно важным

источником энергии, при этом чрезвычайно высокая внешняя нефтяная зависимость рассматривается европейскими регуляторами в контексте возрастающих рисков ввиду значительных поставок из геополитически нестабильных регионов, к которым отнесена Россия².

Снижение этих рисков связывается с политикой, направленной на более широкое использование ВИЭ, повышение энергоэффективности, всё более активное вовлечение потребителей энергии в регулирование энергетического рынка³, а также диверсификацию источников поставок и развитие замещающей инфраструктуры⁴, что актуализирует проблему сохранения позиций российских экспортёров нефти на европейском сегменте рынка.

¹ Мастепанов А. М. Энергетический профицит – новая реальность // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом. 2014. № 1. С. 5–6.

² Mid-term evaluation of Council Directive 2009/119/EC imposing an obligation on Member States to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products. Brussels, 24.11.2017. SWD (2017) 438 final EUROPEAN COMMISSION. P. 2.

³ Speech by Commissioner Miguel Arias Cañete at the 4th EU Energy Summit: International geopolitical uncertainties: brakes or accelerators for the EU energy transition? URL: http://europa.eu/rapid/press-release_SPEECH-18-3242_en.htm

⁴ A Study on Oil Dependency in the EU. A report for Transport and Environment. July 2016. URL: https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_07_Study_EU_oil_dependency.pdf. P.17.

Мировой рынок нефти в 2010–2017 гг.

Мировой рынок нефти в 2010–2017 гг. развивался на фоне устойчивых темпов роста глобальной экономики (3,8%) и неуклонного повышения производства «чёрного золота», за исключением непродолжительного падения в 2009 г. (на 2,7%). По данным BP, в этот период мировая добыча возросла с 3981,4 до 4387,1 млн т, или на 10,2% (см. табл. 1). По прогнозам, ожидаемый прирост мирового производства в 2018 г. составит около 1,5–1,7 млн барр./сут за счёт увеличения её добычи в других странах, в том числе в США – на 1,1 млн барр./сут.⁵

Производство сырой нефти в России также уверенно возрастало вплоть до 2017 г. – с 512,5 до 554,4 млн т, исключая кратковременное снижение в 2008–2009 гг. в период мирового финансового кризиса. Замедление роста добычи стало происходить в 2017 г. (пик достигнут в сентябре 2016 г.) в связи с участием РФ в сделке «ОПЕК+», которую она выполнила более чем на 100%. Благодаря тому что снижение добычи проходило в условиях оптимизации инвестиционных потоков, Россия выполнила этот договор без значительных потерь. В результате добыча сократилась на 0,2%⁶, причём более чем на 60% за счёт трёх крупных ВИНК – «Сургутнефтегаза», «ЛУКОЙЛа» и «Роснефти»⁷, снизивших активность на старых месторождениях Западной Сибири. По предварительным данным, в 2018 г. добыча сохранилась на уровне 2017 г.⁸, хотя свободные мощности позволяют увеличить её на 200 тыс. барр./сут. Согласно оценкам зарубежных аналитиков, к 2020–2021 гг. производство нефти в России может возрасти до 12 млн барр./сут, или примерно на 1 млн барр./сут за счёт запуска новых проектов⁹.

В то время как как производство нефти в России в последнее десятилетие росло невысокими темпами (около 1,3%), в США и Канаде оно увеличивалось на 6% и 3,8% в год соответственно. Одновременно добыча в Европе продолжала со-

Табл. 1. Производство и потребление нефти в отдельных странах мира в 2010–2017 гг., млн т

Регионы	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
США								
Производство	332,7	344,8	393,8	447,0	522,5	565,3	543,1	571,0
Потребление	850,1	834,9	817,0	832,1	838,1	856,5	865,1	870,1
Канада								
Производство	160,3	169,8	182,6	195,1	209,4	215,6	218,6	236,3
Потребление	101,1	104,3	102,3	103,5	103,7	100,3	102,2	103,6
Европа								
Производство	196,7	179,4	164,5	156,1	157,3	164,3	165,6	162,6
Потребление	734,2	713,6	689,3	675,6	663,8	681,2	697,2	708,3
В том числе ЕС								
Производство	93,6	81,3	72,7	68,1	67,0	71,5	70,6	69,2
Потребление	665,0	645,5	619,9	602,8	592,3	601,9	614,9	624,1
Россия								
Производство	512,5	519,6	526,9	532,3	535,1	541,9	555,9	554,4
Потребление	133,3	142,2	144,6	144,3	152,4	144,9	147,5	147,8
Мир								
Производство	3981,4	4009,5	4120,8	4125,3	4223,0	4355,2	4377,1	4387,1
Потребление	4076,0	4117,1	4167,9	4219,5	4252,6	4331,6	4408,6	4469,7

Источники: составлено автором по BP Statistical Review of World Energy June 2018. London, UK: June 2018. URL: <http://www.bp.com>

кращаться (–4%) и в 2000–2017 гг. снизилась практически в два раза – с 332,5 до 162,6 млн т, в том числе в странах ЕС – с 93,6 до 69,2 млн т, то есть более чем на 35%. В результате зависимость европейской экономики от внешних поставок энергетических ресурсов и альтернативных источников энергии существенно возросла¹⁰.

Спрос на нефть в Европе вплоть до 2014 г. имел тенденцию к снижению. Так, в 2006–2014 гг. потребление сократилось с 795,2 до 663,8 млн т, или на 16,5%, в том числе в странах ЕС – с 725,1 до 592,3 млн т, или на 18,3%. В целом же в 2010–2017 гг. спрос увеличился с 4076,0 до 4469,7 млн т, или всего на 10%, тогда как, например, в странах АТР на 23%.

Описанная динамика отражает существенные сдвиги в мировом энергопотреблении. Часть регионов и всё большее число стран выходят на понижающую траекторию энергопотребления, несмотря на продолжающийся экономический рост, а цены на энергоресурсы устанавливаются на более низком уровне.

Однако страны ЕС, несмотря на своё стремление снизить зависимость от внешних источников энергоресурсов, в текущем десятилетии не смогли достичь этой цели. В 2010–2016 гг. их зависимость от импорта основных углеводородов увеличилась с 52,7 до 53,6%, а по

сравнению с 1990 г. она возросла на 10%. Одни страны, такие как Кипр, Люксембург и Мальта, в последние годы сохраняют зависимость на уровне около 100%. В Чехии, Греции, Венгрии, Польше и Румынии она существенно повысилась. Устойчивая падающая динамика наблюдается только в Эстонии и Великобритании (см. табл. 2).

Согласно BP, в 2010–2017 гг. мировые поставки сырой нефти увеличились с 7397 до 8611 тыс. барр./сут, или на 16,4%. Доля российских экспортёров на глобальном рынке снизилась с 13,4% до 12,7% на фоне более быстрого роста экспорта из других стран. Например, США с 2013 г. стали поставлять на внешние рынки на 32% нефти больше, чем вывозила Канада в 2017 г. В результате доля американской нефти в мировом экспорте возросла с 3,9% до 8,2%. В Европе тенденция падения импорта, характерная для прошедшего десятилетия, в 2011 г. сменилась на противоположную: в 2010–2017 гг. импортные потоки увеличились с 1949 до 3281 тыс. барр./сут.

Россия оставалась вторым крупнейшим экспортёром в мире и в отдельные годы занимала первую позицию на рынке. Так, в 2017 г. ей удалось обогнать лидера, Саудовскую Аравию, благодаря действию соглашения по ограничению добычи нефти и возможности нарастить поставки в АТР, заместив часть поставок

⁵ Нефтяная отрасль: итоги 2017 года и краткосрочные перспективы // Энергетический бюллетень. Январь 2018 г. – С. 14–18.

⁶ По данным Минэнерго России на 0,1%, до 546,7 млн т.

⁷ Нефтяная отрасль: итоги 2017 года и краткосрочные перспективы // Энергетический бюллетень. Январь 2018 г. – С. 14–18.

⁸ См.: <https://oilcapital.ru/article/general/23-03-2018/v-2018-godu-ob-em-dobychi-nefti-v-rf-ostanetsya-na-urovne-2017-goda-s-vozmozhnyim-upadkom>

⁹ Кутузова М. Рост и ограничения российской добычи. Анализ и прогноз // Нефть России. 17 декабря 2018 г. См.: <https://neftrossii.ru/content/rost-i-ogranicheniya-rossiyskoy-dobychi>

¹⁰ BP Statistical Review of World Energy June 2018. London, UK: June 2018. URL: <http://www.bp.com/>

¹¹ Нефтяная отрасль: итоги 2017 года и краткосрочные перспективы // Энергетический бюллетень. Январь 2018 г. – С. 14–18.

Табл. 2. Энергетическая зависимость стран ЕС в 2013–2016 гг., %*

		1990 г.	2010 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
	ЕС (28 стран)	44,3	52,7	53,1	53,4	53,9	53,6
	Еврозона (19 стран)	57,5	62	60	60,2	62,3	61,9
1.	Бельгия	75,1	78,2	77,4	80	84,3	76
2.	Болгария	62,8	39,6	37,7	34,5	35,4	37,2
3.	Чехия	15,3	25,5	27,7	30,3	32,1	32,7
4.	Дания	45,8	–15,7	12,3	12,4	13,4	13,9
5.	Германия	46,5	60,3	62,7	61,8	61,9	63,5
6.	Эстония	45,1	13,6	11,9	9,2	7,3	6,8
7.	Ирландия	68,6	86,6	89,1	85,3	88,6	69,1
8.	Греция	62	69,1	62,2	66,2	71,7	73,6
9.	Испания	63,1	76,7	70,4	72,9	73,3	71,9
10.	Франция	52,4	48,9	47,9	45,9	45,7	47,1
11.	Хорватия	39,8	46,6	47,1	43,8	48,3	47,8
12.	Италия	84,7	82,6	76,8	75,9	77,1	77,5
13.	Кипр	98,3	100,8	96,3	93,2	97,7	96,2
14.	Латвия	88,9	45,5	55,9	40,6	51,2	47,2
15.	Литва	71,7	81,8	78,3	78	78,4	77,4
16.	Люксембург	99,5	97,1	97,1	96,5	95,9	96,1
17.	Венгрия	49	56,4	49,6	59,3	53,3	55,6
18.	Мальта	100	99	104,1	97,7	97,3	100,9
19.	Нидерланды	24,1	29,9	25,7	32,7	51,4	45,8
20.	Австрия	68,5	63,2	61,3	65,8	60,5	62,4
21.	Польша	0,8	31,3	25,6	28,6	29,2	30,3
22.	Португалия	84,1	75,1	72,4	71,2	77,3	73,5
23.	Румыния	34,3	21,9	18,5	17,1	17,1	22,3
24.	Словения	45,7	48,7	46,9	44,5	48,8	48,4
25.	Словакия	77,5	63,1	59,2	60,9	58,7	59
26.	Финляндия	61,2	47,8	48,6	48,9	47,4	45,3
27.	Швеция	38,2	36,9	32	32,2	30	32
28.	Великобритания	2,4	29	47,1	46,1	37,3	35,3

Источники: Country datasheets August 2018 update – European Commission.

URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/countrydatasheets_august2018.xlsx

*Энергетическая зависимость = чистый импорт/валовое потребление энергии внутри страны + бункерное топливо на международных перевозках. Чистый импорт рассчитывается как суммарный импорт за вычетом общего экспорта. Валовой объем внутреннего потребления определяется как внутреннее производство + поставки из других источников + бункерное топливо на международных перевозках + изменения в запасах. Энергетическая зависимость может быть отрицательной в случае чистых стран-экспортёров, положительные значения свыше 100% указывают на накопление запасов в течение базисного года.

из стран ОПЕК¹¹. Этому также способствовали снижение ставки таможенной пошлины, рост цен на нефть и сокращение рентабельности переработки (в результате налогового манёвра).

Однако российский экспорт сырой нефти в отдельные периоды 2010–2017 гг. имел разнонаправленную динамику. По данным ВР, в 2010–2014 гг. поставки на мировой рынок сократились с 250,7 до 223,4 млн т, или примерно на 11%. Затем, к 2017 г., они увеличились до 277,2 млн т. Рост экспорта в 2015–2017 гг. (на 13,1%) был обусловлен налоговым манёвром (см. табл. 3).

Анализ динамики цен в исследуемый период подтверждает, что ожидания высоких нефтяных котировок, связанные с исчерпанием её традиционных запасов, не оправдались. Повышательный ценовой тренд в динамике цен, который начался в 1999 г., прежде всего подвижный

ция отражает результат действия ряда факторов, определивших перебалансировку мирового рынка энергетических ресурсов, включая рынок нефти:

- изменение потоков поставок;
- трансформацию институциональных рамок;
- повышение эффективности всей производственной цепочки на основе технологических инноваций;
- коммерциализацию в возрастающих размерах неконвенциональных углеводородов и альтернативных источников энергии.

Развитие мирового рынка нефти в рассматриваемый период проходит в условиях постоянно возникающих дисбалансов. В отдельные годы физический спрос значительно превышает предложение или, наоборот, становится избыточным¹². Такая ситуация возникла, например, в начале 2016 г., когда значительный избыток предложения из-за беспрецедентно высоких запасов нефти в странах ОЭСР в 2015 г. спровоцировал падение цен до 35 долл./барр. В свою очередь, этому способствовали более высокие, чем прогнозировалось, темпы падения спроса в Европе, продолжительный рост добычи в США и её существенный прирост в Иране, Ираке и Саудовской Аравии. Крупные производители нефти, перешедшие к стратегии захвата рынков, предлагали азиатским и европейским покупателям сырьё по ценам с большим дисконтом и даже по отрицательной цене. Последовавшее затем сокращение добычи в США и в странах –

Табл. 3. Динамика экспорта нефти из РФ и цен на нефть в 2010–2017 гг.

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.	2017 г.
Экспорт нефти из РФ								
Данные ВР, млн т	250,7	244,5	240,0	236,6	223,4	261,9	274,0	277,2
Данные ЦДУ ТЭК, млн т	247,0	242,1	239,6	234,9	221,6	242,9	254,0	257,0
Цена сорта Brent, долл./барр.	79,50	111,26	111,67	108,66	98,95	52,39	43,73	54,19

Источники: составлено автором на основе BP Statistical Review of World Energy June 2018. London, UK: June 2018.

URL: <http://www.bp.com/>

Нефтегазовый сектор РФ: основные тенденции. См.: <https://www.finam.ru/analysis/forecasts/neftegazovyy-sektor-rf-osnovnyie-tendencii-20180405-144248/>

ЦДУ ТЭК. См.: http://www.cdu.ru/tek_russia/articles/1/471/

высокими темпами роста азиатских экономик, завершился историческим пиком в 2012 г. на среднегодовом уровне 111,67 долл./барр. (или на 121,24 долл./барр. в ценах 2017 г.). На следующем этапе мировые цены при сохранении высокой волатильности установились на более низком уровне, соответствующем показателям предкризисного периода 2006–2007 гг. – 50–70 долл./барр. Эта тенден-

участниках соглашения «ОПЕК+» позволило сбалансировать рынок на уровне 50–55 долл./барр.

Таким образом, в этот период сложился новый механизм балансировки мировых цен, который определяется двумя

¹² Прим.: уточним, что существенные вариации цен являются проявлением не только дисбалансов на рынке физической нефти, но и несовершенства рынков «бумажной нефти» (товарных деривативов).

крупнейшими участниками рынка – США и ОПЕК, выполняющими с начала второй волны «сланцевой революции» принципиально различные роли. США, имея возможность в течение краткосрочного периода запускать инвестиционные проекты и изменять объёмы добычи, поддерживают баланс спроса и предложения с точки зрения долгосрочной структурной трансформации нефтяного рынка. А политика ОПЕК доказывает свою эффективность в кратко- и среднесрочной перспективе.

Динамика и структура импорта нефти ЕС в 2013–2017 гг.

По данным ВР, в 2010–2017 гг. импорт нефти в Европе в соответствии с общей тенденцией мирового рынка увеличился с 1949 до 3281 тыс. барр./сут. Согласно данным Евросоюза, годовые поставки нефти в страны ЕС в 2013–2017 гг. возросли с 3570,6 до 3842 млн барр., или на 7%, при незначительном снижении (на 1,6%) в 2016 г. (см. табл. 4).

На европейский рынок приходится 61,4% внешних поставок российской нефти, тогда как около 29% экспортируется в страны АТР (включая КНР), и эта доля постоянно возрастает. Так, доля Китая в российском экспорте в 2012–2017 гг. увеличилась с 9 до 14%¹³.

Как видно из данных табл. 4, динамика российского экспорта в ЕС в 2013–2017 гг. была неравномерной – в 2015-м и 2016 г. он увеличился на 6,8 и 6,3% соответственно, в 2014-м и 2017 г. – снижался на 6,8 и 7%.

По оценкам Thompson Reuters, в 2018 г. отгрузка сырой нефти из портов Балтии и Чёрного моря сократилась (на 14,7 и 3,7 млн т соответственно). Это обусловлено более высокой доходностью азиатских рынков и ростом внутренней переработки¹⁴.

В 2013–2017 гг. в региональной структуре импорта нефти ЕС произошли незначительные изменения. Крупнейшими поставщиками оставались страны СНГ, но их доля сокращалась дважды: в 2014 г. – с 42% до 40% и в 2017 г. – с 43,7% (максимум за период) до 40,7%. В то же время увеличилась доля стран Ближнего и Среднего Востока – с 13,7% до 22,1% и Америки – с 4,9% до 6,1%.

¹³ В 2018 г. объём добычи нефти в РФ останется на уровне 2017 г. с возможным упадком. См.: <https://oilcapital.ru/article/general/23-03-2018/v-2018-godu-ob-em-dobychi-nefti-v-rf-ostanetsya-na-urovne-2017-goda-s-vozmozhnym-upadkom>

¹⁴ Там же.

Табл. 4. Динамика экспорта нефти из России в ЕС (28 стран) в 2013–2017 гг.

	2013 г.		2014 г.		2015 г.		2016 г.		2017 г.	
	Млн барр.	%	Млн барр.	%	Млн барр.	%	Млн барр.	%	Млн барр.	%
Импорт ЕС, всего	3570,6	100	3652,9	100	3825,2	100	3765,2	100	3842,6	100
Экспорт, млн барр.	1132,5	31,7	1055,6	28,9	1127,8	29,5	1198,9	31,8	1115,5	29,0
Темп прироста, %	–		–6,8		6,8		6,3		–7,0	
Экспорт, млн т*	174,3		145,7		149,8		167,6		165,7	
Экспорт, млрд евро	109,9		79,4		51,3		45,7		56,9	

* Без учёта нефти, произведённой из газоконденсата.

Источники: составлено и рассчитано автором по EU Crude Oil Imports and supply cost. URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/eu-crude-oil-imports> и Eurostat data base.

URL: https://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=EU_imports_of_energy_products_-_recent_developments

Табл. 5. Структура экспорта нефти в страны ЕС по регионам мира в 2013–2017 гг.

Регионы	2013 г., млн барр.	%	2014 г., млн барр.	%	2015 г., млн барр.	%	2016 г., млн барр.	%	2017 г., млн барр.	%
Мир										
Импорт ЕС	3570,6	100	3652,9	100	3825,2	100	3765,2	100	3842,6	100
Африка	909,4	25,5	883,3	24,2	949,7	24,8	108,7	2,9	724,1	18,8
Америка	174,2	4,9	208,7	5,7	197,5	5,2	214,6	5,7	232,5	6,1
АТР	0,3	0,01	1,5	0,04	–	–	–	–	–	–
Европа	498,9	14,0	563,8	15,4	470,3	12,3	467,9	12,4	472,2	12,3
СНГ	1500,3	42,0	1462,3	40,0	1559,1	40,8	1644,7	43,7	1565,2	40,7
Ближний Восток	487,5	13,7	532,8	14,6	648,7	16,7	780,5	20,7	848,4	22,1
Другие страны	–	–	0,6	0,02	0,02	0	1,7	0,05	0,2	0,01

Источники: составлено автором по EU Crude Oil Imports and supply cost. URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/eu-crude-oil-imports>

Поставки из стран АТР прекратились в 2015 г. (см. табл. 5).

Россия и Норвегия на протяжении всего рассматриваемого периода оставались главными поставщиками нефти на рынок ЕС.

Как член Европейского экономического пространства (ЕЭП), Норвегия тесно сотрудничает с ЕС в деле сокращения выбросов парниковых газов. В ходе энергетического диалога обе стороны координируют энергетическую политику, в том числе в области исследований и технологического развития, а также в отношениях с другими странами-производителями энергоресурсов. Норвегия также является крупным производителем гидроэлектростанций, которую можно будет экспортировать в ЕС в большем количестве, если будет построена необходимая инфраструктура¹⁵.

Однако если доля Норвегии в 2013–2017 гг. возросла с 10,9 до 12%, то доля России сократилась с 31,7 до 29,0%. Саудовская Аравия опустилась с третьего места в 2013 г. (9,1%) на пятое в 2017 г. (6,8%). В 2014–2015 гг. третье место занимала Нигерия (9,0% и 8,4%), 2016–2017 гг. – Ирак (8,1% и 8,4%). Казахстан

(5,5% и 7,1%), также являясь крупным поставщиком на европейский рынок, за исключением 2015-го и 2017 г., занимал пятое место (см. табл. 6).

Крупнейшими покупателями нефти в ЕС в 2013–2017 гг. оставались пять стран (по убыванию объёмов) – Германия, Испания, Франция, Италия и Нидерланды. Германия на протяжении всего периода сохраняет лидерство, но её доля сократилась с 15,8% до 12,9%. Испания постепенно уступила второе место Италии, которая увеличила свою долю с 10,7% до 12,3%, тогда как Испания сохраняет её на уровне 12%. Франция и Нидерланды занимают стабильно четвёртую и пятую строчки – менее 11% (см. табл. 7).

Крупнейшим импортёром российской нефти является Германия, её доля остаётся в диапазоне 4,8–6,3%. Второй крупный покупатель – Польша (3,7–4,5%), но в 2016–2017 гг. она уступила своё место и 1% рынка Нидерландам (3,5–4,5%). Бельгия стабильно занимает четвёртую строчку – 2,4–2,9%.

Перспективы сокращения потребления нефти в ЕС

Несмотря на то что ЕС добился значительного прогресса в области использования возобновляемых источников энергии и энергоэффективности, зависимость от импорта углеводородного сырья остаётся

¹⁵ Сайт Европейской комиссии. См.: <https://ec.europa.eu/energy/en/topics/imports-and-secure-supplies/supplier-countries>

Табл. 6. Крупнейшие страны – источники импорта нефти в ЕС в 2013–2017 гг.

Страна	2013 г., млн барр.	%	Страна	2014 г., млн барр.	%	Страна	2015 г., млн барр.	%	Страна	2016 г., млн барр.	%	Страна	2017 г., млн барр.	%
Импорт ЕС, всего	3570,6	100		3652,9	100		3825,2	100		3765,2	100		3842,6	100
1. Россия	1132,5	31,7	Россия	1055,6	28,9	Россия	1127,8	29,5	Россия	1198,9	31,8	Россия	1115,5	29,0
2. Норвегия	389,9	10,9	Норвегия	461,4	12,6	Норвегия	446,5	11,7	Норвегия	453,3	12,0	Норвегия	460,4	12,0
3. С. Аравия	323,9	9,1	Нигерия	329,2	9,0	Нигерия	320,2	8,4	Ирак	306,1	8,1	Ирак	320,8	8,4
4. Нигерия	296,8	8,3	С. Аравия	323,7	8,9	С. Аравия	308,7	8,1	С. Аравия	298,3	7,9	Казахстан	291,2	7,6
5. Казахстан	211,0	5,9	Казахстан	237,9	6,5	Ирак	281,6	7,4	Казахстан	269,4	7,1	С. Аравия	261,0	6,8

И с т о ч н и к: составлено автором по EU Crude Oil Imports and supply cost. URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/eu-crude-oil-imports>

Табл. 7. Крупнейшие страны – импортёры нефти в ЕС в 2013–2017 гг.

2013 г.	%	2014 г.	%	2015 г.	%	2016 г.	%	2017 г.	%
ЕС, всего	100		100		100		100		100
1. Германия	15,8	Германия	15,1	Германия	15,0	Германия	14,7	Германия	12,9
2. Испания	11,6	Испания	11,4	Италия	12,0	Испания	11,9	Италия	12,3
3. Франция	11,1	Италия	10,7	Испания	11,8	Италия	11,8	Испания	12,0
4. Италия	10,7	Франция	10,7	Франция	10,9	Франция	10,7	Франция	10,8
5. Нидерланды	9,5	Нидерланды	9,9	Нидерланды	10,2	Нидерланды	10,0	Нидерланды	9,7
В том числе из России									
1. Германия	6,2	Германия	5,7	Германия	6,0	Германия	6,3	Германия	4,8
2. Польша	4,5	Польша	4,4	Польша	4,4	Нидерланды	5,0	Нидерланды	4,5
3. Нидерланды	3,5	Нидерланды	2,8	Нидерланды	3,3	Польша	4,0	Польша	3,7
4. Бельгия	2,4	Бельгия	2,3	Бельгия	2,1	Бельгия	2,3	Бельгия	2,9

И с т о ч н и к: составлено и рассчитано автором по EU Crude Oil Imports and supply cost. URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/eu-crude-oil-imports>

очень высокой. Будущие сценарии показывают, что страны – члены ЕС, станут производить меньше ископаемых видов топлива и с учётом падающей добычи в Европе темпы снижения их нефтяного импорта будут отставать от темпов сокращения потребления. В 2016 г. зависимость ЕС от зарубежных поставок составляла около 88% – по нефти, 70% – по природному газу и 40% – по твёрдому топливу. В Евросоюзе полагают, что основная проблема для ЕС заключается в секторе природного газа. Его рынок остаётся фрагментированным, тогда как рынки нефти и угля являются глобальными конкурентными рынками с гибкими и множественными вариантами транспортировки и большим количеством поставщиков.

Вместе с тем, нефть продолжает доминировать в транспортном секторе ЕС, в то время как её потребление в производстве электроэнергии и отоплении сократилось. По данным Евростата, автомобильный транспорт на 95%, а железнодорожный – на 33% зависит от нефтепродуктов. В общем конечном спросе на нефтепродукты транспорт составляет 65%, в том числе автомобильный – 54%¹⁶.

Принятая в ЕС стратегия сокращения выбросов парниковых газов предполагает снижение потребления нефти путём снижения спроса на нефтепродукты на транспорте и перехода на альтернативные виды энергии¹⁷. Однако, исходя из текущих тенденций, нефть останется важным источником энергии на ближайшие десятилетия, хотя ожидается снижение потребления в абсолютном выражении¹⁸.

Прогнозируется, что к 2030 г. потребление нефти сократится примерно на треть от уровня 2005 г.¹⁹ Согласно последнему базовому сценарию ЕС²⁰, зависимость стран Евросоюза от импорта нефти в 2050 г. достигнет 97%. Вклад транспорта в общий конечный спрос на нефть (энергетический и неэнергетический) к 2050 г. составит около 67%²¹.

¹⁷ Communication from the Commission to the European Parliament, the Council, the European Economic and Social Committee and the Committee of the Regions, A European Strategy for Low-Emission Mobility (SWD (2016) 244 final). URL: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX%3A52016DC0501>

¹⁸ EU Reference Scenario 2016 Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ef2016_report_final-web.pdf

¹⁹ IMPACT ASSESSMENT Accompanying the Proposal for a revised Directive on Energy Efficiency SWD/2016/0405 final

²⁰ EU Reference Scenario 2016, Energy, transport and GHG emissions Trends to 2050. URL: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/ef2016_report_final-web.pdf

²¹ Там же.

Более значительное снижение использования нефти в ближайшие десятилетия прогнозируется в сценарии моделирования PRIMES EUCO30, согласно которому в 2030 г. выбросы парникового газа сократятся на 40%, доля ВИЭ достигнет 27%, а энергоэффективность повысится на 30%.

В 2030 г. в транспортной сфере нефтепродукты по-прежнему продолжат обеспечивать около 90% потребностей, в 2050 г. – 86%, несмотря на политику в области ВИЭ и развития замещающих нефть альтернативных видов топлива.

Хотя нефтепродукты продолжают широко использоваться в течение последующих десяти лет, после 2030 г. спрос на них будет сокращаться из-за общего повышения энергоэффективности, а доля в неэнергетическом секторе расти. Согласно новым оценкам экспертов ЕС, стоимость импорта нефтепродуктов в 2021–2030 гг. снизится на 19 млрд евро в год по сравнению с более ранним сценарием²². Ожидается также, что целевой показатель энергоэффективности значительно повысит безопасность поставок.

²² IMPACT ASSESSMENT Accompanying the Proposal for a revised Directive on Energy Efficiency SWD/2016/0405 final

¹⁶ Mid-term evaluation of Council Directive 2009/119/EC imposing an obligation on Member States to maintain minimum stocks of crude oil and/or petroleum products.

ДИФФЕРЕНЦИАЦИЯ ВНЕШНИХ ПОСТАВЩИКОВ В ЕС

В политике ЕС выделяют четыре основных направления по снижению его зависимости от импорта нефти, в том числе:

- концептуальные основы Энергетического союза (The Energy Union Framework);
- Стратегия энергетической безопасности (The Energy Security Strategy);
- Директива о запасах нефти (The Oil Stocks Directive);

• регулирование выбросов парниковых газов автомобильным транспортом (Vehicle Emissions Regulation).

Каждое из этих направлений постоянно развивается и дополняется новыми регламентами по мере появления новых вызовов и угроз. Существующие риски зависимости стран ЕС от импортной нефти оцениваются по таким параметрам, как:

- доля от общего спроса на энергию и удельный вес в ВВП;
- количество источников поставок и потенциал для производства сырой нефти и/или нефтепродуктов внутри страны;
- риски перебоев с поставками;
- наличие необходимой инфраструктуры и географические факторы, позволяющие государствам-членам адаптироваться к нехватке поставок, например путём переключения на альтернативные источники²³.

Руководство ЕС полагает, что в последние годы риски безопасности поставок нефти в ЕС возросли. Это связано с тем, что источники поставок сместились в сторону более геополитически нестабильных регионов. К числу таковых относятся Северная Африка (регион с наибольшими геополитическими рисками), Россия (рыночная доля которой существенно возросла в 2001–2015 гг. – с 22% до 30% – и является доминирующей), а также Ближний Восток²⁴.

Согласно оценкам Всемирного банка и исследованию Cambridge Econometrics, проведённому в 2016 г., первый регион имеет индекс риска более 7 баллов, тогда как два других – чуть более 6. Норвегия, чей индекс риска составляет чуть более 2 баллов, оценивается как наименее рискованный поставщик в ЕС. Наиболее подверженными риску безопасности поставок признаются

Табл. 8. Индекс рыночной власти Германии, Нидерландов, Польши и Бельгии от внешних поставщиков нефти в 2013-м и 2017 г.

		2013 г.			2017 г.			Изменение	2005 г.*
		ННІ 6	Доля двух стран, %	Доля РФ, %	ННІ 6	Доля двух стран, %	Доля РФ, %		
1.	Польша	0,929	99,7	96,3	0,642	84,8	79,9	↓	–
2.	Бельгия	0,257	66,5	45,4	0,292	68,8	48,4	↑	0,358
3.	Нидерланды	0,190	52,6	36,4	0,259	62,2	45,9	↑	0,227
4.	Германия	0,197	52,1	39,1	0,184	50,8	37,4	↓	0,290

Источники: рассчитано автором по EU Crude Oil Imports and supply cost. URL: <https://ec.europa.eu/energy/en/data-analysis/eu-crude-oil-imports>

*Источник: Edward Christie. Oil and Gas Dependence of EU-15 Countries wiiw Research Reports/343. December 2007. URL: <https://wiiw.ac.at/oil-and-gas-dependence-of-eu-15-countries-dlp-451.pdf> Table 9. P. 16.

члены ЕС, которые импортируют сырую нефть по трубопроводам из одной страны²⁵.

Наибольший риск безопасности поставок нефти наблюдается в Словакии, Венгрии и Чехии (индекс более 4 баллов), так как эти члены ЕС на 100% зависят от экспорта сырья из России и, следовательно, имеют ограниченные возможности по замене поставщика в случае перебоев поставок из РФ. Напротив, страны с крупными морскими портами, такие как Бельгия, Болгария, Дания, Германия, в случае нарушения поставок имеют больше возможностей для импорта нефти из других государств. В Великобритании и Дании снижение рисков происходит вследствие наличия собственных мощностей по добыче «чёрного золота».

Среди крупнейших импортёров российской нефти – Германии, Нидерландов, Польши и Бельгии (см. табл. 8) – Польша и Германия имеют средний индекс геополитического риска – более 3 и 2 баллов соответственно, среди остальных членов ЕС обе эти страны имеют минимальный удельный вес нефти, импортируемой по морю – около 40% и 30% соответственно²⁶.

Получить представление о том, как изменялась нефтяная зависимость этих стран с точки зрения уровня диверсификации поставщиков, можно с помощью исследования динамики индекса концентрации Херфиндаля – Хиршмана (ННІ 6) на основе данных о поставке сырой нефти из шести крупнейших государств-экспортёров, не входящих в ЕС.

Как видно из данных табл. 8, максимальный индекс концентрации в 2017 г.

имела Польша – 0,929, далее шли Бельгия – 0,292, Нидерланды – 0,259 и Германия – 0,184. Аналогичный результат можно получить, если рассчитать доли двух крупнейших поставщиков нефти на рынках этих стран. Так, в 2017 г. максимальный объём импорта в Польшу приходится на Россию и Ирак – 84,4%, в Бельгии – на РФ и Саудовскую Аравию (68,8%), в Нидерландах – РФ и Ирак (62,2%).

Сравнение данных, полученных в 2017 г., с аналогичными показателями 2013 г. позволяет сделать два основных вывода. Во-первых, процесс диверсификации в группе крупнейших импортёров российской нефти имел разнонаправленную динамику. В Польше и Германии индекс Херфиндаля – Хиршмана снижался, соответственно на 0,287 и 0,013 пункта, что свидетельствует об усилении уровня диверсификации рынка. А в Бельгии и Нидерландах этот показатель вырос на 0,035 и 0,069 соответственно, что говорит о снижении уровня диверсификации и росте зависимости от российской нефти.

Причины такой динамики различны. Так, в Польше существенно увеличилось количество поставщиков: кроме России, Норвегии и Казахстана (поставки крайне малы) на польский рынок в значительных объёмах стали экспортировать нефть Ирак, Иран и США. В Германии объёмы поставляемой нефти начали распределяться более равномерно среди шести крупнейших экспортёров, и их доля в общем импорте несколько уменьшилась. В Бельгии и Нидерландах увеличилась доля крупнейшего поставщика – России, причём этот рост существенен, почти на 10%.

При сравнении с результатами ранее проведённого в 2007 г. аналогичного исследования Эварда Кристи становится очевидным, что уровень концентрации импорта в Германии и Бельгии в 2017 г. стал существенно ниже, чем в 2005 г., тогда как в Нидерландах он повысился.

Диверсификация поставщиков нефти особенно важна для Германии и Польши,

²³ A Study on Oil Dependency in the EU. A report for Transport and Environment. July 2016. URL: https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_07_Study_EU_oil_dependency.pdf. P. 17.

²⁴ A Study on Oil Dependency in the EU. A report for Transport and Environment. July 2016. URL: https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_07_Study_EU_oil_dependency.pdf. Figure 3.1 Average geopolitical risk in oil-exporting regions (Index, a higher number corresponds to higher geopolitical risk). P. 18.

²⁵ Commission's press release on 9 January 2007, on cuts in oil supplies from Russia via Belarus. URL: http://europa.eu/rapid/press-release_IP-07-24_en.htm?locale=en; URL: <http://www.europarl.europa.eu/sides/getDoc.do?type=WQ&reference=E-2016-005178&language=EN>

²⁶ A Study on Oil Dependency in the EU. A report for Transport and Environment. July 2016. URL: https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_07_Study_EU_oil_dependency.pdf. Figure 3.1 Average geopolitical risk in oil-exporting regions (Index, a higher number corresponds to higher geopolitical risk). P. 20–21.

так как, согласно приведённому выше исследованию Cambridge Econometrics, именно эти две страны имеют наибольшие риски, связанные с импортом нефти. Это обусловлено невысокой долей сырья, поставляемого посредством морской транспортировки, и, следовательно, меньшей гибкостью при смене поставщиков в непредвиденных обстоятельствах²⁷.

Как видно из данных табл. 9, четыре рассматриваемые страны ЕС имеют высокую зависимость от импорта нефти – в диапазоне от наименьших 94,5% в Польше до максимальных 99,7% в Германии. По сравнению с аналогичными показателями 2010 г. о сколько-нибудь существенном их снижении можно говорить лишь в отношении Польши, и то за исключением 2015 г., когда её зависимость возросла до 100,5%.

ПЕРСПЕКТИВЫ ЭКСПОРТА НЕФТИ ИЗ РФ

В описанных нами новых условиях развития нефтяного рынка российский экспорт сохранял положительную динамику, за исключением кризисных 2008–2009 гг. и 2014 г. Динамика нефти за последнюю четверть века свидетельствует о существенном усилении экспортной ориентации нефтяной отрасли РФ. Доля чистого экспорта, включая нефтепродукты, в 1990–2017 гг. возросла с 47,7 до 73,1%. Это связано с целым комплексом факторов:

- увеличением абсолютных объёмов экспорта;
- сокращением внутреннего потребления из-за трансформации экономики в результате рыночных реформ;
- повышением эффективности использования сырья;
- замещением нефтепродуктов природным газом²⁸.

Дальнейшее развитие отрасли будет зависеть от эффективности привлечения в неё необходимых инвестиций. По расчётам ИНЭИ РАН, если необходимый объём инвестиций в геологоразведку для прироста запасов и расширения добычи не будет привлечён, то в критическом сценарии быстрая выработка старых месторождений приведёт к тому, что добы-

Табл. 9. Энергетическая зависимость от импорта сырой нефти* Бельгии, Германии, Нидерландов и Польши в 2010–2016 гг., %

	2010 г.	2011 г.	2012 г.	2013 г.	2014 г.	2015 г.	2016 г.
ЕС, всего, в том числе	84,6	85,7	88,0	88,0	87,9	88,4	87,4
1. Бельгия	97,3	97,1	98,6	97,5	97,6	97,1	96,7
2. Германия	97,7	96,8	98,1	96,9	94,4	98,0	98,9
3. Нидерланды	98,4	97,2	97,4	94,8	96,5	100,5	94,5
4. Польша	99,9	100,3	99,7	100,1	100,1	100,0	99,7

*Включая газоконденсат.

Источники: составлено автором по Country datasheets August 2018 update – European Commission.

См.: https://ec.europa.eu/energy/sites/ener/files/documents/countrydatasheets_august2018.xlsx

ча в 2040 г. не превысит 443 млн т в год²⁹. Это почти на 110 млн т ниже уровня 2017 г. В этом случае Россию ожидает падение экспорта уже после 2020 г.

В вероятном сценарии, в случае если прирост запасов к 2040 г. составит не менее 6 млрд т, добыча достигнет пика в 2020–2025 гг. на уровне 560 млн т, а к 2040 г. сократится до 480 млн т в год.

В наиболее благоприятном для России сценарии в течение 25 лет она должна нарастить более 10 млрд т запасов. Это связано с интенсификацией геологоразведочных работ за счёт применения новых технологий. Максимальный объём добычи в этом сценарии составит 515 млн т к 2040 г. По прогнозу ВР, производство нефти³⁰ до 2040 г. будет расти гораздо быстрее, чем в 1990–2016 г. (0,7% в год против 0,3%) и увеличится на 17%³¹.

В случае реализации последних двух сценариев, согласно ИНЭИ РАН, российский экспорт станет расти сначала за счёт увеличения добычи, а с 2020 г. – за счёт снижения объёма переработки и сокращения вывоза за рубеж нефтепродуктов. Однако уже после 2030 г. падение добычи приведёт к сокращению экспорта.

Доля российских экспортёров на западных рынках сократится при любом варианте развития событий, в том числе в Европе – с 33% в 2015 г. до 20–23% в 2040-м. На восточном направлении РФ продолжит наращивать экспорт, в результате её доля в китайском импорте возрастет с 13% в 2015 г. до 18% к 2040 г.

Влияние западных антироссийских санкций

Основными факторами сдерживания расширения экспорта, помимо негативной экономической конъюнктуры и низ-

кого уровня цен на нефть, станут технологические ограничения в результате действия западных санкций.

Секторальные санкции против РФ, введенные в 2014 г. рядом стран (включая США и ЕС), состоят в ограничении финансирования нефтегазовых компаний, а также запрете на экспорт в РФ товаров, услуг и технологий для добычи нефти в Арктике, на глубоководном шельфе и на сланцевых месторождениях. Это поставило под угрозу долгосрочное развитие отрасли³².

Существенными особенностями санкций является, во-первых, их экстерриториальное воздействие. Это означает недопущение экономического сотрудничества российских компаний с резидентами третьих стран, способными компенсировать ущерб от санкций или обойти их. А во-вторых, предусмотренная стратегия поэтапного ужесточения санкций.

Так, помимо уже принятых американских законов UFGA и CAATSA³³, в 2019 г. может быть введен в действие DETER Act, предполагающий, среди прочих мер, заморозку активов «Роснефти», «Газпрома» и «ЛУКОЙЛа».

Заложенный в санкционных актах США экстерриториальный принцип ставит компании и банки из других стран перед дилеммой – заплатить большой штраф за нарушение запретов и принять участие в прибыльном проекте или отказаться от участия в нём. В принципе страны ЕС имеют правовые инструменты, ко-

²⁷ A Study on Oil Dependency in the EU. A report for Transport and Environment. July 2016. URL: https://www.transportenvironment.org/sites/te/files/publications/2016_07_Study_EU_oil_dependency.pdf. P. 20–21.

²⁸ Нефтегазовый сектор РФ: основные тенденции. См.: <https://www.finam.ru/analysis/forecasts/neftegazovyyi-sektor-rf-osnovnye-tendencii-20180405-144248/>

²⁹ Галкина А. А., Грушевенко Д. А., Кулагин В. А., Миронова И. Ю., Митрова Т. А. Перспективы развития мировых рынков углеводородов в период до 2040 г. и их влияние на российский ТЭК // Мировая энергетика и геополитика: проблемы и перспективы развития. – 2016. – Выпуск 6. См.: http://www.energystategy.ru/editions/source/ep_62016.html

³⁰ Включая традиционную нефть, сланцевую нефть, нефтеносные пески, газоконденсат, жидкое топливо, полученное из угля и газа, продукты переработки, но исключая биотопливо.

³¹ BP Energy Outlook 2018. Country and regional insights – Russia. <https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook/country-and-regional-insights/russia-insights.html>

³² Первоначально санкции имели характер ограничительных мер в отношении действий России, подрывающих или угрожающих территориальной целостности, суверенитету и независимости Украины, и имели в качестве основной цели принуждение РФ к выполнению Минских соглашений. В 2015–2018 гг. санкции не только продлевались каждые полгода после оценки реализации минских соглашений, но и расширялись в связи с обвинениями российского руководства в организации кибератак с целью вмешательства в выборы США, Франции и Германии, применении химического оружия на территории Великобритании, строительством Керченского моста и др. Меры в отношении экономического сотрудничества ЕС продлены до 31 января 2019 г., в отношении Крыма до 23 июня 2019 года.

³³ CAATSA – закон «Countering America's Adversaries Through Sanctions Act» 2017 года, UFGA – закон «Ukraine Freedom Support Act» 2014 года.

торые способны защитить европейские компании от американских штрафов путём применения блокирующих регламентов³⁴. Однако, как показывает анализ событий последних двух лет, европейские компании и банки предпочитают не вступать в противоречия с Белым домом.

Самым быстрым негативным эффектом от санкций стал уход с российского рынка западных компаний, которые принимали участие в реализации проектов по добыче неконвенциональной нефти и газа. Например, ExxonMobil вышла из проекта «Роснефти» по разработке Приновоземельских участков и участка Туапсинского прогиба. Total приостановила участие в проекте «ЛУКОЙЛа» по освоению трудноизвлекаемой нефти баженовской свиты. Shell покинула проект «Газпрома» по разработке Южно-Киринского месторождения – потенциального поставщика газа на сахалинский завод по производству СПГ.

Первой реакцией на ограничение доступа к финансированию стали попытки российских компаний расширить сотрудничество в данной сфере с Китаем, Индией и другими странами, не применяющими санкции против РФ. Китайские банки уже предоставили финансирование на кредитных условиях своим фирмам, занимающимся производством оборудования для завода по сжижению газа в рамках проекта «Ямал СПГ». Однако в 2018 г. США ввели санкции и против Китая, обвиняя его в использовании недопустимых методов ведения международной торговли, краже интеллектуальной собственности и т. д. Это значительно осложнило китайско-российское сотрудничество, так как некоторые банки Поднебесной были вынуждены присоединиться к американским санкциям.

Следующим шагом российского правительства стала разработка политики импортозамещения с целью снижения импортной составляющей в наиболее важных сферах производства, включая нефтегазовое и энергетическое машиностроение, сервисные услуги, производство сжиженного газа и нефтепереработку. Представленные в начале 2015 г. планы по импортозамещению предполагают снижение к 2020 г. зависимости от зарубежных поставок в этих отраслях. Однако, как показывает анализ, максимальное сокращение импортной зависи-

мости может составить от 15–20% в нефтегазовом машиностроении и сервисных услугах до 40% в нефтепереработке, где зависимость от западных технологий по отдельным пунктам достигает 100%³⁵.

Высокая зависимость от зарубежных поставок (до 95%) наблюдается ещё в двух сферах – разработке шельфа и производстве технологий и оборудования для повышения нефтеотдачи пласта. При этом действие санкций в данных отраслях имеет различный временной лаг. Если отсутствие необходимых технологий для шельфовой добычи может повлиять на её снижение в долгосрочной перспективе, то невозможность повышать пластовое давление для интенсификации добычи на старых месторождениях Западной Сибири и Волго-Уральского региона скажется уже в кратко- и среднесрочном периоде³⁶.

В 2014–2017 гг. санкции не повлияли на показатели добычи нефти в России, что объясняется долгосрочным характером инвестиций и незначительным объёмом добычи, подпадающей под санкции. Но санкционные ограничения будут ощущаться после 2020 г., когда добыча нефти в РФ станет замедляться.

Понимая критическую необходимость поддержки НГК, государство предоставляет различные преференции крупным проектам. Так, консорциуму³⁷, реализующему проект «Ямал СПГ», были предоставлены налоговые каникулы на 12 лет, в том числе по НДС, экспортной пошлине на газ и импортной пошлине на оборудование, а также кредит в размере 2,4 млрд долларов из Фонда национального благосостояния. «Газпромбанк» и «Сбербанк» открыли кредитную линию на 3,6 млрд долларов. Благодаря такой мощной финансовой поддержке в проекте пока остаётся Total, несмотря на то что основной акционер «Ямал-СПГ» – «НОВАТЭК» – находится под санкциями.

Таким образом, секторальные санкции способны оказать существенное негативное воздействие на динамику российского экспорта энергоресурсов, сдерживая технологическое развитие и снижая конкурентоспособность отрасли во всех звеньях производственно-сбытовой цепочки. Очевидно, что в среднесрочной перспективе добиться полного импорто-

замещения необходимых технологий, товаров и услуг не представляется возможным и целесообразным. Вместе с тем, технологическая отсталость и зависимость от импорта западных технологий не являются фатальными, о чём свидетельствует быстрота, с которой российские компании освоили западные технологии горизонтального бурения. Так, в 2017 г. объёмы добычи за счёт применения во всё возрастающих масштабах этой технологии «Роснефтью», «Сургутнефтегазом», «ЛУКОЙЛом» и «Газпром нефтью» возросли на 27%³⁸.

Проведённое исследование показало, что, несмотря на появление новых угроз в виде западных санкций, Россия имеет возможности для наращивания нефтедобычи, а следовательно, и экспорта. В течение последних пяти лет РФ смогла сохранить свои позиции на основном для неё рынке стран ЕС, в том числе в странах, являющихся крупнейшими покупателями в этом регионе. Это произошло вопреки стратегии Европейского союза, нацеленной на сокращение потребления углеводородов и диверсификацию их внешних поставок.

Последние пять лет процесс диверсификации импорта нефти в страны ЕС имел разнонаправленную динамику. Выявлены значительные различия между государствами – членами Евросоюза, с точки зрения геополитических рисков. Особое внимание следует обратить на страны Восточной Европы, которые больше всего подвержены риску перебоев поставок сырой нефти.

Приверженность европейских регуляторов климатической политике, предполагающей в будущем полный переход к чистым источникам энергии, а также отнесение России к геополитически нестабильным регионам существенно снижают конкурентные преимущества российских поставщиков. Это обуславливает необходимость продолжения изучения проблемы нефтяной зависимости ЕС. Актуальность данной проблемы доказывают серьёзные дискуссии между руководством ЕС и России по поводу реализации проекта строительства газопровода «Северный поток – 2» и Транскаспийского газопровода. ■

³⁴ Блокирующий регламент № 2271/96, принятый 22 ноября 1996 г. по поводу американских санкций против Кубы, Ливии и Ирана, был расширен в июне 2018 г. и может быть использован ЕС в случае иранской сделки, из которой США вышли в 2018 г.

³⁵ Энергетический бюллетень. Выпуск № 27. Август 2015 г. С. 13.

³⁶ Там же.

³⁷ В состав консорциума входят «НОВАТЭК» (50,1%), Total (20%), китайская CNPC (20%) и китайский «Фонд шёлкового пути» (9,9%).

³⁸ Кутузова М. Рост и ограничения российской добычи. Анализ и прогноз // Нефть России. 17 декабря 2018 г. См.: <https://neftrossii.ru/content/rost-i-ogranicheniya-rossiyskoy-dobychi>



В энергетическом сердце страны

Реализация проектов по производству СПГ стала катализатором развития арктических территорий России

Юрий БАНЬКО

С воздуха завод «Ямал СПГ» в темноте полярной ночи напоминает освещённый яркими огнями компактный город со зданиями-высотками (некоторые из модулей газосжижающего завода достигают в высоту 50 м, а это высота как минимум 15-этажного дома), раскинувшийся на бескрайних просторах ямальской тундры на берегу Обской губы.

Здесь не слышен детский смех – детей здесь попросту нет, здесь не увидишь гуляющие семейные пары – их в Сабетте нет по определению, здесь абсолютный сухой закон и возможность покурить только в специально отведённых помещениях. Здесь работают. И детский смех, и семья, и все радости жизни на Большой земле будут после 45-дневной вахты. Здесь превращают природный газ в сжиженный, обеспечивая потребителей экологически чистым топливом, а страну – валютной выручкой.

МЕГАПРОЕКТ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ЗНАЧЕНИЯ

За сутки до прибытия премьер-министра Дмитрия Медведева для участия в отгрузке первой партии сжиженного газа с третьей очереди завода «Ямал СПГ» в Сабетту прилетели журналисты из 25 стран и 11 российских регионов. Они приняли участие в Международном циркумплярном конгрессе средств массовой информации «Арктический медиамир» (Arctic Media World), организованном Министерством иностранных дел, правительством Ямало-Ненецкого автономного округа, Союзом журналистов России и руководством ПАО «НОВАТЭК».

Приглашение иностранных журналистов было отнюдь не случайным. Несмотря на санкции, многие зарубежные

компании принимают участие в реализации крупномасштабных проектов в арктических регионах России. К сожалению, не всегда до иностранных читателей, телезрителей и радиослушателей, пользователей Интернета доводится объективная информация. Проведение конгресса позволит пробить брешь в стене замалчивания и искажения фактов.

Три часа в воздухе на борту А-320 чартерного рейса Москва – Сабетта, и мы спускаемся по трапу на бетонку аэродрома полуострова Ямал, земля которого на глубине 400–500 м скована вечной мерзлотой. Сегодня трудно поверить, что здесь шесть лет тому назад была голая тундра. За столь короткое время в рамках государственно-частного партнерства построены завод «Ямал СПГ», вахтовый посёлок, аэропорт и морской порт.

В строительстве завода «Ямал СПГ» и всех инфраструктурных объектов участвовали более 60 тыс. человек, 700 предприятий из 55 регионов нашей страны и представители 15 зарубежных стран.

Восьмого декабря 2017 г., ровно через четыре года после принятия инвестиционного решения по строительству завода «Ямал СПГ», Президент России Владимир Путин в присутствии министра энергетики Судовской Аравии Халида аль Фалиха, президента Total Патрика Пуянне, главного управляющего Фонда Шёлкового пути Ван Яньжи, главы «Газпрома» Алексея Миллера и главы «НОВАТЭКа» Леонида Михельсона дал старт отгрузке первой партии сжиженного природного газа на танкер-газовоз «Кристоф де Маржери».

Выступая на совещании по вопросам реализации проектов по производству СПГ, Владимир Путин назвал «Ямал СПГ» мегапроектом, подтверждающим статус России как одной из ведущих мировых энергетических держав. Президент отметил, что «Ямал СПГ» открывает новые горизонты для развития нефтегазовой отрасли, формирует высокотехнологичные рабочие места, обеспечивает загрузку смежных предприятий, создаёт основу для сбалансированного освоения Арктики и Северного морского пути. Прошёл всего год, а на экспорт уже ушло несколько десятков танкеров-газовозов с 7 млн т СПГ.

12 декабря 2018 г. премьер-министр Дмитрий Медведев дал команду на заполнение танкера «Кристоф де Маржери» сжиженным природным газом, произведённым уже на третьей очереди завода. К слову, этот танкер отличается от всех восьми уже построенных судов-газовозов (из запланированных 15) тем, что на но-

су судна по просьбе родственников трагически погибшего президента французской компании Total нарисованы усы, которые носил Кристоф де Маржери.

Дмитрий Медведев отметил, что вывод завода на полную мощность – это общий успех компании «НОВАТЭК» и партнёров – Total, китайской корпорации CNPC, Фонда Шёлкового пути.

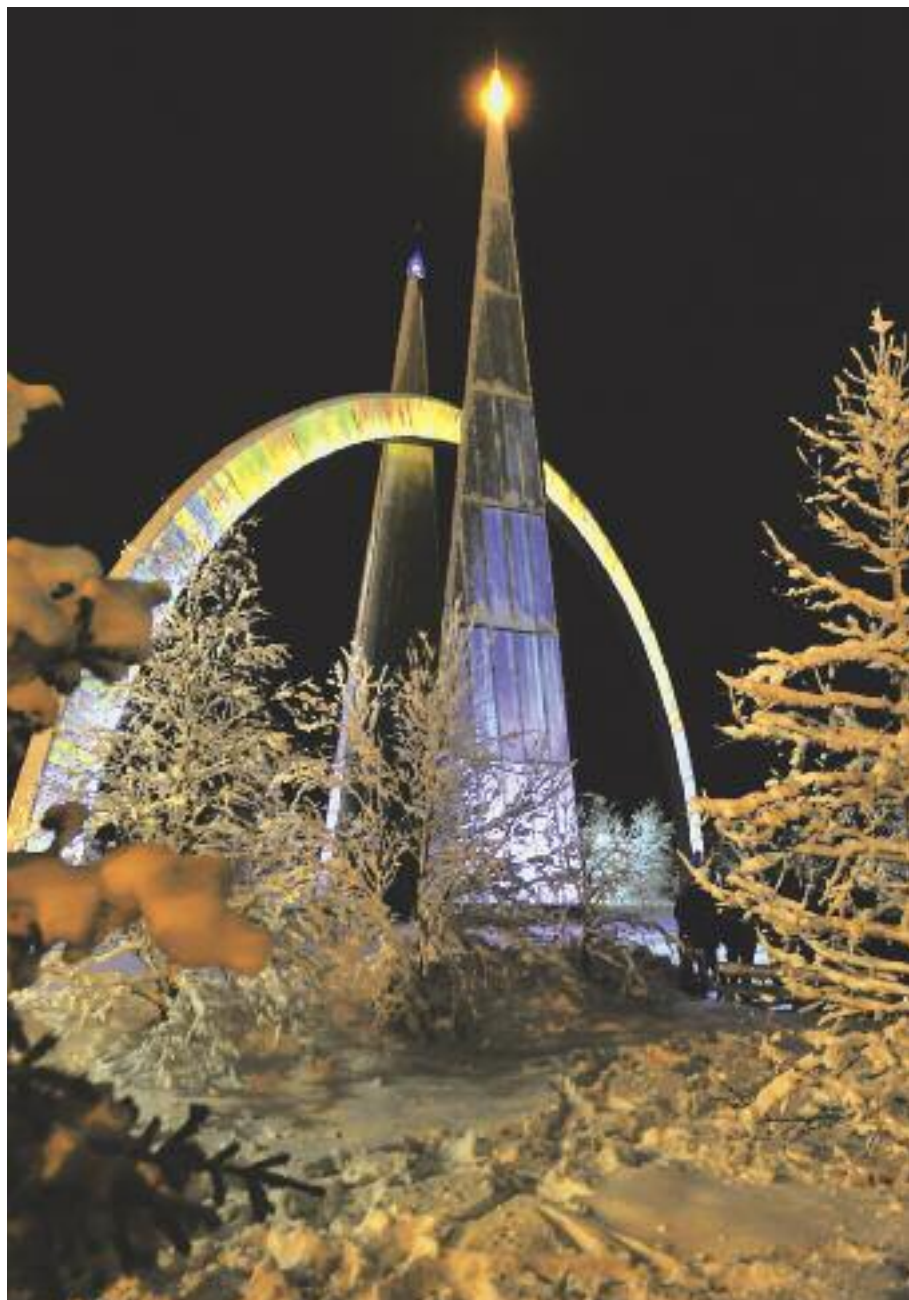
Чудо техники

Но давайте вернёмся к самому проекту «Ямал СПГ». Говоря о его реализации, нельзя не сделать экскурс в не столь далёкое прошлое. 11 октября 2010 г. распоря-

жением Правительства РФ № 1713-р был принят комплексный план по развитию производства сжиженного природного газа на полуострове Ямал, на базе Южно-Тамбейского месторождения газа.

Окончательное инвестиционное решение по строительству завода «Ямал СПГ» было принято 8 декабря 2013 г. В финансировании проекта приняли участие: «НОВАТЭК» – 50,1% китайские CNPC – 20% и Фонд Шёлкового пути – 9,9%, французская Total – 20%, Фонд национального благосостояния России.

Первая свая в вечную мерзлоту полуострова Ямал забита 24 апреля 2014 г.



Стела «Полярный круг»



Подрядчиком по строительству производственных объектов выступила компания Yamgaz SNC, совместное предприятие французской компании Technip и японской JGC Corporation. С китайской Offshore Oil Engineering был заключён контракт на поставку оборудования по сжижению природного газа. Для трёх очередей завода построили 142 технологических модуля, которые доставлялись в Сабетту на специальных судах. Модули представляли собой конструкции размером 45 • 35 м и высотой до 50 м. Самый крупный модуль весил 7200 т. Всего же при строительстве завода использовано 770 тыс. т металлоконструкций. Для сравнения, масса металлоконструкций знаменитой Эйфелевой башни составляет 7300 т.

Модульное строительство позволило возвести завод в кратчайшие сроки, с опережением графика. Вообще, у простого человека, впервые увидевшего завод, вызывает шок хитросплетения тысяч километров труб различного диаметра, кабельных линий, огромных механизмов. Начинаешь восхищаться гением человеческого разума и трудом тех, кто создавал это чудо техники.

Последние модули поступили на завод 13 сентября 2017 г. Всего за период с



Губернатор ЯНАО Дмитрий Артюхов

2015-го по 2017 г. для доставки модулей в порт Сабетта потребовалось совершить 34 рейса крупнотоннажных судов.

У американской фирмы GE было заказано турбокомпрессорное оборудование, а у Air Products – главные криогенные теплообменники. Компания Siemens поставила оборудование для ТЭЦ – газотурбинные блоки мощностью 47 МВт каждый.

В январе 2014 г. был подписан контракт с французской компанией Vinci на строительство четырёх хранилищ СПГ ёмкостью 160 тыс. м³ каждое. Они заслу-

живают особых слов. В условиях вечной мерзлоты каждый из четырёх резервуаров построен на основании из 948 свай глубиной 24 м. Стены резервуаров имеют высоту 50 м, диаметр 80 м. Газ хранится при температуре –163 °С.

Собственно говоря, все объекты завода «Ямал СПГ», посёлка, аэропорта и морского порта построены на сваях. А для того чтобы создать «подушку» из грунта, было уложено 29 млн м³ песка. Построили и три резервуара для газоконденсата ёмкостью 50 тыс. м³ каждый.

Проект разработки месторождения предусматривает бурение 208 скважин на 19 кустовых площадках. Первый объём СПГ был произведён 9 ноября 2017 г., а 29 ноября ОАО «Ямал СПГ» получило государственное разрешение на ввод в эксплуатацию основных технологических объектов первой очереди завода. 5 декабря того же года началось производство на первой линии мощностью 5,5 млн т в год. Первая партия СПГ была отправлена газозовом «Кристоф де Маржери» в Великобританию.

Наблюдая за этой операцией из Архангельска по прямой линии, Владимир Путин сказал: «Если мы будем действовать в таком же ключе и такими же темпами, что для меня даже, честно говоря,

несколько удивительно, то, конечно, Россия, без сомнений, не только может стать, но и станет крупнейшим производителем сжиженного природного газа в мире. У нас есть все основания так считать, так думать и добиваться этого результата».

Для доставки СПГ на экспорт морским путём заказано 15 судов-газовозов класса Yamalmax. Их строительством занялась корейская компания Daewoo Shipbuilding & Marine Engineering.

В настоящее время СПГ вывозится судами-газовозами «Кристоф де Маржери», «Борис Вилькицкий», «Фёдор Литке», «Эдуард Толль», «Владимир Визе», «Рудольф Самойлович», «Георгий Брусилов», «Николай Zubov». Эти суда могут двигаться во льдах и носом, и кормой вперёд. Газ отгружается из отгрузочной эстакады с двумя причалами в порту Сабетта.

В ноябре 2018 г. «Ямал СПГ» произвёл первый сжиженный газ на третьей технологической линии, запустив её на год раньше запланированного срока. В пресс-релизе, посвящённом этому событию, глава «НОВАТЭКа» Леонид Михельсон отметил: «*«Ямал СПГ» – это уникальный проект в мировой СПГ-отрасли. Мы не только добились соблюдения запланированного бюджета, но и запустили третью очередь с опережением первоначального графика более чем на год. Этот факт не имеет аналогов в отрасли, известной частым превышением бюджетов и задержками реализации проектов».*

Он также добавил, что этот опыт будет использован при реализации последующих проектов. Мощности четвертой опытно-промышленной очереди «Ямал СПГ» – 900–950 тыс. т в год. Её планируется построить с использованием технологии «Арктический каскад», запатентованной «НОВАТЭКом». Данная технология рассчитана на использование оборудования российских производителей, что позволит снизить капитальные затраты.

К 2030 г. объёмы мирового рынка СПГ, по оценкам «НОВАТЭКа», могут достичь 700 млн т. Особенно быстро растут потребности в газе Китая и Индии. Вообще, на страны АТР приходится до 70% импорта СПГ. В этих условиях России важно нарастить свою долю в производстве данного вида энергоресурса с нынешних 8% до 20%. Чтобы сделать это в условиях санкций, необходимо развивать собственные технологии и производственную базу.

Поэтому Минфин заложил в проект бюджета 3 млрд рублей на субсидирова-



Первый заместитель руководителя проекта «Ямал СПГ» Дмитрий Минаев

ние в 2019–2021 гг. разработки и производства отечественного оборудования СПГ. К реализации этого амбициозного и критически важного для России проекта планируется привлечь, по словам главы «НОВАТЭКа» Леонида Михельсона, до 800 предприятий РФ. Это позволит не только обеспечить внутренние потребности, но и экспортировать готовые линии сжижения газа.

ВМЕСТЕ БЫСТРЕЕ

Вклад Арктики в экономическую мощь России возрастает с каждым годом. Стоимость проектов, реализуемых в ЯНАО, составляет 4,5 трлн рублей. Один из спикеров конгресса, журналист Сергей Брилёв, назвал Ямал энергетическим сердцем страны. Неслучайно одной из наиболее важных сессий конгресса стало «Социально-экономическое развитие Арктики». Об этом в своём выступлении говорил Посол по особым поручениям по вопросам международного сотрудничества в Арктике МИД РФ Владимир Барбин.

Он отметил, что Россия даже в условиях санкций способна решать любые экономические проблемы, но сотрудничество с иностранными поставщиками даёт возможность делать это в более сжатые сроки. И десятки иностранных компаний готовы участвовать в крупномасштабных арктических проектах. К примеру, совместно с «Роснефтью» Ванкорское месторождение осваивает индийская компания, инвестировавшая 4 млрд долларов. Австралия готова участвовать в добыче и переработке угля, Казахстан на Чукотке принимает участие в разра-

ботке месторождения золота и меди. Судостроительный завод «Звезда» на Дальнем Востоке создают в том числе и компании из Кореи, Японии, Китая, Сингапура. Что касается санкций, то они дали толчок к импортозамещению, развитию собственного производства высокотехнологического оборудования.

МОРСКИЕ ВОРОТА ЯМАЛА

Мало произвести СПГ. Его нужно доставить потребителям, а для этого требуются и суда-газовозы, и порт с терминалом для отгрузки. Порт Сабетта появился именно для этих целей. Он стал важнейшей опорной точкой Северного морского пути. Отсюда в круглогодичном режиме отправляется на экспорт сжиженный природный газ.

Но вначале он выполнял задачи по приёму грузов для строительства завода «Ямал СПГ», доставке крупногабаритных модулей. Закладка порта состоялась 20 июля 2012 г. Он расположен в 5 км от посёлка Сабетта. Кстати, в 2002 г. там проживали всего 19 человек, а сейчас – 22 тыс.

Строительство порта велось в рамках государственно-частного партнёрства. Были сооружены: подходный канал длиной 6 км, шириной 495 м и глубиной 15,1 м; морской канал длиной 49 км, шириной 295 м; акватория порта с глубинами 15,2 м. Впечатляет объём дноуглубительных работ – 70 млн м³. Построены технологические причалы по перевалке СПГ и газового конденсата, причалы накатных грузов, строительных грузов, складские и административные помещения, инженерные сети и коммуникации. Все работы пришлось начинать с нуля, при полном отсутствии инфраструктуры.

Первые грузовые суда порт принял в октябре 2013 г. В следующем году грузооборот порта составил 320 тыс. т, а в 2017 г. – уже 7,99 млн т.

Значение порта возрастёт, если будет реализован проект строительства железнодорожной ветки от Сабетты от станции Бованенково. Это увеличит грузооборот порта на 20 млн т.

Но основное предназначение порта – отгрузка СПГ на суда-газовозы ледового класса типа Yamalmax. Они обеспечиваются ледовой проводкой атомными ледоколами по контракту, заключённому до 2040 г. Для работы в порту Сабетта ФГУП «Атомфлот» построило два буксира ледового класса – «Пур» и «Тамбей», – два ледокольных буксира – «Юрибей» и «Надым» – и один портовый ледокол «Обь».



ИЗ САБЕТТЫ В САЛЕХАРД

Что касается посёлка Сабетта, то здесь созданы все условия для жизни вахтовиков. Кроме жилых домов построены столовые, кафе, больница, бани, спорткомплекс, административно-бытовой комплекс, гостиница, магазины. Есть здесь и свой международный аэропорт, который принял первый технический рейс 4 декабря 2014 г., а первый пассажирский – 2 февраля 2015-го. Взлётно-посадочная полоса длиной 2704 и шириной 46 м позволяет принимать и транспортные Ил-76, и пассажирские Боинги, и А-320. С этой взлётной полосы наш А-320 поднялся в ночное небо, чтобы перенестись в столицу ЯНАО, город Салехард.

Салехард не мог не поразить новыми жилыми микрорайонами, административными, культурно-досуговыми и спортивными сооружениями. Создавалось впечатление, что это не город с более чем 400-летней историей, а недавно отстроенная столица ЯНАО. Бюджет горо-

да с населением 42 тыс. человек составляет 6,9 млрд рублей. Для сравнения, бюджет Североморска почти с 65 тыс. жителей – 2,7 млрд. Да и доход бюджета полумиллионного ЯНАО в 2018 г. – почти 177 млрд рублей, а у Мурманской области с населением 753 тыс. он равнялся 59,7 млрд рублей. Как говорится, почувствуйте разницу. Правда, и территория ЯНАО – 769 тыс. 250 км² – в полтора раза больше Франции и в пять раз больше Мурманской области.

Бюджет ЯНАО формируется благодаря работе на Ямале таких компаний, как «Газпром», «Роснефть», «НОВАТЭК», «ЛУКОЙЛ», и ещё более двух десятков других, добывающих углеводородное сырьё. Всего на территории ЯНАО открыто 136 месторождений углеводородов. Здесь сосредоточено 44,5 трлн м³ газа и 5 млрд т нефти. Добывается 80% российского «голубого топлива» и 10% жидких углеводородов. Только, к примеру, Тамбейское ме-

сторожение – это 7 трлн м³ газа, что эквивалентно двум Штокмановским ГКМ.

ТЕРРИТОРИЯ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

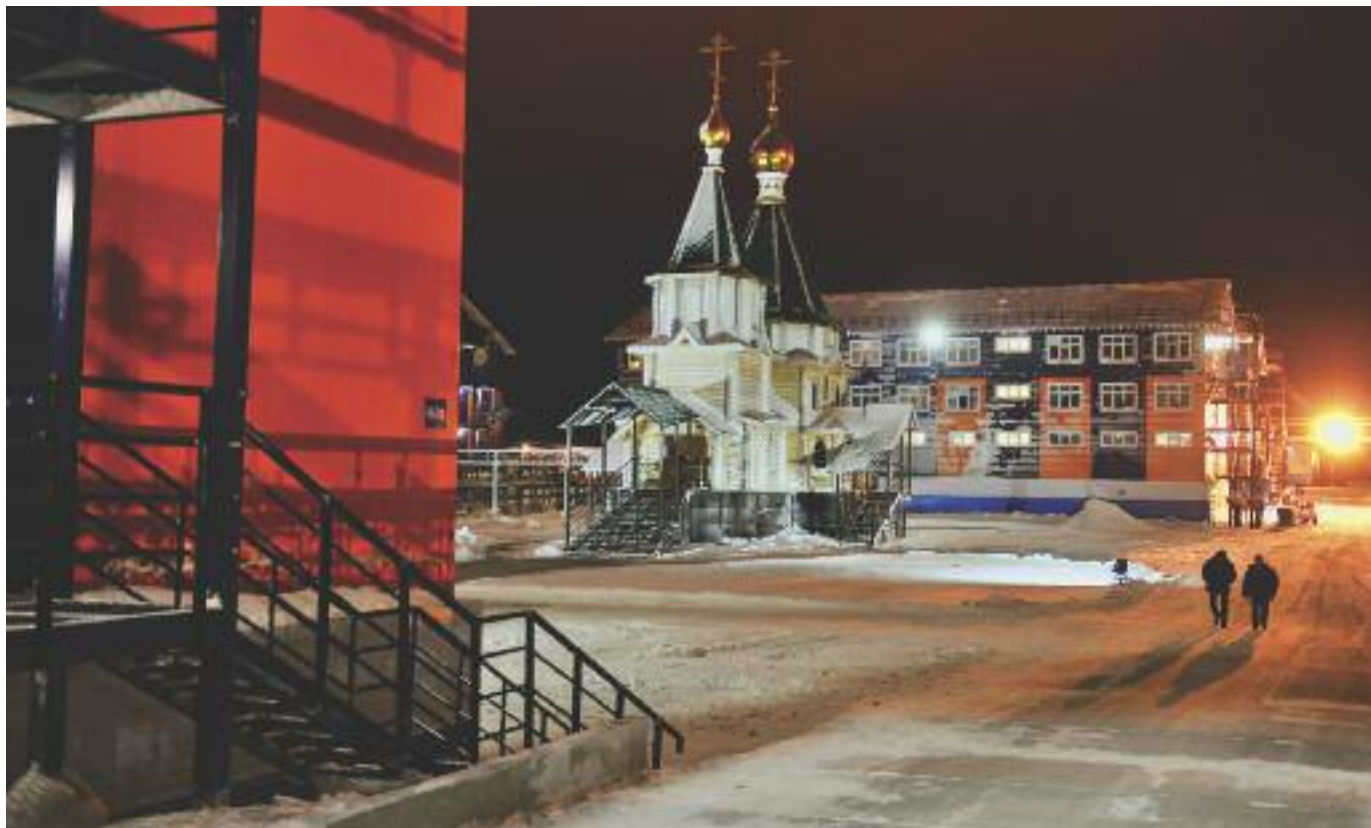
О роли Арктического региона для страны неоднократно говорил Президент РФ Владимир Путин. В частности, во время совещания по вопросу комплексного развития Арктики на Земле Александры архипелага Земля Франца-Иосифа в марте 2017 г. он отметил: «Хочу напомнить, что значение этого региона и для укрепления позиций России в мире, и для обеспечения экономических интересов огромно. Площадь Арктической зоны РФ достигает 3,4 млн км², что составляет 19,9% российской территории».

Как подчеркнул президент, Арктическая зона является крупнейшим сырьевым резервом страны, где сохранились практически нетронутые ресурсы углеводородного и минерального сырья глобального значения. Разведанные запасы газа промышленных категорий Арктической зоны составляют 80% общероссийских. В этом регионе сосредоточено 90% извлекаемых ресурсов углеводородов всего континентального шельфа России, в том числе 70% – шельфа Баренцева и Карского морей.

По общим оценкам, стоимость минерального сырья арктических недр превышает 30 трлн долларов, причём две трети из них – это стоимость энергетических ресурсов.

В Арктической зоне добывается 100% российских алмазов, сурьмы, апатитов, других минералов и металлов, 98% платиноидов, 95% газа, 90% никеля и кобальта, 60% меди и нефти. Общая стоимость разведанных запасов минерального сырья недр Арктической зоны составляет





1,5–2 трлн долларов. Здесь производится 11% национального дохода страны и 22% объёма общероссийского экспорта.

В своём выступлении Владимир Путин напомнил о реализующихся крупномасштабных проектах: «Ямал СПГ», порт Сабетта, «Сахалин-1», «Сахалин-2», осваиваемых месторождениях компаний «Газпром», «Роснефть», «Норникель». Особое внимание он обратил на проект «НОВАТЭК» на Ямале, общий объём финансирования которого составил 26 млрд долларов.

Президент России предложил зарубежным партнёрам принять участие в реализации крупномасштабных совместных, взаимовыгодных проектов – от освоения природных ресурсов и развития глобальных транспортных коридоров до науки и экологии.

В ходе пленарного заседания IV Международного форума «Арктика – территория диалога», который прошёл в марте 2017 г. в Архангельске, Владимир Путин сказал: «В наши дни значение Арктики многократно возрастает. Она становится местом самого пристального внимания стран и народов и как регион, от самочувствия которого во многом зависит климат планеты, и как сокровищница уникальной природы, и, конечно, как территория с колоссальными экономическими возможностями, огромным экономиче-

ским потенциалом. Россия открыта для конструктивного диалога и создаёт все условия для его эффективного развития».

Не менее определённо в отношении Арктического региона Президент РФ высказался во время ежегодной «Прямой линии» в июне 2017 года: «Арктика – важнейший регион, который будет обеспечивать будущее России. Возможности РФ будут прирастать Арктическим регионом».

А 14 декабря 2017 г., во время проведения большой пресс-конференции Владимир Путин, перефразировав слова Михаила Ломоносова, сказал, что «богатство России будет прирастать Арктикой».

Мирный атом для Арктики

Президент не оставил без внимания Арктический регион и в Послании Федеральному Собранию, с которым он выступил 1 марта 2018 г. Он подчеркнул, что в Арктике запущен целый ряд масштабных инфраструктурных проектов, отвечающих строгим экологическим стандартам. Укрепляется научная, транспортная, навигационная, военная инфраструктура, что позволит надёжно обеспечить интересы России в этом стратегически важном регионе. А ключом к развитию Арктики, регионов Дальнего Востока Президент назвал Северный морской путь. Владимир Путин поставил задачу к 2025 г. увеличить грузопоток по нему

в десять раз, до 80 млн т, сделав СМП глобальной, конкурентной транспортной артерией. С этой целью строится мощный атомный ледокольный флот.

В настоящее время в акватории Севморпути обеспечивают ледокольную проводку атомные ледоколы «50 лет Победы», «Ямал», «Таймыр» и «Вайгач». Понятно, что с выходом «Ямал СПГ» на полную мощность, а в перспективе с завершением проекта «Арктик СПГ-2» этих ледоколов будет явно недостаточно. Тем более для проводки судов-газовозов не через Суэцкий канал, а в зимних условиях по кратчайшему Северному морскому пути через Берингов пролив в страны АТР. Чтобы обеспечить бесперебойную доставку грузов по СМП, на Балтийском заводе строятся атомные ледоколы проекта 22220 ЛК60 «Арктика», «Сибирь» и «Урал». Принято решение выделить финансирование на создание ещё двух атомных ледоколов этой серии.

На повестку дня встал вопрос о строительстве трёх атомных ледоколов проекта 10510 «Лидер», которые будут обеспечивать проводку газовозов на самых труднопроходимых участках Севморпути. Между ФГУП «Атомфлот» и ПАО «НОВАТЭК» заключён также договор о строительстве четырёх ледоколов ЛК40 типа Aker ARC 123, работающих на сжиженном природном газе.



ХVI СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ

• **ВЫСТАВКА** •

НЕФТЬ. ГАЗ. ЭНЕРГО

НЕФТЬ
ГАЗ
ЭНЕРГО 2019

**27 - 29
МАРТА**

- Добыча нефти и газа
(технологии и оборудование)

- Геология, геофизика

- Сейсмическое оборудование
и услуги

- Транспортировка, переработка
и хранение нефти,
нефтепродуктов и газа

- Трубы и трубопроводы,
инструменты и др.



г. Оренбург

ООО «УралЭкспо»

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



«Газпром нефть»

Скольжение к инновациям

Российские производители смазочных материалов наращивают объёмы и расширяют ассортимент своей продукции

Мария КУТУЗОВА

На рынке смазочных материалов произошёл переворот: изменения затронули производство и каналы сбыта. Ритейлеры – сети гипермаркетов и интернет-магазины, а также автоконцерны – становятся производителями моторных масел: выпускают их под собственными марками и захватывают всё большую долю на рынке. Крупные нефтяные компании пока этому не препятствуют. Напротив, активно производят на своих мощностях высококачественные масла, разливая их затем в предоставленную тару и наклеивая этикетки новых заказчиков. Отрасль смазочных материалов находится на пороге нового витка развития, успешными смогут стать лишь те компании, которые адекватно и своевременно ответят на новые запросы рынка.

НОВЫЕ ТРЕНДЫ РЫНКА

По словам Константина Мельничука, ведущего консультанта компании Kline, выступившего в ходе ежегодной Недели смазочных материалов в Москве, ритейлеры и автопроизводители начинают активно выходить на рынок смазочных материалов под собственными марками. Одна из самых громких новостей последнего времени: в Соединённых Штатах интернет-ритейлер Amazon запустил производство целой линейки моторных масел под своим брендом, что обрушило акции одной независимой американской нефтепродуктовой компании, тогда как акции самого Amazon активно дорожают, а его капитализация приблизилась к 1 трлн долларов.

«Сейчас у многих крупнейших производителей масел – нефтяных компаний – доля выпуска продукции под собственными брендами может составлять порядка 50%, остальное продаётся под марками других компаний», – рассказал Мельничук. Эти новые марки отличаются вы-

сокой конкурентоспособностью: потребители лояльно относятся к появлению новой продукции под знакомыми брендами, а цены на такие масла, как правило, ниже, чем у топ-блендеров.

Что касается моторных масел, продаваемых под марками известных автопроизводителей, то эксперт прогнозирует значительный рост их реализации в ближайшие годы – в среднем на 5% в год в период до 2022 г. Возможности наращивания сбыта новых автомобилей в последние годы были в значительной степени ограничены, поэтому концерны сконцентрировались на совершенствовании сервиса и расширении услуг для уже проданных машин. Это и обусловило их активность в сегменте моторных масел.

В России потребители, по словам Мельничука, проявляют интерес к новой продукции под знакомыми марками. Спрос на такие масла есть, и он постепенно растёт, хотя пока продажи несопоставимы с американским, китайским и европейскими рынками.

Как полагает представитель Kline, существенного роста потребления смазочных масел в ближайшие годы стоит ожидать только в развивающихся странах. В частности, до 2022 г. в сегменте масел для легковых автомобилей быстрее других будут расти рынки Индии и Турции, в сегменте коммерческого транспорта лидером по приросту будет рынок Бразилии, а в промышленном секторе ожидается увеличение потребления в Нигерии и Мексике.

Интернет-площадки, по словам Юлии Полевой, руководителя направления автомобильного рынка компании GFK, являются хорошим каналом сбыта для брендов, ещё не заработавших авторитета у покупателей. Онлайн-торговля стремительно развивается с использованием приложений для мобильных телефонов. В ближайшие десять лет на продажи через мобильные телефоны придёт порядка 50% всей интернет-розницы.

«Потребитель требует всё большего комфорта при осуществлении своих покупок. Рост требований к удобному доставке, платежам и выбору товара ведёт к сокращению времени принятия решения о выборе товара. На интернет-площадках – маркетплейсах – появляется возможность сравнения товарных характеристик нескольких брендов по фиксированным критериям (качеству и цене). На потребителя всё меньше давит авторитет брендов известных нефтяных компаний, и возрастает роль продуктовых характеристик, рекомендаций автоконцернов и ценового уровня при заметном сокращении времени на выбор товара», – рассказала Полевая.

По данным GFK, интернет-каналы сбыта моторных масел в России по итогам 2018 г. показали самый большой прирост – 10%, несмотря на то, что пока занимают самую небольшую долю на рынке.

«Продажи моторных масел падают в неспециализированной рознице, то есть в гипермаркетах, где спад в январе – августе 2018-го по сравнению с аналогичным периодом прошлого года составил 5,6%. В то же время наблюдается рост розничной торговли в онлайн-продажах (9,9%), у дилеров/СТО (8,6%) и в магазинах запчастей, шин (3,3%)», – рассказала Юлия Полевая.

По её словам, на фоне продолжающегося расширения российского автопарка и увеличения объёмов продаж новых автомобилей в стране зафиксирован рост реализации моторных масел. Однако в РФ отмечены изменения в структу-



ре продаж: в то время как реализация дешёвого полусинтетического моторного масла сократилась на 4,2%, продажи в сегменте самых дорогих, синтетических масел выросли на 11,4%.

«ЛУКОЙЛ» ИДЁТ В ИНТЕРНЕТ

Дочерняя компания «ЛУКОЙЛа» – «ЛЛК-интернешнл» – активно осваивает различные интернет-площадки. В сентябре этого года она запустила на Amazon продажи синтетических моторных масел линейки GENESIS и ЛЮКС. Они доступны для заказа пока только в Европе, в дальнейшем предполагается реализовывать продукцию во всех регионах присутствия компании.

Отметим, что интернет-продажи смазочных материалов на рынках европейских стран бурно росли в последние годы. *«Мы видим большой потенциал в сегменте онлайн-продаж. Продукция «ЛУКОЙЛа» уже реализуется на плат-*

формах ведущих российских маркетплейсов и на международной площадке Alibaba. Мы также открыли собственные интернет-магазины в России, Казахстане, Турции и Китае. В ближайшее время начнут работать онлайн-магазины и в других регионах присутствия компании. Размещение продукции на крупнейших маркетплейсах мира – важная часть нашей глобальной цифровой стратегии. Производство, наука, логистика, продажи – во все эти сферы компания активно внедряет новые IT-инструменты», – отмечает генеральный директор ООО «ЛЛК-Интернешнл» Кирилл Верета.

Отвечая на требования рынка, компания постепенно трансформирует бизнес – от производства и поставок продуктов к комплексному сервисному обслуживанию клиентов. Открыв собственные фирменные интернет-магазины, ЛЛК дала возможность клиентам осуществлять онлайн-заказ продукции как в розницу,



ную экономичность, при этом общая протяжённость полевых испытаний составила 510 тыс. км.

На 2019–2025 гг. в компании запланирована интенсивная разработка продукции для техники будущих поколений. Дочернее предприятие «ЛУКОЙЛа» уже создало собственный R&D центр в Москве, а также семь лабораторий, действующих в России и европейских странах, в которых в настоящее время работают более 70 человек. В текущем году ЛЛК собирается открыть собственную лабораторию для стендовых испытаний.

По словам заместителя генерального директора по развитию «ЛЛК-Интернешнл» Максима Мыскина, определены три ключевых фокуса развития компании: инновационность, технологичность и создание комплексных решений для клиентского сервиса. Цифровизация уже активно влияет на изменение модели потребления, что заставляет компанию постоянно работать над повышением эффективности и искать комплексные решения в новых условиях рынка.

В РОССИЮ С МАСЛАМИ И ЗАРЯДНЫМИ КОЛОНКАМИ

Главным событием 2018 г. для российского рынка смазочных материалов стало открытие в Калужской области завода масел компании Total. Главная цель российского подразделения Total Marketing & Services (M&S) – ООО «Тотал Восток» – рост доли на российском рынке за счёт локализации производства. Ежегодные продажи масел и смазочных материалов уже вышли на уровень 50 тыс. т, что составляет примерно 4% от всего объёма рынка РФ. Ранее все эти нефтепродукты импортировались в нашу страну из Европы.

Напомним, строительство завода под Калугой компания начала ещё в 2016 г. Инвестиции в данный проект составили 50 млн долларов. На заводе выпускаются широкая линейка смазочных материалов как для пассажирского, так и для грузового автотранспорта, а также промышленные и гидравлические масла.

Запуск в эксплуатацию осенью прошлого года первой линии калужского завода мощностью 40 тыс. т масел значительно увеличивает потенциал Total в Российской Федерации. По словам главы международной корпорации Патрика Пуянне, Россия для Total стала стратегически важной страной, чему способствовало активное участие концерна в СПГ-проектах в российской Арктике совместно с «НОВАТЭКом». Ни санкции,

так и оптом во всех регионах своей деятельности. «Мы вступаем в интересное время, когда чётко обозначились и укрепились определённые глобальные тенденции. Прежде всего, это бурный рост цифровых технологий. Интернет вещей, автоматизация – эти явления проникли практически во все сферы деятельности человека. Сегодня более половины населения планеты – активные пользователи Интернета, 70% людей – владельцы мобильных устройств. По подсчётам аналитиков, среднестатистический человек проводит в сети более шести часов в день», – поясняет глава ЛЛК.

По-прежнему ключевым направлением в инновационной деятельности компании остаётся сотрудничество с автопроизводителями и производителями оборудования, чьи требования к маслам определяют развитие отрасли. Сегодня «ЛЛК-Интернешнл» участвует в 20 совместных проектах с ведущими мировы-

ми автомобильными и промышленными корпорациями по разработке моторных и трансмиссионных масел будущих поколений. Это продукты для новейших автомобилей и машин, которые находятся только на стадии конструирования. Они будут широко востребованы уже в ближайшие 5–10 лет.

«Мы ориентированы и на отдалённую перспективу, реализуя программу разработки и испытания смазочных материалов для электрического транспорта», – отмечают в компании. Учитывая глобальный тренд электрификации автотранспорта и увеличения выпуска гибридов, ЛЛК начала разработку специальных масел и методики их тестирования. По словам начальника управления взаимодействия с производителями оборудования и техники Евгения Корнеева, в прошлом году компания провела 220 лабораторных и стендовых испытаний, 45 моторных тестов, 25 тестов на топлив-



введённые в отношении РФ со стороны западных стран, ни тяжёлая экономическая ситуация в стране не смогли помешать запуску нового производства. Как утверждает Пуянне, российский рынок является одним из самых приоритетных для Total Marketing & Services. В планах концерна на ближайшие годы – увеличение своей доли продаж смазочных материалов более чем до 5% от всего российского рынка.

По словам Патрика Пуянне, бизнес всегда строил мосты между странами. Новый калужский завод для Total – это не политика, а рынки, логистика и выгода инвестиций. «Мы всегда старались поддерживать диалог с Россией. Я верю в диалог, а не в санкции. Мы никогда не хотели прекращать сотрудничество, только если возникнет уж совсем критическая ситуация. Но мы надеемся, что отношения между Россией и Европой будут улучшаться», – сказал Патрик Пуянне.

Существует возможность дальнейшего увеличения производственной мощности калужского завода до 70 тыс. т в год в ближайшие пять лет. Предполагается экспорт части его продукции в страны Центральной Азии. Кроме того, Total значительно сократит сроки доставки и затраты на логистику при поставках российским потребителям.

На долю французского концерна приходится порядка 4,8% глобального рынка смазочных материалов, он уступает

по этому показателю только Shell (11,8%), ExxonMobil (9,3%) и BP (6,2%).

Запуск в 2012 г. собственного завода в Торжке позволил Royal Dutch Shell удвоить продажи смазочных материалов в России. Почти сто лет назад, в 1913 г., концерн приобрёл российскую кампанию «Шибав Петролеум», принадлежавшую известному русскому предпринимателю и нефтепромышленнику Сидору Шибаву. На шибавевских заводах выпускались моторные масла, которые стали одними из первых смазочных материалов, произведённых Shell в глобальном масштабе. Сто лет спустя компания вер-

нулась в Россию с новым проектом создания производственных мощностей, который и был реализован в Торжке.

Сейчас на этих мощностях производится порядка 90 млн л нефтепродуктов, ещё 30 млн л завозится концерном в РФ из других стран. Однако ранее предполагалось выпускать в Торжке 200 млн л масел. Ожидалось, что на проектную мощность предприятие выйдет в 2022 г., но сейчас руководство компании говорит о 2027 г.

Вместе с тем, завод в Торжке является одним из крупнейших в глобальном портфеле Shell. Сегодня здесь выпускается широкая линейка смазочных масел: моторные, судовые, промышленные, гидравлические и трансмиссионные. Завод, построенный в непосредственной близости к российским потребителям, позволяет концерну эффективно работать в России и планировать дальнейшую экспансию на рынки соседних стран.

В настоящее время поставки продукции из Торжка идут в Белоруссию, Казахстан, Монголию и другие страны. Одним из каналов сбыта остаются продажи в розничной сети на фирменных АЗС Shell в России. В нашей стране работают 259 автозаправочных станций, а в ближайшие 4–5 лет концерн планирует удвоить их число, открывая ежегодно по 40–50 новых АЗС.

Кроме того, заправки Shell в России начали оснащаться колонками для зарядки электрокаров. В результате появилась возможность путешествия из Москвы в Санкт-Петербург на электромобиле с подзарядкой на двух АЗС Shell. По словам руководства компании, Российская Федерация остаётся одним из приоритетных для Shell рынков, наряду с Индией,





Китаем, Индонезией и Мексикой. Именно в этих странах концерн планирует быстрый рост в ближайшие десять лет.

От спада к росту

После периода значительного спада, вызванного экономическим кризисом, в 2018 г. в России выросли продажи автомобилей. За год этот показатель увеличился на 12,8%, до 1,8 млн единиц. Согласно прогнозам на 2019 г., продажи увеличатся всего на 3,6%, поскольку автоконцерны начали повышать стоимость новых автомарок.

«ЛУКОЙЛ», «Газпром нефть» и «Роснефть», ключевые производители смазочных материалов в России, из года в год активно работают с автопроизводителями, добиваясь увеличения доли своей продукции в качестве масла первой заливки на новых автомобилях и грузовом транспорте. Так, компания «Газпромнефть-смазочные материалы» начала поставки продукции для первой заливки двигателей автомобилей, собираемых на главном конвейере «КАМАЗа». По итогам первого полугодия 2018-го она увеличила по сравнению с аналогичным периодом 2017 г. реализацию смазочных материалов в России на 23%, до 210 тыс. т. Компания делает ставку на растущую сеть дистрибьюторов, активное продвижение программ импортозамещения. Объёмы реализации продукции за рубежом в первом полугодии прошлого года выросли относительно анало-

гичного периода 2017 г. на 13% – до 110 тыс. т. Компания вышла на новые рынки, начав поставки в Танзанию и Сингапур.

По словам генерального директора компании Александра Трухана, ключевым показателем её эффективности служит рост продаж продукции премиум-класса, в том числе за рубежом. На долю «Газпром нефти» приходится 21% на рынке фасованных смазочных материалов России, компания также активно работает в странах СНГ и Балтии, Европе, Центральной и Юго-Восточной Азии, Африке и Южной Америке. Продукция выпускается на шести производственных площадках в России, Италии и Сербии.

Общий объём производства составляет 600 тыс. т масел, смазок и технических жидкостей в год. Согласно обновлённой стратегии «Газпром нефти», к 2025 г. компания рассчитывает получить 25-процентную долю на российском рынке смазочных материалов. Она также рассчитывает на вхождение в Топ-10 поставщиков масел в мировом масштабе.

По словам Александра Трухана, главный итог деятельности компании – это превращение её чуть более чем за 10 лет из локального производителя в международный бренд. За эти годы в 10 раз увеличился ассортимент продукции, а производственные мощности выросли в три раза.

При этом Россия остаётся одним из самых привлекательных рынков – как по объёмам, так и по востребованному ас-

сортименту. Если объём мирового рынка составляет около 38 млн т масел и смазок в год, то российского – 1,5 млн т. Самыми быстрыми темпами в нашей стране растёт премиальный сегмент – на 3–5% в год. Он уже достиг порядка 50%, или 750 тыс. т в год, из которых 270 тыс. т приходится на долю импорта. Таким образом, российским производителям есть за что сражаться с зарубежными поставщиками. Неудивительно, что за прошедшие годы импортные поставки сократились в два раза. Сегодня российские производители смазочных материалов способны поставлять высококонкурентную продукцию, соответствующую высоким технологическим требованиям глобального рынка.

Но в мире наступает эра активных научно-технических исследований и быстрого обновления производства, связанная с внедрением гибридного, водородного и электротранспорта. В планах автопроизводителей – потратить в ближайшие годы как минимум 300 млрд долларов на электромобили. Это обусловлено экологическими проблемами, государственной политикой, а также быстрыми технологическими достижениями, которые существенно улучшили технические параметры и снизили стоимость выпускаемых батарей. Сегодня на первые места по объёмам планируемых инвестиций в электромобили вышли традиционные, казалось, консервативные лидеры мирового автопрома.

Например, немецкий Volkswagen анонсировал инвестиции в данный сегмент в объёме 91 млрд долларов на период до 2025 г. Из них 57 млрд долларов будут потрачены на батареи. Половина инвестиций пойдёт в Китай. В планах другого гиганта, Daimler, – 42 млрд долларов вложений в этот сегмент, в том числе 52% – в рынок Поднебесной.

Тем временем Илон Маск заложил в Шанхае первый камень в основание первой своей зарубежной фабрики по производству Tesla. Стоимость проекта эксперты оценили в 5 млрд долларов. Строительство предприятия мощностью 500 тыс. электрокаров должно быть закончено в середине текущего года, а первый китайский электрокар Tesla планируется выпустить до конца 2019 г. Илон Маск заявил, что его впечатляют темпы развития и эффективность работы Китая, и пообещал приложить усилия для строительства в Шанхае одного из самых передовых заводов в мире.

И, конечно, отечественные производители масел должны быть готовы к этим новым глобальным тенденциям. ■

Неизвестная ОПЕК



Об этой пресловутой организации мы знаем неприлично мало

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

В российских СМИ говорят об ОПЕК довольно часто, но задумываемся мы о смысле этой пресловутой аббревиатуры крайне редко. Что мы обычно знаем про ОПЕК? Что это мировой нефтяной картель, основанный в далёком 1960 г., взвинтивший в середине 1970-х цены на нефть до заоблачных высот и устроивший тогда же первый энергетический кризис, объединяющий сейчас то ли 13, то ли 12 ведущих развивающихся стран-экспортеров нефти... Да, пожалуй, и всё – остальное уже дело специалистов... На самом же деле никакой это не картель, то есть не зловещая частнокапиталистическая организация компаний, преследующая цели раздела рынка и повышения цен, а раздираемая противоречиями товарная ассоциация, объединяющая самые разношёрстные нефтяные развивающиеся государства. Да и цены на нефть она непосредственно повышать не может... Но давайте разберёмся.

ОПЕК и «сочувствующие»

Действительно, ОПЕК (Organization of the Petroleum Exporting Countries, раньше её сокращали у нас как ОСЭН) была учреждена в Багдаде в сентябре 1960 г. по инициативе Саудовской Аравии, Венесуэлы, Ирана, Ирака и Кувейта. Позднее к этим странам присоединились Катар (1961), Индонезия (1962), Ливия (1962), Объединённые Арабские Эмираты (1967), Алжир (1969), Нигерия (1971), Эквадор (1973), Габон (1975), Ангола (2007), Экваториальная Гвинея

(2017) и Конго (Браззавиль) (2018). В настоящее время организация насчитывает 15 стран-участниц (см. табл. 1).

В октябре 2015 г. Судан, который является пока наблюдателем (см. ниже), подал свою заявку на вступление в ОПЕК – но без Южного Судана (что не так интересно для ассоциации).

Говоря о членстве в ОПЕК, следует иметь в виду, что полноправным членом этой товарной ассоциации может стать любая страна, в значительных размерах

экспортирующая нефть и имеющая интересы, в своей основе схожие с интересами государств – членов ОПЕК. Но при условии, что её принятие в ряды ассоциации будет одобрено квалифицированным большинством (не менее трёх четвертей) всех её членов, включая голоса всех членов-учредителей.

ОПЕК неоднократно предлагала сначала СССР, а затем и России вступить в её состав. Однако в уставе этой ассоциации одним из важнейших пунктов чёрным по белому прописано обеспечение недискриминационных (и даже благоприятных) условий для деятельности иностранного капитала в национальных нефтяных отраслях. Понятно, что СССР путь в ОПЕК по известным политико-идеологическим причинам был объективно закрыт. Другое дело – демократическая Россия, но кто же будет у нас выполнять решения ОПЕК по ограничению национальной нефтедобычи, если эта отрасль в России в основном приватизирована, правительство не имеет конституционного права вмешиваться в дела частных компаний, и в стране даже нет своей официально признанной национальной нефтяной компании?

Кроме того, официальное вхождение в ряды этой международной организа-

Табл. 1. Членство в ОПЕК

Государство	Время вступления (выхода из) в ОПЕК (месяц и год) и прочее
Саудовская Аравия	Сентябрь 1960 г.
Венесуэла	Сентябрь 1960 г.
Ирак	Сентябрь 1960 г.
Иран	Сентябрь 1960 г.
Кувейт	Сентябрь 1960 г.
Катар	1961 г. В конце 2018 г. принял решение о выходе из ОПЕК с начала 2019 г. из-за намерения сосредоточиться на добыче газа и увеличении производства СПГ (а по существу, из-за острых текущих противоречий с Саудовской Аравией и другими арабскими членами ОПЕК)
Индонезия	1962 г. Приостановила членство в январе 2009 г. (перестала быть нетто-экспортёром нефти), но возобновила его в январе 2016 г. Решила вновь приостановить свое членство (несогласие с предложенным ограничением национальной нефтедобычи) в ноябре 2016 г. В конце ноября 2016 г. ОПЕК приостановила членство этой страны
Ливия	1962 г.
Объединённые Арабские Эмираты	1967 г.
Алжир	1969 г.
Нигерия	1971 г.
Эквадор	1973 г. Приостановил членство в декабре 1992 г. (нежелание платить членские взносы и несогласие с предложенным ограничением нефтедобычи), но вернулся в ОПЕК в октябре 2007 г.
Габон	1975 г. Прекратил членство в январе 1995 г. (нежелание платить членские взносы и несогласие с предложенным ограничением нефтедобычи), но вернулся в организацию в июле 2016 г.
Ангола	Март 2007 г. Данные по этой стране включаются в нефтяную статистику ОПЕК с начала 2007 г.
Экваториальная Гвинея	Май 2017 г.
Народная Республика Конго	Июнь 2018 г.

ции повлечёт за собой нескрываемую критику со стороны других энергопотребляющих государств, прежде всего США и прочих стран – членов МЭА. Поэтому лучше исповедовать «югославский» принцип нейтрального и бездейственного соучастия – на словах поддерживать меры ОПЕК по стабилизации мирового нефтяного рынка (что само по себе оказывает на рынок, безусловно, благотворное влияние), но не входить в организационные структуры этой товарной ассоциации картельного типа.

Да и солидных официальных приглашений на вступление России в ОПЕК в последние годы вроде бы не поступало, за исключением разве что приглашения присоединиться в качестве ассоциированного члена (что может со временем перерасти в «приветствуемое» полноценное членство), с надеждой озвученного 22 июня 2018 г. министром энергетики Саудовской Аравии Халидом аль-Фалихом.

А генеральный секретарь ОПЕК Мохаммед Сануси Баркиндю считает, что Россия заслуживает автоматического принятия в состав товарной ассоциации. «Всегда приятно слушать Александра Новака (министр энергетики России. – Е. Х), я всегда с ним согласен, кроме одного – того, что Россия не готова вступить в ОПЕК. Я сказал ему потом, что, по-моему, вы заслуживаете автоматического вступления в ОПЕК», – сказал Баркиндю в ходе энергетической конференции CERAWeek в Хьюстоне в начале марта 2017 г.

Вопрос о членстве России в ОПЕК неофициально и как бы ненароком возник в конце 2018 г. в связи с предполагаемым продлением соглашения ассоциации с нефтедобывающими государствами, не являющимися членами ОПЕК (см. ниже). И вот что по этому поводу заявил Александр Новак: «Мне кажется, что в этом нет необходимости и целесообразности».

Помимо стран-учредителей и полных членов, устав ассоциации упоминает ассоциированных членов и наблюдателей, но чёткого определения этих понятий он, к сожалению, не даёт. В результате эти термины зачастую используются как синонимичные (даже в официальных заявлениях ОПЕК). Страны – наблюдатели ОПЕК – это Россия, Мексика, Египет и Оман.

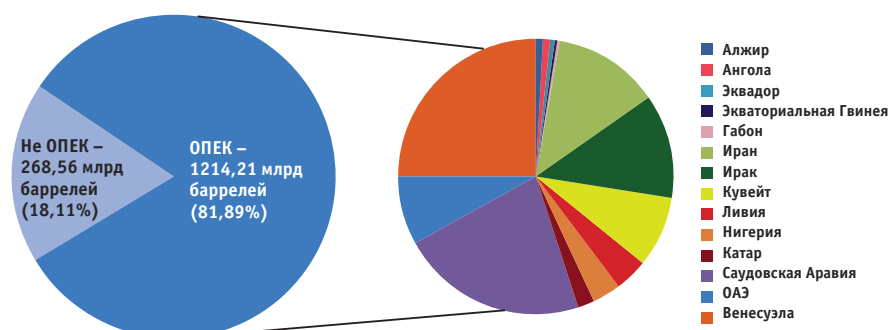
ГЛАВНОЕ – КВОТА

В 2017 г. на долю стран – членов ОПЕК приходилось почти 82% общемировых доказанных запасов нефти (на конец года), 44% мировой нефтедобычи и 56% мирового экспорта нефти (см. рис. 1, 2 и 3).

В период 1980-х получило развитие движение нефтеэкспортирующих стран, не входящих в ОПЕК, к которым относились Россия (СССР), Норвегия, Мексика, Ангола, Оман, Малайзия и ряд других государств, оказывавших влияние на мировой рынок нефти. С лёгкой руки журналистов эта группа стран, не представлявшая собой никакой организации, получила название «не ОПЕК» (Non OPEC).

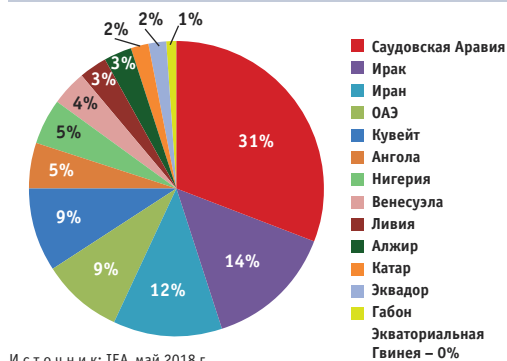
Штаб-квартира ОПЕК располагается теперь в австрийской Вене, а до сентября 1965 г. она находилась в швейцарской Же-

Рис. 1. Доказанные запасы нефти (на конец 2017 г.) в странах – членах ОПЕК, млрд барр. и %



Источники: <https://www.pinterest.ru>

Рис. 2. Распределение добычи нефти между странами ОПЕК в апреле 2018 г., %



Источник: IEA, май 2018 г.

неве (но там аренда зданий оказалась непосильно дорогой – даже для ОПЕК).

Все участники организации, кроме Ирака (после агрессии США), связаны национальными квотами на добычу нефти (см. рис. 4). При этом котируется лишь добыча (а не экспорт, как полагают обыватель, а иногда и специалисты) нефти как таковой, то есть не учитывается газовый конденсат или нетрадиционные виды жидких УВ (как, например, «оримульсия» в Венесуэле). Этим пользуются отдельные страны ОПЕК, наращивая добычу газоконденсата или нетрадиционных видов жидкого топлива.

Первые (и безуспешные) попытки ограничения нефтедобычи странами ОПЕК относятся ко второй половине 1960-х (в период арабо-израильской войны 1967 г.). Что же касается системы предельных квот на добычу, то она прописана в уставе организации, утвержденном в 1961 г., но введена была только на 63-й внеочередной конференции ОПЕК 19–20 марта 1982 г.

С апреля 1982 г. по март 1983-го впервые был установлен общий лимит добычи – 17 млн 350 тыс. барр./сут. Но фактически до середины 1990-х членами ОПЕК лимиты не соблюдались. Их превышение в некоторых случаях достигали 25% и более.

О достигнутом сокращении производства рапортуют сами члены ОПЕК, но этого мало (им в этом деле доверять никак нельзя!), за соблюдением квот наблюдает специально привлеченная группа независимых экспертов не из стран-участниц. И это далеко не лишнее – ведь выделенные национальные квоты нефтедобычи исподтишка постоянно нарушаются отдельными странами ОПЕК (естественно, в сторону превышения). Так, по оценке Goldman Sachs, в целом за период с 1982 г. и по начало 2017 г., когда квоты менялись не менее 52 раз и имело место

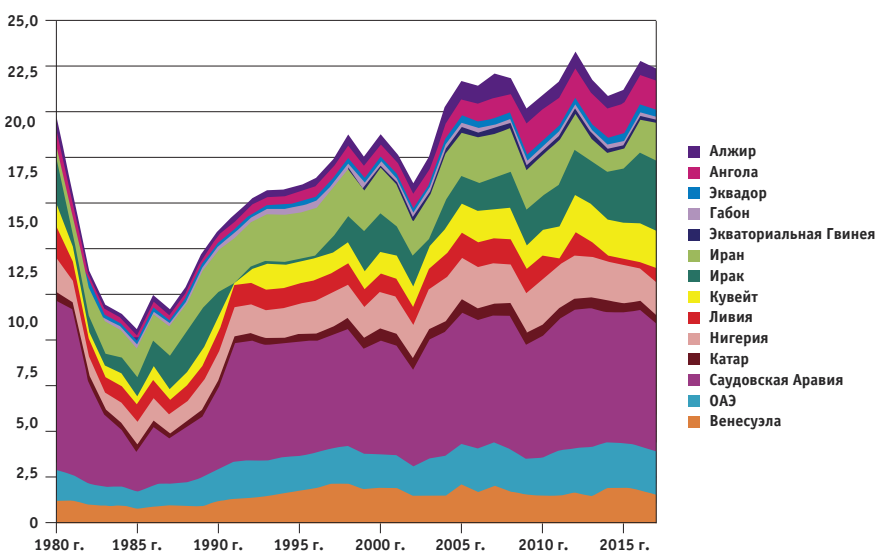
17 сокращений добычи ОПЕК, установленное снижение производства в среднем соблюдалось лишь на 60%. При этом особо злостными нарушителями квот были Алжир, Ливия, Нигерия и Кувейт (которому Ирак именно на этой почве, кстати сказать, и объявил известную войну).

На падение цен на нефть марки Brent ниже 50 долларов в 2014–2015 гг. повлиял отказ ОПЕК от сокращения добычи путём снижения квот. Фактически страны-участницы полу-

чили возможность добывать сырьё без ограничений. Это дало толчок к новому витку снижения котировок – до 30 долларов за баррель в январе 2016 г. Данные события привели к началу переговоров о заморозке уровня производства «чёрного золота», вследствие чего котировки нефти восстановились на уровне 45–50 долларов за баррель.

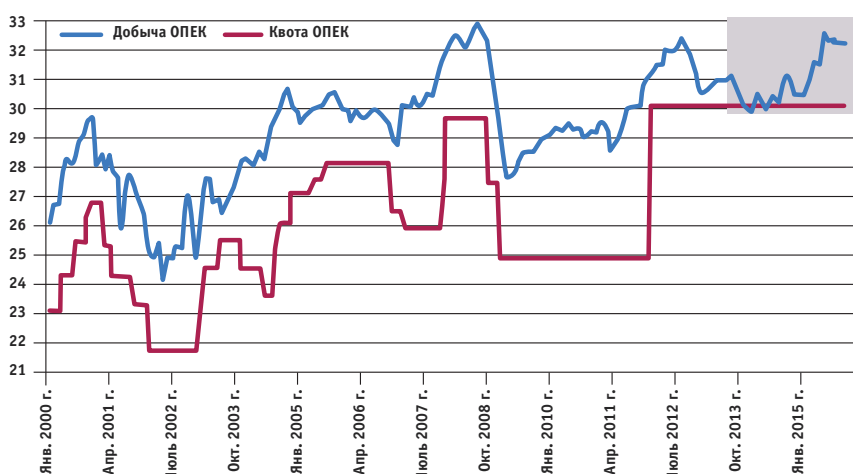
Интересно также отметить, что в ОПЕК понятие «квота на добычу нефти» официально не используется. Вместо него до начала 2000-х применялся термин «потолок добычи», а в настоящее время – «распределение производства нефти членами ОПЕК».

Рис. 3. Экспорт нефти из стран – членов ОПЕК в 1980–2017 гг., млн барр./сут



Источник: OPEC Annual Statistical Bulletin 2018.

Рис. 4. Совокупные квоты и добыча нефти в странах ОПЕК в 2000–2015 гг., млн барр./сут



Источник: Bloomberg; PSB Research и <http://elitetrader.ru>

МЕХАНИЗМ В ДЕЙСТВИИ

Нефтяной кризис 1973 г. (также известен под названием «нефтяное эмбарго») начался в октябре. 16 октября шесть членов ОПЕК (Иран, Ирак, ОАЭ, Катар, Кувейт и Саудовская Аравия), а также Египет и Сирия анонсировали сокращение производства на 5%. А 17 октября они заявили, что не будут поставлять нефть странам, поддержавшим Израиль в ходе 7-дневной Войны Судного дня с Сирией и Египтом (Великобритания, Канада, Нидерланды, США, Япония).

Кроме того, 5 ноября арабские страны – члены ОПЕК объявили о дополнительном сокращении добычи нефти на 25%. В результате этих действий цены на нефть подскочили с 3 до 12 долларов за баррель. 17 марта 1974 г. эмбарго было отменено, но согласованные ограничения на добычу оставались в силе. Уровень цены 12–15 долларов за баррель сохранялся до конца 1970 гг.

Нефтяной кризис 1973 г. был первым энергетическим кризисом, и до сих пор он считается крупнейшим. ОПЕК снизила объёмы добычи нефти не только для того, чтобы повлиять на мировые цены в свою пользу. Главная задача этой акции состояла в создании политического давления на мировое сообщество с целью уменьшения поддержки Израиля западными странами. Результатом экономического нажима ОПЕК стала декларация Совета министров стран Общего рынка, поддержавшая позицию арабов. Кроме того, почти все государства Африки разорвали дипломатические отношения с Израилем. Создавшееся положение вскрыло истинные масштабы зависимости развитых стран от нефти. В промышленно развитых государствах возросшие цены на нефть вызвали экономический кризис. Вместе с тем, это способствовало увеличению экспорта нефти на Запад из Советского Союза.

12 декабря 2002 г. было принято решение об увеличении квот на добычу и экспортные поставки нефти на 1,3 млн баррелей в сутки начиная с 1 января 2003 г. 30 ноября 2016 г. в Вене на встрече представителей стран ОПЕК впервые за многие годы была достигнута договорённость о сокращении добычи на 1,2 млн барр./сут, в том числе Саудовской Аравией – на 0,486 млн барр./сут, до 32,5 млн баррелей.

10 декабря 2016 г. страны, не входящие в ОПЕК, также приняли решение сократить своё производство суммарно на 558 тыс. барр./сут, в том числе Россия – на 300 тыс. барр./сут.

Рис. 5. Сокращение добычи нефти вне ОПЕК, тыс. барр./сут



Сокращение добычи началось с января 2017 г., первоначально срок действия пакета должен был продлиться до конца первого полугодия 2017 г. с возможностью пролонгации (что и было сделано). Обязательства по снижению объёмов производства из стран, не входящих в ОПЕК, взяли на себя 11 государств: Россия, Азербайджан, Бахрейн, Бруней, Казахстан, Малайзия, Мексика, Оман, Экваториальная Гвинея, Судан и Южный Судан (см. рис. 5).

В конце мая 2017 г. перед началом заседания с участием стран, не входящих в ОПЕК, было официально сообщено, что государства-участники организации приняли решение продлить соглашение по сокращению добычи нефти до конца марта 2018 г.

Цены ОПЕК

Итак, ОПЕК никогда не устанавливала цены на мировом рынке нефти, а лишь косвенно регулировала их посредством изменения предложения (то есть своей нефтедобычи), всегда (правда, как правило, с опозданием) «следуя за рынком». Даже факт четырёхкратного повышения продажных цен ОПЕК (в среднем с 3 до 11,7 долл./барр.), представляемый как пример прямого воздействия на котировки, по сути дела, был связан с тем, что цены рынка «спот» на нефть в Гвинейском заливе в октябре 1973 г. повысились до 16 долл./барр.

С конца 1973 г. правительства стран ОПЕК стали применять так называемые официальные продажные цены на нефть (Official Sale/Sales/Selling Prices, OSP, или сокращённо по-русски ОПЦ). Под таковыми понимаются объявленные экспортные цены на сырьё, добываемое отечественными производителями. В противовес традиционным справочным ценам, публикуемым действующими на её территории (и в акваториях) иностранными компаниями-концессионерами, они устанавливаются и объявляются правительством страны-производителя (как правило, на уровне 92,7% от соответствующих справочных цен).

Публикуемая правительством официальная продажная цена не является обязательной, а лишь ориентировочной, индикативной, поскольку производители в основном руководствуются ценами, имеющими привязку к котировкам рынка «спот».

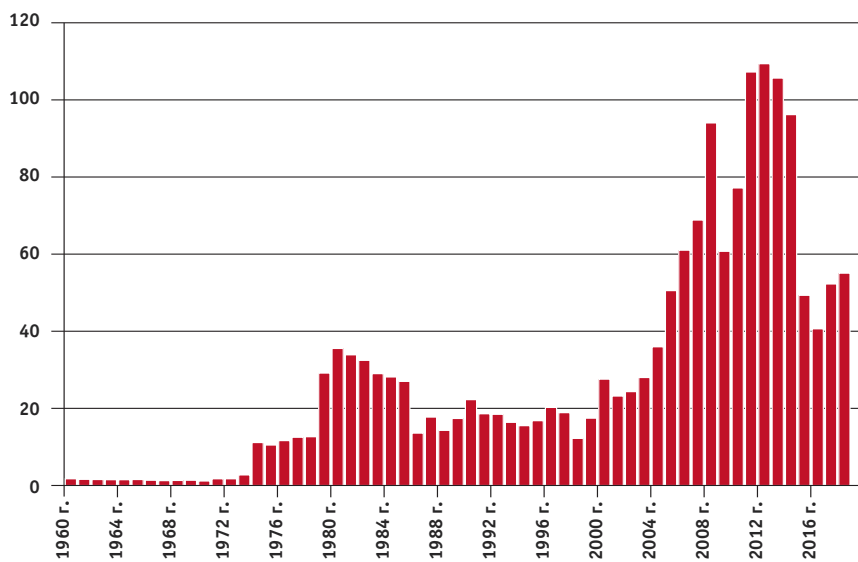
В конце 1974 г. ОПЕК ввела в практику установление собственной, так называемой единой продажной цены. В её роли выступает официальная цена на лёгкую арабийскую нефть плотностью 34°API с содержанием серы 1,8% (по весу) FOB саудовский порт Рас-Танура. Под неё должны были подстраиваться все другие страны ОПЕК при установлении сопоставимых продажных цен на свои экспортные сорта – во избежание неминуемой конкуренции.

С января 1975 г. единая продажная цена была установлена на уровне 10,463 долл./барр. Но уже в декабре 1976 г. она «расщепилась» на 12,086 долл./барр., признаваемую только Саудовской Аравией, и 12,704 долл./барр., принимаемую в качестве единой «эталонной» цены остальными членами ОПЕК. Такое раздвоение, доходившее до 4 долл./барр. в конце 1980 г., было ликвидировано лишь в августе 1985 г., когда Саудовская Аравия уравнила свои базисные цены с ценами рынка «спот», а «единая» цена просто перестала существовать.

За период 1960–2012 гг. среднегодовая цена на лёгкую арабийскую нефть выросла более чем в 67 раз – с 1,63 долл./барр. в 1960 г. (цена рынка «спот») до 109,45 долл./барр. в 2012-м (ОПЦ). В 2013–2016 гг. среднегодовая «спотовая» цена на этот наиболее представительный сорт сократилась до 40,68 долл./барр. В 2017 г. она составила 52,43 долл./барр., а в прошлом году равнялась примерно 55 долл./барр. (см. рис. 6).

С 1 января 1987 г. был введён термин «ценовая корзина» ОПЕК. До 16 марта 2005 г. её цена определялась как средний арифметический показатель физических цен семи сортов нефти, добываемых в странах-участниках и в Мексике. В их число входили «сахарская» нефтяная смесь (Алжир), сорт Minas (Индонезия), лёгкая нефть сорта Bonpu (Нигерия), лёгкая арабийская нефть (Саудовская Аравия), дубайская смесь (ОАЭ), Tia Juana (Венесуэла) и Isthmus (Мексика). С января 2007 г. в расчёт «корзины» была включена ангольская нефть Girassol, с 19 октября 2007 г. – эквадорская Oriente, а с 1 января 2009 г. из «корзины» была изъята индонезийская Minas. В начале 2009 г. венесуэльскую нефть BCF-17 заменили сортом Merey. После вхождения в ОПЕК Индонезии с января 2016 г. в «корзину» снова была добав-

Рис. 6. Динамика среднегодовых рыночных и официальных продажных цен* на лёгкую аравийскую нефть в 1960–2018 гг., FOB Рас-Танура, долл./барр.



* Цена рынка «спот» в 1960–1974 гг. и 2016–2018 гг.; ОПЦ в 1975–2015 гг.
Источники: база данных ГАПМЭР/ЦНБ.

лена индонезийская нефть. В настоящее время цена «корзины» ОПЕК определяется как средний арифметический показатель физических цен 13 сортов нефти, добываемой участниками организации.

В начале 2000 г. страны ОПЕК приняли решение о том, что цена «корзины» должна по возможности находиться в приемлемом интервале – от 22 до 28 долл./барр. Тем не менее котировки выросли с 24,6 долл./барр. в январе 2000 г. до 40 долл./барр. в августе 2004 г. и 130 долл./барр. в июле 2008 г., а затем начали вновь снижаться (см. рис. 7).

Плюсы и минусы «НЕФТЯНОГО БОГАТСТВА»

Вместе с ростом цен на нефть увеличивались и доходы стран ОПЕК от её экспорта. В 2017 г. они составили 578 млрд долл., но заметно уступали годовому максимуму – 1,2 трлн долларов, – достигнутому в 2012 г. (см. рис. 8). По оценке Управления энергетической информации Минэнерго США (EIA), доходы ОПЕК от чистого экспорта нефти увеличились за период 1996–2012 гг. более чем в 10 раз и должны составить в 2018–2019 гг. порядка 700 млрд долларов.

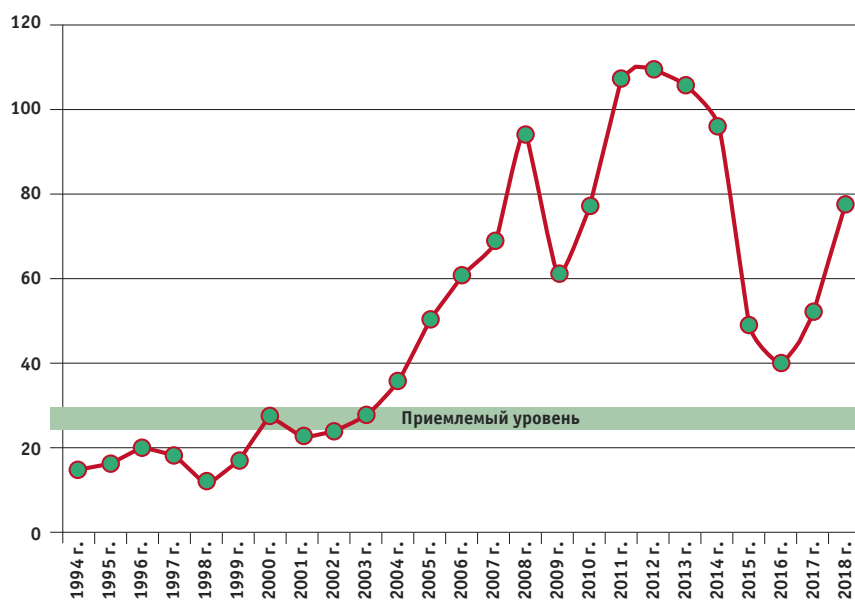
Однако, по оценке экспертов Секретариата ОПЕК, нефтеэкспортные доходы стран ассоциации составляют в среднем менее одной трети всех поступлений от продажи в розницу нефтепродуктов в нефтеимпортирующих странах. Остальное приходилось на налоги, прибыль и издержки нефтяных компаний этих стран.

Как бы то ни было, получение колоссальных нефтеэкспортных доходов порождает проблему их эффективного использования в экономике. Ряд государств ОПЕК предпочитают вкладывать получаемые «нефедоллары» в создание специальных финансовых фондов и скупку акций высокоэффективных компаний или просто хранить их на счетах крупных западных банков.

В частности, в 1987 г. крупнейшим акционером ВР едва не стал Кувейт, доведя свою долю до 21,6%. Но тут вмешалась британская Комиссия по монополиям и слияниям, по решению которой компания выкупила у Кувейта 11,8% своих акций. С апреля 2009 г. эмиратская Aabar контролирует 9,1% автоконцерна Daimler, ранее называвшегося Daimler-Benz. Ещё 6,8% акций этого автогиганта в 1973 г. приобрёл кувейтский Sovereign Savings Fund. В 1988 г. IPIC купила 9,6% акций испанской нефтехимической корпорации CEPSA (с 2011 г. IPIC полностью контролирует её), а в 1994 г. – 19,6% акций ведущей австрийской нефтегазовой компании OMV (в 2011 г. эта доля возросла до 24,9%). И наконец, с 7 сентября 2018 г. 18,36% акций «Роснефти» принадлежит суверенному фонду Катара.

В свою очередь, недополучение ожидаемых доходов от нефтяного экспорта, необходимых для финансирования намеченных национальных проектов, означает сокращение или дефицит планируемых госбюджетов. Так, аналитики американских Fitch, Highmark Capital, IWF и Wall Street Journal подсчитали: чтобы обеспечить бездефицитные государственные бюджеты, в 2018 г. странам ОПЕК необходимы были экспортные цены на нефть в коридоре от 50 до 140 долларов за баррель (см. рис. 9). Для сравнения отметим, что, по оценке банка «Ренессанс Капитал», для России минимальная бюд-

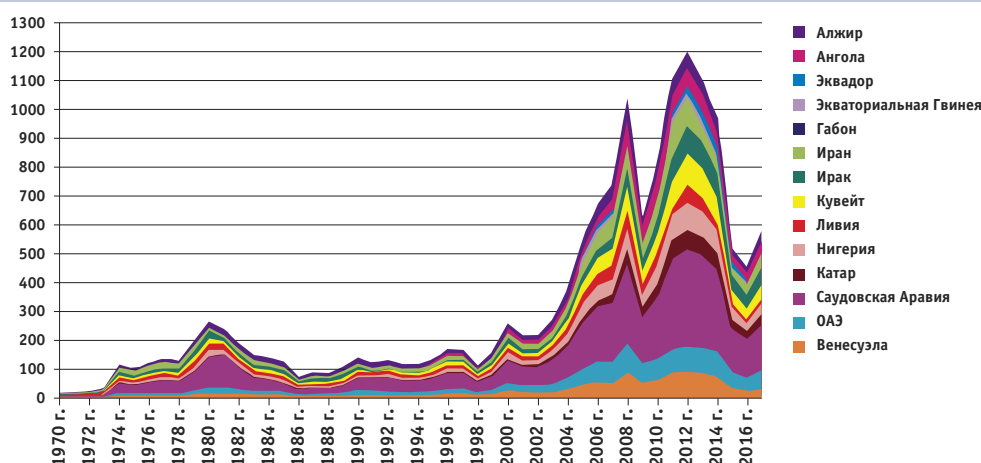
Рис. 7. Среднегодовая* динамика цены «корзины» ОПЕК в 1994–2018 гг., долл./барр.



* Данные за 2018 г. – в среднем за первые 10 месяцев года.

Источник: построено автором на основе: https://www.opec.org/opec_web/en/data_graphs/40

Рис. 8. Ежегодные совокупные доходы стран ОПЕК от нетто-экспорта нефти в 1970–2017 гг., млрд долл.



Источник: OPEC Annual Statistical Bulletin 2018.

жетная цена на нефть (МБЦ) составляла на 2018 г. 53 долл./барр. (в расчёте на экспортную цену нефтяной смеси Urals).

Экспорт нефти играет важную роль в экономике государств – членов ОПЕК. Особенно он критичен для Анголы, Ливии, Ирака и Саудовской Аравии, ВВП которых в настоящее время на 45–66% формируется доходами от продажи «чёрного золота» (см. рис. 10).

Благодаря значительным доходам от экспорта жидкого топлива, ВВП (особенно на душу населения) в промышленно слабых странах ОПЕК – один из самых высоких в мире (см. табл. 2).

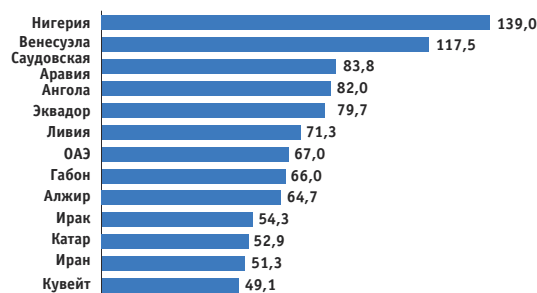
Но страны ОПЕК не забывают и о благотворительности. В начале 1976 г. для оказания финансовой помощи развивающимся (в первую очередь, беднейшим) странам был создан специальный межправительственный фонд международного развития ОПЕК. Его годовой бюджет превышает 3,6 млрд долларов.

Россия и ОПЕК

С 1998 г. Россия регулярно участвует в очередных и ряде внеочередных сессий министерских конференций ОПЕК в качестве наблюдателя. За это время стороны нарабатывали позитивный опыт партнёрства. Сложился перспективный формат регулярных встреч руководства Минэнерго России с руководителями ОПЕК и коллегами из стран, входящих в эту организацию. В декабре 2005 г. был установлен формальный энергетический диалог Россия – ОПЕК.

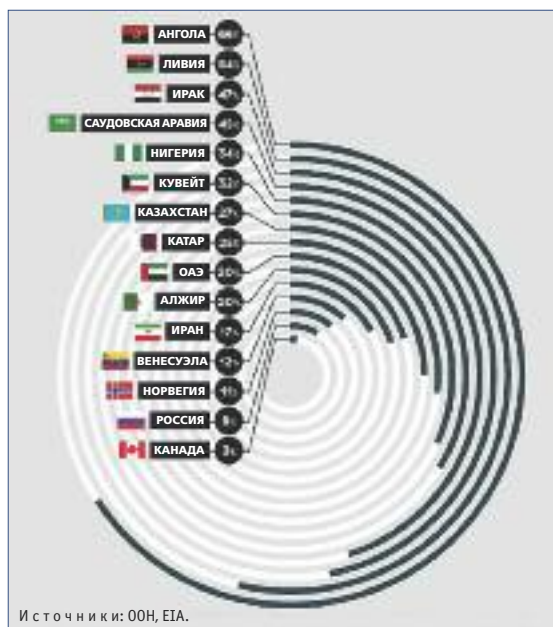
В соответствии с поручением Правительства РФ от 28 сентября 2012 г., Министерство энергетики ежегодно проводит консультации на уровне координаторов

Рис. 9. Минимальные бюджетные экспортные цены на нефть стран – членов ОПЕК на 2018 г., долл./барр.



Источник: оценка Fitch, Highmark Capital, IWF и WSJ.

Рис. 10. Доля поступлений от экспорта нефти в формировании ВВП отдельных стран в 2017 г., %



Источники: ООН, ЕА.

энергодIALOGA Россия – ОПЕК. Старт диалогу был дан на встрече Александра Новака и генерального секретаря организации Абдаллы Салема аль-Бадри в сентябре 2012 г.

ЭнергодIALOGA Россия – ОПЕК предполагает проведение ежегодных встреч на уровне министра энергетики РФ и генерального секретаря организации (поочередно в Москве и Вене), а также заседаний экспертов, посвящённых наиболее актуальным вопросам развития нефтяного рынка.

Вторая встреча в рамках энергодIALOGA Россия – ОПЕК состоялась в Москве в октябре 2013 г. Стороны приняли решение создать две рабочие группы для подготовки совместных докладов по нетрадиционным углеводородам (трудноизвлекаемая нефть и сланцевый газ), а также развитию мировой нефтеперерабатывающей отрасли.

16 сентября 2014 г. в Вене прошла третья встреча высокого уровня. В её ходе стороны обменялись мнениями о ценообразовании на нефть и оборудовании для нефтегазовой промышленности, а также о перспективах реализации новых проектов.

30 июля 2015 г. в Москве состоялось 4-е заседание энергодIALOGA Россия – ОПЕК. Оно прошло в присутствии руководства нефтяных компаний, представителей научных кругов РФ и высокопоставленных представителей Секретариата ОПЕК. Основной темой стало обсуждение ситуации на рынке нефти, а также средние- и долгосрочных перспектив его развития. Участники заседания также обсудили ситуацию в российской нефтехимической отрасли. Ещё одной темой стало налогообложение в нефтяном секторе России.

24 октября 2016 г. в Вене под председательством Александра Новака и генерального секретаря ОПЕК Мухаммеда Баркиндо прошло пятое заседание ЭнергодIALOGA. В нём также приняли участие представите-

Табл. 2. ВВП (по покупательной способности) стран – членов ОПЕК в 2017 г., долл. и долл./чел.

Страна	ВВП в 2017 г., млрд долл.	ВВП на душу населения в 2017 г., долл./чел.
Катар	340,640	67269,64
ОАЭ	686,831	35236,8
Кувейт	291,480	27612,75
Саудовская Аравия	1773,551	20201,68
Ирак	658,791	17004
Алжир	632,904	15150
Индонезия	3242,771	12378
Экваториальная Гвинея	30,352	9853,57
Габон	36,727	8180,89
Ливия	64,396	7410,78
Ангола	190,290	6813
Конго	28,875	6707
Нигерия	1118,756	5927
Эквадор	192,637	5433,38
Иран	1644,705	5026,81
Венесуэла	380,743	4685,81
Мир в целом	127044,182	16779
Россия	4007,831	8664,06

Источник: МВФ.

Табл. 3. Доказанные запасы, добыча, кратность запасов и возможная рыночная капитализация основных ННК стран – членов ОПЕК

Страна	Национальная нефтегазовая компания	Запасы			Добыча, млн барр. н. э. / год	Обеспеченность запасами, лет	Расчёт рыночной капитализации, млрд долл.
		Жидкие углеводороды, млрд барр.	Газ, трлн ф³	Всего, млрд барр. н. э.			
Алжир	Sonatrach	12	159	39	1890	20	514
Ангола	Sonangol	10	10	11	786	14	215
Эквадор	Petroleos de Ecuador	7	0,3	7	185	35	128
Иран	National Iran Oil	138	1046	312	2847	110	4929
Ирак	Iraq National Oil	115	112	134	978	137	2917
Кувейт	Kuwait Petroleum	104	64	115	965	119	2576
Ливия	National Oil	44	54	53	831	64	1123
Нигерия	Nigerian National Petroleum	37	185	68	1320	52	1158
Катар	Qatar Petroleum	25	899	175	1168	150	1996
Саудовская Аравия	Saudi Aramco	262	264	306	4411	69	6706
ОАЭ	Dubai Petroleum, Abu Dhabi National Oil	98	214	134	1496	89	2664
Венесуэла	Petroleos de Venezuela	99	176	129	1285	100	2641
Всего ОПЕК		951	3183	1482	18164	82	27891

Источники: ЕА, ОПЕК.

ли МИД России, ПАО «ЛУКОЙЛ», АО «Зарубежнефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Татнефть», Института энергетики и финансов, ИМЭМО РАН, а также Секретариата ОПЕК. Основная тема заседания – анализ ситуации на нефтяном рынке, средние и долгосрочные прогнозы её развития. В ходе обсуждения участники отметили влияние, которое оказали на нефтяную промышленность наблюдавшиеся в последнее время волатильность цен на сырьё и высокий уровень запасов. В ходе дискуссии был затронут вопрос возможного влияния мер по борьбе с изменением климата на спрос на нефть и на инвестиции в отрасль. Кроме того, стороны обсудили важность инновационных технологий и их возможное воздействие на рынок.

1 декабря 2018 г. министр энергетики РФ Александр Новак принял участие во

встрече Президента России Владимира Путина с наследным принцем, министром обороны Саудовской Аравии Мухаммедом бен Салманом Аль Саудом. На переговорах стороны обсудили перспективы договорённостей в рамках сделки «ОПЕК+». Они договорились продолжить консультации в 2019 г., мониторить состояние рынка и при необходимости оперативно реагировать на ситуацию.

НАЦИОНАЛЬНЫЕ ГИГАНТЫ

В каждой стране – члене ОПЕК есть своя национальная нефтяная (нефтегазовая) компания (ННК), которая в частности отвечает по международным нефтяным обязательствам страны (см.: Трудно быть первыми // Нефть России. 2017. Сентябрь. № 9. С. 26–31). ННК стран ОПЕК относятся к числу крупнейших в мире (по

крайней мере, по величине контролируемых ими запасов углеводородов).

Если бы акции ННК продавались и покупались на бирже, что не практикуется, поскольку это, как правило, государственные предприятия, рыночная капитализация многих из них превысила бы аналогичный показатель крупнейших частных нефтяных корпораций. Так, по оценке британской газеты Financial Times, капитализация иранской NIOC составила бы свыше 4,9 трлн, а Saudi Aramco – свыше 6,7 трлн долларов. Для сравнения отметим, что капитализация крупнейшей российской нефтегазовой компании «Роснефть» в середине 2018 г. превышала 4 трлн рублей, или 64 млрд долларов, а ведущей частной нефтегазовой компании мира, американской ExxonMobil, в конце ноября 2018 г. – 335 млрд долларов.

В целом же, как отмечают эксперты Financial Times, возможная суммарная ры-

ночная капитализация 12 ведущих ННК из стран ОПЕК достигла бы в 2010 г. уровня 28 трлн долларов (см. табл. 3).

Прежде американская, но к 1980 г. полностью национализированная саудовским правительством компания Saudi Aramco имеет в своём штате более 65 тыс. человек. Она контролирует порядка 332,9 млрд барр. доказанных запасов нефти и природного газа (около 46 млрд т н. э.) и добывала в 2017 г. почти 12,3 млн барр. н. э. /сут (более 638 млн т н. э.). В порядке сравнения отметим, что «Роснефть», сохраняющая лидерство среди публичных компаний нефтегазовой промышленности, имела на конец 2017 г. 39907 млн барр. н. э. (5395 млн т н. э.) доказанных запасов и добыла в 2017 г. 281,7 млн т н. э. нефти, газоконденсата и газа. ■

КАЛЕНДАРЬ

ЧЕРНОМОРСКИЕ НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ
OIL & GAS BLACK SEA CONFERENCES

iOilGas
conference

ежегодные
НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ



ДАРЕЛ ПЕРВЫЙ
ЗОЛОТОЙ МЕРУРИ
2017



25 - 30 марта 2019
Сочи

8-я Международная научно-практическая конференция

Инновационные технологии в процессах сбора, подготовки и транспортировки нефти и газа. Проектирование, строительство, эксплуатация и автоматизация производственных объектов

ОРИГАНИЗАТОР



ООО «НГФ «Нитро»

27 мая - 1 июня 2019
Сочи / Роза-Хутор

14-я Международная научно-практическая конференция

Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития

ОРИГАНИЗАТОР



ООО «НГФ «Нитро»

22 - 27 сентября 2019
Новороссийск

10-я Международная научно-практическая конференция

Строительство и ремонт скважин

ОРИГАНИЗАТОР



ООО «НГФ «Нитро»

7 - 12 октября 2019
Сочи

7-я Международная научно-практическая конференция

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы

ОРИГАНИЗАТОРЫ



Научно-технический журнал
«Нефть, Газ, Новоросси»



ООО «НГФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

НЕФТЬ
КАПИТАЛ

ТЕХНОЛОГИИ
НЕФТЕГАЗА

ГАЗОВАЯ
ПОТЕНЦИАЛЬНОСТЬ

ВЕРТИКАЛЬ

АНАЛИТИКА
ПРОМЫСЛОВ

25
Нефть
ПРОМЫСЛОВ

СФЕРА

ROGTEC

БУРЕНИЕ
НЕФТЬ

ЭКОНОМИКА
НЕФТЬ ГАЗ

НЕДРА

Refined
Thinking
TUBES

НЕФТЕГАЗОВЫЕ

ГЕОЛОГИЯ
НЕФТЕГАЗА

Neftgaz.RU

CAMELOT
PUBLISHING

НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ПРОМЫСЛОВЫЕ

Мир
Нефти



СООБЩЕСТВО
ОБРАЗОВАТЕЛЕЙ
РОССИИ



Министерство
образования
и науки
РФ



Министерство
природных ресурсов
и экологии
России



Министерство
энергетики
России



Министерство
промышленности
и торговли
России

(861) 212-85-85

info@oilgasconference.ru

www.oilgasconference.ru



США – Венесуэла: дело идёт к развязке

Сырьевая дуэль в Карибском регионе вступила в самую накалённую фазу

Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

Принятая Николасом Мадуро 10 января присяга на очередной срок президентского правления в Венесуэле не просто рассердила, а разъярила элиту Соединённых Штатов, отдалив заодно от непокорного Каракаса ещё и ведущие латиноамериканские столицы. А ведь недавно в США и государствах Лимской группы надеялись, что преемник команданте Уго Чавеса загнан, вопреки своей победе на выборах (не признанной большей частью мирового сообщества) в конституционный тупик. Ведь его инаугурацию, как рассуждали противники, не примет Национальная Ассамблея, подконтрольная не боливарианским властям, а оппозиции правоцентристского типа. Но Мадуро обошёл парламентский протокол, вступив в высокую должность не под сводами каракасского Капитолия, а в Верховном суде. И вот теперь, ополчив против себя практически всё Западное полушарие кроме Гаваны и Манагуа, лидер боливарианского процесса вынужден, причём в обстановке острейшего экономического кризиса, готовиться ко Дню Икс. Это – навязываемое из Вашингтона сведение счётов Мадуро с региональным гегемоном и его сателлитами. Но вот вопрос: почему эта развязка наступит именно сейчас, в 2019-м?



ГЕОПОЛИТИКА ДИКТУЕТ СВОИ ЗАКОНЫ

Турбулентная история Боливарианской Республики насчитывает уже два десятилетия – срок немалый. Вашингтон дважды – в апреле 2002-го и в декабре 2002-го – феврале 2003 г. – с помощью местных врагов чавизма предпринимал решительные, но неудачные попытки свергнуть раздражающий Соединённые Штаты каракасский режим. Ведь он, помимо всего прочего, однозначно ориентируется в своей внешней политике на социалистическую Кубу, что для США неприемлемо.

Однако попыток сделать противоборство с Венесуэлой постоянным ожесточённым и поставить его во главу угла вашингтонского курса в Латинской Америке почти не наблюдалось. Венесуэле перекрывали далеко не все «кислородные каналы». В Белом доме и Госдепартаменте умело занимались разворотом в нужном Штатам направлении таких региональных гигантов, как Бразилия, Аргентина, Колумбия и т. д. И многого достигли на этом пути. А вот Венесуэла, особенно в последние годы, в каком-то смысле даже приносила пользу внешнеполитической пропаганде Вашингтона. Приносила хотя бы эмиграцией трёх миллионов своих обездоленных граждан в соседние страны. На таком фоне как правополитическим, так и откровенно реакционным кругам региона становилось всё легче, ссылаясь на чудовищную инфляцию, спад нефтедобычи и товарные дефициты в Каракасе, доказывать бесполезность любых социалистических (особенно насквозь пропитанных революционной эклектикой и хозяйственной путаницей) экспериментов.

Однако сейчас в мире сложилась иная геополитическая ситуация, мощно влияющая на Карибский бассейн (или просто Карибы), причём подчас издалека. Команде Дональда Трампа, можно сказать, позарез надо найти на карте планеты ту географическую точку, которая символизировала бы собой тесный альянс и даже единство глобальных устремлений России и Китая, как ведущих звеньев БРИКС и ШОС. Даже столь крупный демарш Белого дома, как взлом Договора по РСМД, в значительной мере обусловлен не какими-то неожиданными прорывами уральского ВПК на скромной 500-километровой ракетной дистанции. Трамповское «хлопанье дверью» объясняется скорее паранойей перед лицом мнимого «военного блока» между Москвой и Пекином. Дескать, сознайтесь в Кремле, что втайне вы уже заодно с КНР и в случае любого вооружённого конфликта на дальних широтах автоматически вступите в войну на той же стороне. Скажите же во весь голос, что так и есть.

Тем временем Москва и Пекин, даже при близости своих позиций и конструктивном широком партнёрстве, естественно, не признают подобных упрощений. Но размашистые американские манеры хорошо нам известны. Коль скоро Китай преуспел как раз в ракетах средней и малой дальности, надо утратить ему нос встречными программами Пентагона. Быть может, скажете вы, этому мешают обязательства США перед Россией? Что ж, извините уж за вашингтонский моветон, – тогда к черту эти обязательства!

В Белом доме решили, что неплохо бы подобрать для обывателей более или менее яркое доказательство того, что Москва и Пекин и впрямь действуют заодно даже на дальних меридианах – под боком у единственной в мире сверхдержавы. И вот удача – такая страна нашлась. Это задолжавшая и России, и особенно Китаю Венесуэла. Итак, если ударить по ней каким-то действенным способом, то можно показать всему миру, что и военно-техническое сотрудничество, и финансовая помощь, и энергетическое партнёрство «очагов мирового зла» с «клиентом» в Карибах – это общая затея обоих главных оппонентов Америки на планете. В общем, мы с китайцами и впрямь «одним миром мазаны». И на-

нося по нам санкционно-политические, правовые и, я бы добавил, идеологические удары из Соединённых Штатов, вовсе незначителен для нас друг от друга.

В этом смысле во многом прав обозреватель Иван Данилов, комментарий которого был недавно широко распространён по каналам РИА Новости. «*CNN и другие американские СМИ, – писал он, – сообщают о том, что Дональд Трамп и его администрация фактически готовят смену власти в Венесуэле для восстановления влияния США в Южной Америке и ликвидации российского и китайского плацдарма в Западном полушарии.*»

ГЛАВНАЯ МИШЕНЬ – «НЕФТЯНКА»

В качестве ключевого звена в плане по возвращению южноамериканского «нефтяного Эльдorado» (235 млрд баррелей доказанных запасов тяжёлой и сверхтяжёлой нефти плюс как минимум 70 млрд баррелей традиционного «чёрного золота») под эгиду США изучается возможность официального признания альтернативного правительства Венесуэлы. Возглавить его в принципе может оппозиционный лидер и клиент Вашингтона по имени Хуан Гуайдо.

Речь идёт о парламентском спикере, находящемся в непримиримом конфликте с президентом Мадуро. Что ж, от предполагаемого признания альтернативного кабинета Белым домом недалеко до прямого участия США в самой смене власти. Будет ли она осуществлена путём американской агрессии? Либо в результате госпереворота? Или, быть может, в ходе так называемой гуманитарной интервенции силами Соединённых Штатов, а затем, возможно, и латиноамериканских стран Лимской группы через колумбийскую и бразильскую границы? Это неизвестно. Но началась разработка всех этих планов не при безоблачной погоде, а в условиях затяжного новогоднег «шатдауна» или – позднее – тяжёлого «похмелья» от его последствий. Память об аппаратном коллапсе органов федеральной власти и срыве бюджета на 2019 г. пока ещё слишком свежа и болезненна в американском обществе, чтобы Трамп, по заветам Рейгана или Буша-старшего, не соблазнился шансом на «громкую компенсационную» победу за пределами США. Словом, республиканской элите нужен взброс в медийное поле – инъекция горячей темы, способной переключить внимание американцев от внутреннего бессилия Белого дома на небольшой, но успешный поход (или «цветную революцию») где-то в Карибах.

Для создания убедительного предложения необходим последний, итоговый антивенесуэльский толчок. Таких банальных рестрикций прошлых лет, как «чёрные списки» или запреты на использование банков США для сделок Каракаса, недостаточно. Образно говоря, должен быть обеспечен уже не частичный, а полный паралич сырьевого комплекса Ориноко, единственного надёжного источника валюты для республики, истощённой внутренней и внешней конфронтацией. Стремление Вашингтона нанести удар именно в этой области объясняется и ещё одним специфическим обстоятельством. Оно, между прочим, свойственно не всем странам ОПЕК. Во многих из них нефтяное сообщество стоит особняком от военных кругов – патриотически настроенного офицерства. Но в Каракасе это не так. Элита гвардейского и армейского генералитета, как и примыкающие к нему старшие офицеры, – это и есть ядро PDVSA (около 100 человек только на высших отраслевых уровнях). Во главе монополии, как и министерства, был год назад поставлен генерал Национальной гвардии – 51-летний Мануэль Кеведо. Поэтому для Трампа добить и без того буксующий венесуэльский ТЭК значило бы вместе с тем рассчитаться с защитниками Боливарианской Республики – вы-

бить из-под национальной обороны немалую часть финансовой и материальной базы. Для начала Хуан Гуайдо назначил по инструкции из Вашингтона новых директоров PDVSA, готовых отныне подписывать что угодно и с кем угодно, но автоматически попавших под уголовное расследование по указанию верной боливарианским властям прокуратуры.

Ну а первым громким залпом дуэли с Каракасом стали жёсткие нефтяные санкции, введённые Белым домом в ночь с 28-го на 29-е января. Для оплаты партий топливно-сырьевого импорта из Венесуэлы предусмотрен новый, особый банковский счёт в США, не подконтрольный правительству Мадуро. Неамериканским партнёрам PDVSA, т. е. «чужакам», предписано срочно сворачивать свои сделки с Каракасом. Почти всё это в целом уже предсказывалось агентством Reuters в сообщении о целой серии конфиденциальных консультаций между высокопоставленными чиновниками из команды Трампа и топ-менеджерами ведущих нефтегазовых корпораций США. Причём прежде всего тех компаний, которые давно уже связаны с южноамериканской сырьевой кладовой и хорошо знают, где и в чём она больше всего уязвима. Параллельно рассматривались следующие «попутные» эффекты и составные части враждебной кампании против венесуэльского углеводородного ТЭК.

Подрывная акция номер один – активно обсуждаемый запрет на поставки в Венесуэлу продуктов американской нефтепереработки. Это – болезненная мера, особенно что касается завоза растворителей на венесуэльские НПЗ. Без этого невозможно превращать тяжёлую и сверхтяжёлую нефть Ориноко в продукцию с коммерческими характеристиками. Опасен и вероятный отказ от экспорта из США лёгкой нефти или бензина в ту же республику. Даже бедные венесуэльцы, можно сказать, избалованы в течение многих десятилетий дешёвым горючим для своих, как правило, старых машин. С давних времён (то есть задолго до правления Чавеса) власти опасаются уличных протестов против любых подорожаний топлива. Но чтобы его хватало сотням тысяч водителей, не заботящихся об экономии, необходим устойчивый импорт высокооктанового бензина – хотя бы для его смешивания с вязким и сернистым топливом местного разлива.

МЕКСИКАНСКИЙ ПРЕЦЕДЕНТ И КОЕ-ЧТО ДРУГОЕ

Совсем недавно администрация США получила зримое свидетельство, к каким социальным последствиям привёл бы «мёртвый клинч» не только в региональных поставках, но и во внутренней дистрибуции нефтепродуктов в любом уголке Латинской Америки. Неурядицы с бензином и смазочными материалами ведут к народным бунтам огромного размаха – прежде всего на маргинально-люмпенском фланге.

Новый лидер Мексики, которого недолюбливают в Вашингтоне за давнее «левачество», дружбу с покойными Фиделем Кастро и Уго Чавесом, взялся искоренить воровство бензина из трубопроводов. Для ремонта и «латания дыр» – после врезок бандитов в топливные трассы – Андрес Мануэль Лопес Обрадор сознательно перекрыл свыше трети отечественной трубопроводной сети, но действующая часть труб и бензоколонок заработала с перебоями. Играя на недовольстве населения, «нефтяная мафия» стала ещё отчаяннее врезаться в топливные артерии, провоцируя соотечественников с канистрами топтаться возле бензиновых фонтанов в надежде на дармовое горючее. И вот страшный итог: 19 января в мексиканском штате Идальго погиб от взрыва на пробитом гангстерами трубопроводе 91 человек, а ранены сотни. Повторяю: произошло это вовсе не в результате какой-то заказанной из США диверсии. Но Идальго под-

сказывает режиссёрам «цветных революций», что даже краткое отключение части АЗС или иные срывы энергоснабжения не только мексиканской, но, к примеру, и венесуэльской периферии (по любым причинам) могут погрузить страну в хаос...

Подрывной акцией номер два может стать – впервые после рокового Карибского ракетно-ядерного кризиса 1962 года – военно-морской карантин США вдоль берегов Боливарианской Республики, дабы воспрепятствовать альтернативному развороту большинства венесуэльских танкеров на Азию вместо Северной Америки. А ведь уже санкционированный Вашингтоном произвол на традиционно карибском маршруте лишает и без того полузадушенный рестрикциями Каракас последней толики устойчивых доходов в Западном полушарии. Хотя ввиду инвестиционно-технологического, кадрового и управленческого кризиса в национальной нефтегазовой корпорации PDVSA экспорт «чёрного золота» с берегов Ориноко в Соединённые Штаты сам по себе упал в прошлом году по сравнению с 2017-м, Северная Америка всё равно осталась крупнейшим рынком для жидких углеводородов из Боливарианской Республики.

По данным Refinitiv Eikon, суточный объём этих танкерных перевозок составил в 2018-м уже не 591,422 барреля, а 500,013 барреля. Но и столь скромная цифра может и должна считаться для Венесуэлы спасительной, не правда ли? Зная об этом, проводники гегемонистского внешнеполитического и внешнеэкономического курса США, в первую очередь госсекретарь Майк Помпео, вплотную занялись анализом потенциального шанса. Им хотелось бы поставить режим Мадуро на колени с помощью, образно говоря, копии антииранского «удушающего сценария», вступившего в силу на танкерных маршрутах Персидского залива 4 ноября прошлого года. Однако не будем скрывать: подготовке и поэтапной реализации подобных замыслов кое-что всё-таки мешает. Что конкретно?

БИЗНЕС ПРОСИТ ТРАМПА НЕ СПЕШИТЬ

В мировой истории нередки высказывания «первых лиц», которые невозможно оценить в полной мере на момент их озвучивания. Работая в 2005–2010 гг. в Каракасе, я удивлялся уверенным фразам Чавеса о том, что Венесуэлу следует признать участницей десанта союзников 6 июня 1944 г. на Ла-Манше, ибо тогдашняя боевая техника США и Британии работала в основном на горючем из Маракайбо.

Помнится, не раз говаривал команданте и о том, что авеню Нью-Йорка устланы венесуэльским асфальтом. Эти и другие эпизоды новейшей истории, повторяю, казались мне преувеличениями или даже самовосхвалениями. Как оказывается, напрасно. Целое ожерелье нефтеперерабатывающих заводов США на побережье Мексиканского залива технологически настроены на венесуэльские сорта нефти. И это сдерживает авторов авантюрных сценариев по насильственному перекрашиванию Каракаса в иные политические цвета. Сдерживает потому, что ряд американских компаний не способны (даже в нашу высокотехнологичную эпоху!) быстро перестроиться на иные марки жидкого углеводородного сырья.

Да и как перестроиться, если, например, тяжёлой нефти стало – по разным причинам – меньше поставляться на НПЗ Техаса и Луизианы не только из Венесуэлы. Упал завоз такого сырья и из Мексики, Саудовской Аравии, а также с нефтяных песков Канады. Если 15 января биржевые фьючерсы на тяжёлую нефть сорта Mars торговались с надбавкой 4,50 доллара за баррель, то уже 17 января эта премия повысилась до 6,8 доллара – настолько трудно достать такую нефть на рынке. В тот же день ещё боль-



ше подорожала востребованная на Южном берегу США марка Heavy Louisiana Sweet, впервые с середины октября превысив на 8 долларов цену барреля стандартной смеси WTI. В общем, цены на тяжёлое сырьё достигают нынче рекордных планок за последние пять лет. И всё равно таких марок не хватает. Вот почему целый ряд предприятий нефтепереработки в США активно сопротивляются намерению Белого дома заблокировать импорт из Венесуэлы. Два НПЗ – Phillips 66 и PBF Energy – вынуждены были в прошлом году прекратить прямые закупки у венесуэльской PDVSA, и ничего хорошего это им не принесло.

Не стоит полагать, что и сами американские компании, под чьей эгидой работают те или иные заводы, легко согласятся с инициативой Трампа по введению полного эмбарго. Адаптация к новому сырью, особенно к его закупкам на непредсказуемых спотовых площадках, – дело сложное, рискованное и затратное. Это понимают покупатели южноамериканской нефти на побережье Мексиканского залива – Valero Energy, PBF Energy и, наконец, Chevron Corp. Последняя корпорация – важное звено высшей лиги (или «троицы») топливных гигантов США. При этом она продолжает упорно работать в Венесуэле, в отличие от ушедших оттуда в 2007-м ExxonMobil и ConocoPhillips. Ну и, конечно, не поддержал идею всеобъемлющей топливной блокады крупнейший импортер «чёрного золота» Венесуэлы. Это – давно считающаяся в Штатах «своей» дочка PDVSA – Citgo Petroleum. Впрочем, и сама-то Citgo оказалась в последние дни под санкциями.

Заметьте: все названные коммерческие структуры уклоняются в эти дни от каких бы то ни было комментариев происходящего. И это – в ведущей стране капиталистического мира, где деловое паблисити, особенно на актуальные темы, всегда приветствовалось. Чем же объяснить молчание? Может быть, иные топ-менеджеры боятся прослыть тайными сторонниками боливарианского режима в глазах Белого дома? Или, наоборот, зарекомендовать себя сторонниками вашингтонского прессинга в глазах революционного Каракаса? Нет, дело ещё запутаннее и хуже! Капитаны американского ТЭК опасаются, что, подыгрывая администрации США на нынешнем краткосрочном отрезке, они всё же вскоре окажутся под огнём испепеляющей вашингтонской критики совсем за другое преступление.

«Как же вы могли допустить, – наверняка возмутятся в Белом доме, – серьёзное подорожание тяжёлой, в том числе битуминозной, нефти на фоне развернувшейся в Штатах борьбы за дешёвизну энергоносителей ради смягчения надвинувшегося на Уолл-Стрит финансово-экономического спада?» И ведь тогда уже никто не вспомнит про Венесуэлу. СМИ заговорят скорее об отраслевых «отщепенцах», позволивших себе взметнуть цены на отдельные виды нефтепродуктов вопреки общему, обращённому к рядовым потребителям-соотечественникам курсу республиканских властей.

ПРОТИВОВЕС РЕГИОНАЛЬНО-ПОЛИТИЧЕСКОГО ХАРАКТЕРА

Кроме далеко не полной готовности американского сектора downstream перестроиться вместо венесуэльской на иную – собственную или привозную – нефть (которой также не хватает на рынке!), существуют

ещё и геополитические факторы. Они тоже могут на какое-то время сорвать сгущение туч над Каракасом. Это в первую очередь традиционная солидарность латиноамериканцев. Богатые или бедные, они всё равно с давних времён не любят заносчивых англоязычных «гринго» и хронически не доверяют Вашингтону.

Разумеется, противодействовать попыткам завуалированного или прямого правоцентристского переворота в Венесуэле латиноамериканцы станут по-разному. Так, командированные в Каракас кубинцы, «растворившись» в штатных расписаниях венесуэльских органов безопасности, министерств и ведомств, учреждений здравоохранения и образования, будут предотвращать надвигающуюся грозу в качестве советников и прямых партнёров. Левые силы Бразилии и Аргентины зальют возмущенным людским половодьем улицы Рио-де-Жанейро и Буэнос-Айреса. Но больше всего неприятностей для США предвещает возможная радикализация общественной атмосферы в Колумбии, слышущей с некоторых пор преимущественно проамериканским игром на региональной арене. Сейчас там относительно тихо. Действует заключённое (кстати, не без помощи Кубы и Венесуэлы) мирное соглашение между властями и левоповстанческой группировкой FARC. Многие бывшие партизаны действительно привыкают к оседло-мирной жизни.

Но повторно воспламенить колумбийскую конфронтацию, как считают в Каракасе, не так уж и трудно. А там оживёт, причём в неизмеримо больших масштабах, чудовищный наркотрафик Медельина и Кали. И в Соединённых Штатах не могут этого не опасаться. Осознание угроз доходит, конечно, и до вышеупомянутой Лимской группы государств, пусть и не признающих, даже осуждающих режим Мадуро. Противодействовать ему дипломатически и коммерчески они готовы, а вот попытаться высадить свои войска в Венесуэле – это уж извините...

Осторожный тон влиятельных критиков чавистского наследия по обе стороны Атлантики почувствовался совсем недавно в старинном гватемальском городе Антигуа. На прошедшем там Иberoамериканском форуме с участием короля Испании и доброй дюжины президентов латиноамериканских стран не было, представьте себе, никакой согласованной атаки и потока резолюций против Венесуэлы! Это косвенно подтверждает, что от зубодро-

бительного, прямого наступления на чавизм испано- и португальзычный мир пока воздерживается. Так что, быть может, напрасно Каракас, Гавана и Манагуа не направили на форум в Антигуа свои делегации.

Если помогать, то всерьёз

Ещё один внешний фактор в пользу выживания нынешней государственно-политической системы в Венесуэле при всех её недочетах – это, как уже отмечалось в начале статьи, активное инвестиционное и военно-техническое присутствие Москвы и Пекина.

Собственно, поскольку основой всего хозяйственного организма в данном латиноамериканском государстве являются углеводороды, решение проблемы кажется обманчиво простым: окажите активное содействие тамошней «нефтянке» – и дело с концом! Но, увы, подходящий момент для выправления ситуации путём оказания адресной помощи в сфере ТЭК давно уже упущен – и лишь наивные наблюдатели этого не понимают. С 2007 г. предельный размер долей иностранных инвесторов в венесуэльских активах ограничен 40%, а оператором можно становиться только в исключительных случаях, да и то лишь на короткий период обустройства и освоения тех или иных месторождений. Даже ставить пакеты в местных СП на баланс в международных реестрах зарубежных компаний для повышения их капитализации – и то запрещалось годами.

В общем, чисто отраслевой рычаг преодоления спада – при нынешнем законодательстве и надзорных ограничительных подходах местных партнёров – совершенно иллюзорен. Никто, правда, не спорит: сообща работать на венесуэльских месторождениях можно и нужно. Но надеяться вытянуть тем самым всю экономику увязшей в долгах и проблемах страны – абсолютно безосновательно. Раньше надо было нам думать, пока тысячи кадровых рабочих, инженеров, техников, геологов и менеджеров PDVSA ещё не «разбежались по углам» под прессом обрушившихся на компанию организационно-финансовых неурядиц, непомерной политизации, безденежья и просто жизненных невзгод.

Поэтому теперь было бы куда предпочтительнее по-дружески встать за посильное исправление общих стратегических диспропорций (особенно самых «кричащих») на макроуровне венесуэльской экономики как таковой. Похоже, это сознают и в самом правительстве Боливарианской Республики. Полгода назад оно обратилось к России с просьбой о подготовке и выдаче важных рекомендаций по выводу страны из кризиса. Более того, в Каракасе заявили, что лучшим способом обеспечить это была бы работа финансового консультанта из Москвы в Венесуэле на постоянной основе. Что ж, делегация авторитетных российских экспертов действительно побывала осенью в дружественном государстве. И вот в январе 2019 г. стало известно: Кремль предложил властям Венесуэлы рабочий план по оздоровлению экономики – и ждёт реакции.

«Мы сделали им предложение, – говорил ещё до нынешнего обострения обстановки вокруг Венесуэлы замглавы Минфина РФ Сергей Сторчак (тоже, кстати, побывавший с ознакомительно-рабочим визитом в Каракасе во главе нашей делегации). – Неформальное. По традиции после таких консультаций готовится проект заключения, и партнёры реагируют на этот проект. В конечном счёте это должен быть продукт, согласованный и консультантами, и реципиентом помощи. Иначе всё бессмысленно. Зачем мы будем кому-то рекомендовать, зная, что это его не устраивает».

Иван Данилов, на мнение которого мы уже ссылались в этой публикации, прав: «Остаётся надеяться, что Каракас прислушается к советам из Москвы, даже если они могут показаться сложными в реализации. Риск потерять страну слишком высок, а времени слишком мало для того, чтобы ограничиваться полумерами. Если всё пройдёт хорошо, то и российские, и венесуэльские интересы останутся в целостности и сохранности, а американцам придётся и дальше мириться с тем, что у них “на заднем дворе” есть страна, которая не хочет подчиняться Вашингтону».

С одной стороны, и западные СМИ, и оппозиция в Москве напрасно ёрничают насчёт «разорительной бесполезности» прилёта российских бомбардировщиков в Каракас. Сотрудничество в оборонной сфере крепить необходимо. Но, с другой стороны, само по себе оно мало что даст, если боливарианский кабинет во главе с Мадуро, возможно в последний раз перед «моментом истины», не задумается над коренными вопросами, громко стучащимися в двери республики. Это – роковые вопросы о перезревшем выборе между пламенно-митинговым и строго-деловым стилями в руководстве страной, между серьёзной проработкой истинных проблем и благотворительным подходом по принципу «всем сестрам по серьгам», между коррупцией и моральным очищением госаппарата и, в конце концов, между тем, чтобы вязнуть в гремучей смеси не оправдавших себя революционных теорий XX столетия или воспринять, наконец, свежие веяния нового – XXI века. ■



Би масса

топливо и энергия

КОНГРЕСС И ВЫСТАВКА • 17-18 АПРЕЛЯ 2019 • МОСКВА

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

(Биогаз, биодизель, бионефть, пеллеты, брикеты и другие биотоплива)

17-18 апреля 2019

Отель «Холидей Инн Лесная», Москва

Тел: +7 (495) 585 5167
info@biotoplivo.com
www.biotoplivo.com



20-22 МАРТА 2019

ОМСК

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ И УЧАСТИИ:

Министерство промышленности,
транспорта и инновационных
технологий Омской области

Администрация города Омска

Межрегиональная ассоциация
«Сибирское соглашение»

Омская ТПП

НП «Сибирское машиностроение»

Союз машиностроителей России



СИБИРСКИЙ ПРОМЫШЛЕННО- ИННОВАЦИОННЫЙ ФОРУМ

ПРОМТЕХЭКСПО

В ЭКСПОЗИЦИИ ФОРУМА:

**АВТОМАТИЗАЦИЯ,
ЭЛЕКТРОНИКА,
ИЗМЕРЕНИЯ**

ОМСКГАЗНЕФТЕХИМ

МАШИНОСТРОЕНИЕ

МЕТАЛООБРАБОТКА

СВАРКА

ЭНЕРГОСИБ, СИБМАШТЭК

ИНЭКСПО

ВЫСТАВКИ-ПАРТНЕРЫ:



АВТОМАТИЗАЦИЯ
Санкт-Петербург



**ПРОМЫШЛЕННАЯ
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА И ПРИВОДЫ**



**РАДИОЭЛЕКТРОНИКА
И ПРИБОРОСТРОЕНИЕ**
Международная специализированная выставка

МВЦ «ИНТЕРСИБ», ВК «ОМСК_ЭКСПО»
Тел./факс: +7 (3812) 22-04-59; 23-23-30; 25-84-87
E-mail: expo@intersib.ru www.intersib.ru



Новый игрок на углеводородном рынке

Египет стремится стать крупным нефтегазовым хабом в Восточном Средиземноморье

Татьяна ШМЕЛЁВА,
эксперт Института Ближнего Востока

Египет – уникальная страна по своему географическому положению и исторической роли в регионе. Он представляет собой вторую по размерам экономику на Ближнем Востоке и в Северной Африке. Египет также является одним из самых больших энергетических рынков в Африке и на Арабском Востоке с активно развивающимся и с недавнего времени подающим большие надежды нефтегазовым сектором. Однако так было не всегда: с начала 2000-х можно было отчётливо проследить истоки назревающего кризиса, когда спрос на энергоресурсы на внутреннем рынке начал догонять добычу. В 2009 г. Египет стал нетто-импортёром нефти, а в 2014 г. ему пришлось закупать за рубежом и природный газ. В то время как добыча на нефтяных и газовых месторождениях всё снижалась, объёмы потребления углеводородного сырья в стране за последнее десятилетие увеличились практически на треть. Ведь вместе с ростом населения расширился и спрос на электроэнергию, причём совершенно фантастическими темпами – 10% в год начиная с 2000-х. Нехватка топлива для выработки электроэнергии приводила к частым перебоям в электроснабжении. Политический кризис, «арабская весна» и финансовая нестабильность, разумеется, внесли свою лепту. Приток инвестиций был замедлен, что давило на экономику и привело к сокращению геолого-разведочной деятельности. Не будем забывать и об огромных долгах Египта перед нефтегазовыми корпорациями. Они достигли максимума в 2012 г., когда иностранцы ждали от египтян выплаты ни много ни мало 6,3 млрд долларов.

В ТИСКАХ ЭНЕРГОДЕФИЦИТА

С приходом к власти Президента Арабской Республики Египет (АРЕ) Абдель Фаттаха Ас-Сиси одна из основных проблем, которую пришлось решать новой власти, – это производство электроэнергии. В 2014 г. 96% всей электроэнергии в стране вырабатывалось из углеводородного сырья (природный газ и мазут), сжигаемого на тепловых электростанциях, 3% – на ГЭС и 1% приходился на возобновляемые источники энергии (ВИЭ). Причём 62% добываемого в АРЕ газа уходило на нужды электроэнергетики. В итоге уже с 2013 г. Египет стал чистым импортёром этого ресурса, хотя доказанные запасы на тот момент на территории страны составляли 2 трлн м³. Около 70% добычи газа в Египте обеспечивали залежи на шельфе Средиземного моря, 17% – газоносные участки Западной пустыни, 8% – дельта Нила, остальные 5% – месторождения на Синайском полуострове, в зоне Суэцкого залива и в Восточной пустыне.

Активы по добыче углеводородов в Египте принадлежат государству, а непосредственное управление находится в ру-

ках Egyptian General Petroleum Company (EGPC) и выделенного в отдельную структуру, но на 70% принадлежащего EGPC сугубо газового холдинга – Egyptian natural Gas Company (EGAS). Через эти две структуры и идут все иностранные инвестиции в НГК – зарубежные компании создают для этого совместные предприятия. Всего в этом секторе работают 50 иностранных компаний и девять частных египетских. Первое место среди них занимает International Egyptian Oil Company – «дочка» итальянской Eni.

Президент А. Ф. Ас-Сиси решил действовать сразу в нескольких направлениях. Во-первых, он (с помощью щедрых инвестиционных вливаний Саудовской Аравии, ОАЭ и других стран) начал выплачивать долги компаниям, ведущим разведку и добычу нефти и газа на территории страны.

Во-вторых, был подписан ряд контрактов и разыграны тендеры на разработку нескольких лицензионных блоков.

В-третьих, была начата нелёгкая реформа государственных топливных субсидий (хотя они всё ещё оставались высокими).

В-четвёртых, президент принял несколько важных решений, которые принесли позитивные изменения в нефтегазовый сектор. В частности, был заключён контракт с американской компанией GE Power & Water, которая взяла на себя обязательство поставить 46 газотурбинных блоков совокупной мощностью 2,7 ГВт (их установят на восьми электростанциях). Средняя мощность американских турбин в данном случае не превышает 100 МВт – они предназначены для модернизации устаревших электростанций и для строительства новых для небольших населённых пунктов. Сумма сделки не разглашалась так же, как и кредитные условия, которые удалось получить Египту. Но этот шаг позволил добиться положительных результатов – восполнить дефицит генерации.

Но справиться с растущим спросом Египет бы не смог, если бы в июне 2015 г. не добился настоящего прорыва, подписав контракт с германской компанией Siemens. Надо заметить, что в истории немецкого концерна этот контракт останется теперь навсегда, поскольку он стал крупнейшим за всё время существования Siemens – его сумма достигает 10 млрд долларов. Он предусматривает поставку оборудования для трёх газовых электростанций: 24 газовые турбины SGT5-8000H, 12 паровых турбин и 36 ге-



нераторов в комплекте, или 10 тыс. т высокотехнологичного оборудования, которые Siemens обязался изготовить и поставить на новые электростанции. Каждая из новых электростанций состоит из четырёх блоков, причём в каждом блоке – пара газовых турбин и одна паровая. Турбина SGT5-8000H – крупнейшая из выпускаемых Siemens и крупнейшая в мире (425 МВт мощности). Паровые турбины добавляют ещё 300 МВт.

НА ВОЛНЕ НОВЫХ ОТКРЫТИЙ

Тридцатого августа 2015 г. произошло поворотное для египетской экономики событие – итальянский концерн Eni сообщил об обнаружении гигантского газового месторождения Зохран, которое находится на глубине 1500 м на геологическом блоке Шурук. Его площадь составляет 100 км². Добыча на Зохране была официально запущена уже в декабре 2017 г. Согласно оценкам специалистов, доказанные запасы этого месторождения составляют порядка 850 млрд м³.

Для Египта это стало очень важным событием, поскольку к тому времени он находился на грани полного истощения запасов газа, потребление которого, как уже упоминалось выше, в последние го-

ды сильно растёт. При сохранении ежегодного роста на уровне 6,5%, к 2027 г. собственные запасы были бы полностью исчерпаны.

Генеральный директор Eni Клаудио Дескальци сказал, что «данное месторождение способно обеспечить потребности Египта в газе на многие десятилетия». Он также подчеркнул, что «это историческое открытие сможет преобразовать энергетическую программу Египта».

В декабре 2016 г. «Роснефть» приобрела долю в этом крупнейшем газовом месторождении, получив 30% в консорциуме по освоению блока Шурук, а также 15% в капитале оператора проекта. Сумма сделки составила 2,8 млрд долларов. Главный исполнительный директор российской компании И. Сечин отметил, что осуществлению данной сделки оказал содействие сам Президент Египта А. Ф. Ас-Сиси. В настоящее время в консорциуме участвуют египетские компании, а также британская BP и итальянская Eni, открывшая Зохран и обладающая наибольшей долей – 60%.

Ведётся поиск и других месторождений. В частности, недавно было открыто месторождение Нур, которое также считают очень перспективным. В резуль-



тате Египет привлёк внимание международных инвесторов, даже несмотря на падение цен на нефть и общее сокращение инвестиций в проекты по разведке углеводородного сырья.

В конце августа 2016 г. компания Shell объявила, что она обнаружила 142 млрд м³ природного газа на участке Алам Эль-Шавиш в Западной пустыне Египта. Причём имеется возможность увеличения запасов. Это стало одним из крупнейших открытий в регионе в последние годы. В этот же период британская Rockhopper Exploration за 11,9 млн долларов приобрела Beach Petroleum Egypt, у которой есть небольшие доли в проектах по освоению ряда месторождений.

На пути к газовому хабу

На этой волне успеха правительство Египта в конце 2017 г. приняло новую стратегию развития нефтегазового комплекса. Главная её цель – за пять лет сократить разрыв между добычей и потреблением и сделать Египет «региональным газовым хабом». Согласно документу, планируется продолжить снижение субсидий на топливо, привлекать инвестиции в проекты разведки и добычи, ускоренно вводить в эксплуатацию новые месторождения, улучшать инфра-

структуру, развивать нефтеперерабатывающую отрасль и нефтехимию.

В апреле 2018 г. между Египтом и ЕС был заключён меморандум о стратегическом сотрудничестве в области энергетики на 2018–2022 гг. Документ был подписан в рамках визита в эту североафриканскую страну еврокомиссара по энергетике и климату Мигеля Ариеса Каньете. Таким образом, Евросоюз показал, что его энергетическая безопасность напрямую связана с возможностью соз-

дания «нефтегазового хаба» в Египте. Так, в меморандуме указано: «Евросоюз стремится поддерживать Египет в мобилизации необходимых международных финансовых ресурсов для создания энергетического хаба, а также рассматривает возможность формирования дорожной карты для развития нефтегазового хаба на Средиземноморье».

Интерес ЕС к Египту вполне обоснован: ведь Евросоюз активно стремится снизить энергезависимость от России,





поэтому и собирается сделать доступными новые газовые энергоресурсы, которые не так давно были открыты в Средиземном море. Став «нефтегазовым хабом», Египет поможет Брюсселю в диверсификации поставок газа. Наконец, по словам М. А. Каньете, Каир может получить 3,8 млрд евро для финансирования энергетических проектов.

В конце сентября 2018 г. министр нефти и минеральных ресурсов АРЕ Тарик аль-Мулла с гордостью сообщил, что Египет прекращает импорт газа в связи с переходом на полное самообеспечение. Он подчеркнул, что «решение о прекращении закупок сжиженного природного газа за рубежом стало результатом чётко продуманной стратегии, реализуемой в целях сокращения разрыва между производством и потреблением путём заключения около 80 соглашений с иностранными компаниями, что привело к открытию новых месторождений». Инженер Медхат Юсеф, бывший вице-президент Главного нефтяного управления Египта, сказал в своём интервью телеканалу «Ас-Сада Балад»: «Египет сможет сэкономить не менее 3 млрд долларов по достижении самообеспеченности газом».

Амбициозный план Египта превратиться в региональный газовый центр

вовсе не является утопией. Так, Мухаммад Саад эль-Дин, президент Ассоциации инвесторов жидкого газа АРЕ заявил: «В 2019 г. начнётся экспорт египетского СПГ в Европу, конкретно в Италию, Францию и Испанию, которые до этого зависели только от российских поставок газа». Он указал на то, что «предварительные договорённости об экспорте газа уже подписаны и это свидетельствует о реальном успехе египетского нефтяного сектора». Имеется в виду заключённый в апреле 2017 г. меморандум о взаимопонимании между Египтом и ЕС в области энергетики.

ПОБЕДА НАД ТУРЦИЕЙ

Пресс-секретарь министра нефти АРЕ Хамди Абдул Азиз в интервью телеканалу «Аль-Кахира Аль-Йоум» отметил: «Добыча природного газа в Египте неуклонно растёт с того момента, когда в декабре 2017 г. началась эксплуатация месторождения Зохран». Он добавил: «Наша стратегическая цель на грядущее десятилетие – сделать Египет региональным газовым центром, для этого мы совместно с Кипром стремимся к созданию морского трубопровода».

Следует напомнить, что 19 сентября 2018 г. Египет и Кипр подписали согла-

шение о строительстве подводного трубопровода для транспортировки «голубого топлива» с кипрского месторождения Афродита на египетские заводы по сжижению газа для последующего реэкспорта в европейские страны. По мнению экспертов, данная сделка определила победителя в борьбе между Египтом и Турцией за право поставлять природный газ в Европу. Комментируя данное событие, профессор Британского университета в Каире Тарват Рагеб сказал: «Состязание между Анкарой и Каиром закончилось, Египет уже тесно кооперируется с Кипром в нефтедобыче, а теперь получит огромную выгоду от сжижения природного газа на своих заводах и от поставок его в Европу и на другие рынки».

Напомним, что Турция и Израиль в июне 2016 г. договорились построить трубопровод, который смог бы транспортировать газ из Израиля в Европу через турецкую территорию. Но данному проекту было не суждено осуществиться, поскольку трубопровод должен был бы пройти через исключительную экономическую зону Кипра. А ведь Анкара и Никосия, как известно, с 1974 г. вовлечены в непреодолимый конфликт. Египетская журналистка Менна Фарук пишет по этому поводу в «Аль-Монитор»: «Египет уме-

ло воспользовался тем, что Европа стремится уменьшить свою зависимость от российского газа, а также тем, что Никосия не в ладах с Турцией. Он установил прочный союз с Кипром и Грецией для развития сотрудничества в газовой сфере».

Это не единственная политико-экономическая победа Египта над Турцией в деле укрепления своих позиций в качестве крупнейшего маркетингового центра природного газа как на Ближнем Востоке, так и в Европе. 27 сентября 2018 г. израильская газета «Гаарец» сообщила, что Каир и Тель-Авив заключили соглашение о покупке Израилем акций трубопроводной компании «Газ Восточного Средиземноморья», что даст возможность экспортировать израильский газ в Египет в начале 2019 г. Это обеспечит Египет примерно 64 млрд м³ «голубого топлива» на сумму 15 млн долларов с израильских морских месторождений Тамар и Левиафан.

Сделка предполагает, что поток газа из Израиля в Египет будет идти по трубопроводу EMG. Это ещё один пример экономического сотрудничества, которое создаёт огромные возможности для двух соседних стран. В опубликованном на сайте «Аль-Джазира» комментарии к этому событию бывший советник министра промышленности и торговли АРЕ Ибрагим Навар говорит, что цель обращения египетского правительства к Тель-Авиву об импорте израильского газа, его сжижении и последующей продаже на египетском рынке связана с увеличением дефицита на местном рынке. «Реальные темпы увеличения потребления газа в Египте выше, чем динамика роста доказанных запасов, поэтому израильский газ должен удовлетворить потребности местного рынка», – отмечает он.

Для Каира ситуация, безусловно, выигрышная. Разумеется, соглашение с Израилем не только принесёт большую пользу Египту. Сделка стала и пощёчиной Турции, поддерживающей оппозиционную правительству Ас-Сиси исламистскую группировку «Братья-мусульмане» (в России признана террористической организацией. – Ред.). С этой точки зрения удар по экономическим интересам Турции – большая польза для Египта, который готов ради этого даже покупать газ у Израиля.

ГАЗОВАЯ ИНТЕГРАЦИЯ

Вместе с тем, как уже отмечалось, Каир ударными темпами наращивает собственную добычу природного газа. Вот лишь некоторые планы на ближайшее будущее. В течение четырёх лет в Среди-

земноморье планируется реализовать 16 проектов в газовой сфере общей стоимостью 25 млрд долларов. Кроме того, за последние четыре года было реализовано ещё 24 проекта с инвестициями 2,16 млрд долларов. Каир также планирует объявить международный тендер на разработку газовых месторождений в Красном море.

В настоящее время наиболее перспективным из реализуемых проектов является освоение нефтяного месторождения Зохран, где Египет стремится выйти на уровень добычи в 77 млн м³/сутки газа. Надежды возлагаются также на ряд других проектов, включая освоение месторождений в Западной дельте Нила, к северу от Александрии.

Дельта Западного Нила (West Nile Delta, WND) является одним из крупнейших новых газовых проектов, который был запущен в Египте в последние годы под руководством являющихся его операторами компаний BP и DEA (Deutsche Erdoel AG), контролируемой LetterOne М. Фридмана. Добыча газа там началась в марте 2017 года в рамках первой фазы этого проекта на месторождениях Taurus и Libra, где первоначально было введено в эксплуатацию 9 скважин (6 на месторождении Taurus и 3 на месторождении Libra). Объём добычи на месторождениях составлял более 700 млн ф³/сутки газа и 1 тыс барр/сутки газового конденсата. В феврале 2019 года BP и DEA запустили вторую фазу проекта в дельте Западного Нила, начав добычу с двух газовых месторождений – Гиза (Giza) и Файюм (Fayoum). Первоначально там будут добывать порядка 400 млн ф³/сутки (11,3 млн м³/сутки) газа, однако в дальнейшем добычу планируется нарастить до 700 млн ф³/сутки (19,8 млн м³/сутки). Третья фаза проекта подразумевает начало добычи на месторождении Raven к концу 2019 года. Примечательно, что добыча на всех трёх фазах в 2019 году может достичь 1,4 млрд ф³ газа в сутки, что составляет примерно 20% от всей газодобычи в Египте. Весь добытый газ планируется использовать на внутреннем рынке.

Также в феврале 2018 г. компания DEA Deutsche Erdoel, входящая в группу LetterOne Михаила Фридмана, объявила, что намерена инвестировать 500 млн долларов в добычу нефти и газа в Египте в течение трёх лет. Генеральный директор DEA Мария Мореус Хансен заявила: «Египет продолжает оставаться важным направлением в глобальном порт-

феле DEA. При целевых инвестициях в наши ключевые активы мы планируем удвоить собственное производство в стране в течение следующих двух лет».

Компания объявила о планах увеличить добычу на нефтяных месторождениях в зоне Суэцкого канала и на месторождении в дельте Нила. То есть Каир решительно настроен стать региональным газовым центром. Последние удачные сделки с Кипром, Израилем, ЕС и Россией наглядное тому подтверждение.

Наконец, 15 января 2019 г. семь средиземноморских стран создали новую региональную структуру, которая займётся формированием общего газового рынка. По итогам встречи в Каире представители Египта, Кипра, Греции, Израиля, Италии, Иордании и Палестины объявили о формировании Газового форума Восточного Средиземноморья (East Mediterranean Gas Forum, или EMGF). Его штаб-квартирой станет Каир. Первая встреча министров энергетики стран-участниц организации намечена на апрель 2019 г. Основной задачей этого форума будет поддержка создания регионального газового рынка Восточного Средиземноморья, а также:

- обеспечение сбалансированного спроса и предложения по конкурентоспособным ценам;
- совершенствование системы торговли газом;
- поддержка стран-производителей газа путём расширения сотрудничества с государствами-потребителями и транзитёрами;
- использование преимуществ существующей инфраструктуры и разработка новых инфраструктурных проектов с учётом имеющихся и перспективных ресурсов;
- координирование газовой политики в регионе для установления устойчивого партнёрства между всеми участниками процессов добычи, транспортировки и потребления газа.

Итак, Египет прилагает все усилия, чтобы в самое ближайшее время стать региональным нефтегазовым хабом. Однако, по мнению Global Gas Analytics, эта цель «в ближайшие годы останется труднодостижимой с учётом геополитических, логистических и технологических проблем». Приоритетом властей страны, вероятно, будет удовлетворение внутреннего спроса на газ и сокращение импорта СПГ, и лишь после выполнения этих задач правительство начнёт рассматривать возможность существенно увеличить экспорт газа. ■

20-21 МАРТА 2019г.



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

**Межрегиональная
специализированная выставка**

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ - КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

**Выставка пройдет в рамках
Новоуренгойского газового форума**

Организатор выставки:
Администрация г. Новый Уренгой

Оператор выставки:

СИБЭКС SERVICE

ООО "Выставочная компания
Сибэкспосервис",
г. Новосибирск

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





Предъюбилейные печали

25-летие «новой нефтяной эры» Азербайджан рискует встретить дальнейшим падением добычи и уходом из страны американских корпораций

Владимир МИШИН

В сентябре этого года в Азербайджане будут торжественно отмечать 25-летие первого в истории суверенной республики нефтяного соглашения («контракта XX века») – СРП по блоку Азери – Чираг – Гюнешли. С этого главного энергетического проекта собственно и началась, по определению официального Баку, «новая нефтяная эра» страны.

«Новая эра», по стратегическим замыслам властей, должна была привлечь к участию в СРП ведущие нефтяные компании мира. От мировых грандов хотели получить «гигантские инвестиции», «новейшие технологии добычи нефти и газа» и «самое современное оборудование». Опираясь на иностранные многомиллиардные инвестиции, новейшее оборудование, западный менеджмент и ресурсы Каспия, Азербайджан в качестве стратегического результата приобрёл бы имидж глобальной энергетической державы, способной поднять добычу до 60 млн т нефти и 60–65 млрд м³ газа в год и наполнить авуары Госнефтефонда и Центробанка сотнями миллиардов нефтедолларов.

НА АЧГ «ВСЁ СПОКОЙНО»?

Существенные экономические плюсы «новая эра» Азербайджану, конечно, принесла. Так, авуары ГНФАР и ЦБ в начале 2019 г. составили 44,8 млрд долларов (хотя четверть века назад надеялись на «заметно большее»). Но 13 из 15 морских СРП закрылись, а главный проект – соглашение по АЧГ, – не достигнув прогнозируемой добычи 55–60 млн т в год, за четверть века «значительно обновил состав участников». Вот и к юбилею АЧГ может услышать «гуд бай» от ExxonMobil и Chevron – последних из американских мейджоров, пришедших в Азербайджан на волне «новой нефтяной эры».

«Свобода выбора» – неотъемлемая составляющая рыночных отношений, и всё же планы ExxonMobil и Chevron выйти из вроде бы успешного «контракта века» – это как минимум повод для поиска отве-

Табл. 1. Долевое участие компаний в СРП по блоку АЧГ

Компания	СРП до 14.09.2017 г., %	СРП после 14.09.2017 г., %	Разница, %
BP	35,8	30,37	-5,43
ГНКАР	11,6	25	+13,4
Chevron	11,3	9,57	-1,73
Inpex	11,0	9,31	-1,69
Equinor (Statoil)	8,6	7,27	-1,33
ExxonMobil	8,0	6,79	-1,21
TPAO	6,8	5,73	-1,07
Itochu	4,3	3,65	-0,65
ONGC	2,7	2,31	-0,39

тов на вопросы о «самочувствии» собственно АЧГ и – шире – «новой нефтяной эры» Азербайджана.

На первый взгляд дела на блоке идут по плану. «Серьёзным успехом» проекта считается подписание 14 сентября 2017 г. в Баку «обновлённого СРП», изменившего долевое участие компаний (см. табл. 1) и продлившего срок действия контракта, истекавшего в 2024 г., до 1 января 2050-го. По официальным заявлениям, до середины XXI века участники проекта добавят к 33 млрд долларов, уже инвестированным к сентябрю 2017 г. в «контракт века», ещё 40 млрд. Важный плюс нового СРП – это бонус в 3,6 млрд долларов, который в течение нескольких лет иностранные участники обязаны выплатить Азербайджану.

Есть, правда, у «обновлённого СРП» и существенные минусы. Это 10 млрд долларов, которые республике придётся вложить в освоение блока, и снижение на 5% доли прибыльной продукции, получаемой ею с момента «погашения нефтью всех инвестиционных затрат» (было 80%, а стало 75%).

Заявленная стратегическая цель всех обновлений в СРП – это добыча остающихся в пластах блока 500 млн т нефти (чуть более 500 млн т добыто в период 1997–2018 гг.), цель среднесрочная – стабилизация уровня достигнутого производства (в 2017 г. – 28,9 млн т).

В 2018 г. среднесрочная цель была, можно сказать, достигнута: блок АЧГ дал участникам проекта 28,7 млн т сырья (падение добычи на 0,6%). Позитивный прогноз на 2019 г. (от оператора проекта BP) – те же, что и в 2018 г., среднесуточные 588 тыс. баррелей.

На блоке пока не ведутся масштабные капитальные работы, предполагающие инвестирование тех самых обещанных 40 млрд долларов (строительство стационарных добывающих и технологических платформ, связывающей их с береговым терминалом в Сангачалах подводной инфраструктуры и т. п.). На 2019 г. BP пока заявила лишь о работах, ставящих своей целью «стимулирование добычи на 17 сква-

жинах» (в конце 2018 г. на шести эксплуатационных платформах «контракта века» функционировали 112 добывающих скважин и 53 водо- и газонагнетательные скважины). Британский оператор особо подчеркнул, что для стимулирования добычи впервые на Каспии будут применены новейшие западные технологии. Вот только эти меры предполагают в лучшем случае стабилизацию производства на достигнутом уровне, в худшем – плавное снижение объёмов извлекаемого из пластов сырья.

Принципиальная задача на 2019 г. – принятие инвестиционного решения о строительстве на блоке новой – седьмой по счёту – добывающей платформы. Если оно будет принято, работы по сооружению платформы (пока на берегу) могут начаться в 2020 г. Если дела пойдут по плану, уже в 2023 г. седьмая добывающая платформа должна дать первую промышленную нефть и попутный газ.

«Откорректировать» эти планы могут ExxonMobil и Chevron: если их решение выйти из проекта окажется твёрдым и последовательным, то отнюдь не факт, что они станут увеличивать капитализацию своих долей путём вливания новых миллиардов долларов в СРП, переставшее их интересовать.

НЕФТЬ, БИЗНЕС, ГЕОПОЛИТИКА

В Баку новость о вероятном уходе американцев из АЧГ была воспринята на первый взгляд стоически. Дескать, желающих приобщиться к лакомого пирогу «контракта века» предостаточно – легко найдём других партнёров! Но осадочек всё же остался – речь ведь о доверии не только к самому проекту, но и к ко всей порождённой им «новой нефтяной эре», в успехе которой власти страны основную ставку делали не столько на Британию, сколько на США.

Например, в ходе официального визита в США президента Гейдара Алиева 1 августа 1997 г. между ГНКАР и американскими корпорациями были подписаны сразу четыре нефтяных СРП! В результате «активного развития азербайджано-

американского политико-экономического сотрудничества» в «начале новой эры» (1994–2000 гг.) в 13 нефтяных СРП в республике работали 10 американских корпораций (Pennzoil, Amoco, Mobil, Exxon, Chevron, Conoco, Moncrief Oil, Frontera Resources, Amerada Hess, Devon Energy). Причём операторами в 10 проектах были именно компании из США.

И в конце XX века казалось, что перспективы для «глубокого, всестороннего и долгосрочного» энергетического (и соотнесённого с ним политического) сотрудничества Баку с Вашингтоном открываются поистине головокружительные. Но сначала подвели недра Каспия: обещанного нефтяного Эльдорадо американские компании в ходе масштабного разведочного бурения, проведённого на контрактных площадях, не нашли, и СРП стали закрываться одно за другим. В результате к 25-летию юбилею «новой нефтяной эры» партнёрами Баку остаются (пока!) лишь ExxonMobil и Chevron, в активе которых только одно соглашение – по блоку АЧГ. Chevron, правда, имеет ещё 8,9% в проекте нефтепровода Баку – Тбилиси – Джейхан, но и эту долю американцы также готовы «отдать в хорошие руки» (за адекватные суммы).

Сластят горькую пилюлю и американские дипломаты, и азербайджанские эксперты. Посольство США в Баку акцентирует внимание на позитивных моментах: дескать, американские нефтяные компании Штатов работают в стране с начала 1990-х, за четверть века сделали для республики много чего хорошего и полезного, и даже если последние корпорации скажут «Давай, до свиданья!», то в Азербайджане останется «множество американских сервисных компаний».

Что касается негатива, то дипмиссия США (читай Госдеп) гасит его также по стандартной и отработанной схеме. Мол, ExxonMobil и Chevron – частные компании, руководство которых самостоятельно и в нужный момент принимает деловые и инвестиционные решения, направленные на получение максимальной прибыли для своих акционеров. В переводе с дипломатического языка эти сентенции означают: АЧГ, БТД и максимальная прибыль к 2019 г. стали для американцев понятиями несовместными, и вообще наступил момент «валить с Каспия».

Поддержали логику Госдепа (думая не столько об имидже США, сколько о репутации «контракта века») и азербайджанские эксперты. Дескать, американские корпорации трепетно относятся к норме прибыли. На АЧГ этот показатель, безусловно,

Табл. 2. Добыча нефти на блоке АЧГ (по добывающим стационарным платформам)

Платформа	Начало добычи, год	Добыча в 2010 г., тыс. баррелей в сутки (максимальная в 1997–2018 гг.)	Добыча в 2018 г. (январь – сентябрь), тыс. баррелей в сутки	Динамика, %
Чираг	1997	92,3	47	–49,1
Центральный Азери	2005	205,3	156	–24,01
Западный Азери	2005	248,2	126	–49,23
Восточный Азери	2006	140,7	97	–31,06
Глубоководные Гюнешли	2008	135,6	105	–22,57
Западный Чираг	2014	–	57	–
Итого		822,1	588	–28,5

отличный, но ожидаемые значительные инвестиции в проект (40 млрд долларов) плюс невысокая текущая цена барреля (в начале 2019 г. в районе 60 долларов) могли подвигнуть американцев сфокусироваться на других, более рентабельных проектах. Одним словом, на АЧГ всё спокойно и хорошо, просто где-то там за горизонтом с нормой прибыли ещё лучше.

Если от сентенций перейти к фактам, то нынешняя ситуация на АЧГ выглядит так.

Во-первых, в 1997–2018 гг. на АЧГ было добыто, по данным BP, 3,5 млрд баррелей нефти (по оценке ГНКАР – 502 млн т). Фонтанную добычу первых лет сменила закачка в пласты газа и воды (для поддержания давления). Как следствие, растёт обводнённость добывающих скважин и, соответственно, себестоимость сырья. В целом же в результате истощения запасов углеводородов дебит скважин падает с каждым годом (см. табл. 2).

Во-вторых, добываемый на АЧГ попутный нефтяной газ используется для закачки в пласты и как топливо на платформах, но часть его бесплатно передаётся ГНКАР – для Азербайджана очевидная коммерческая выгода, для иностранных компаний-участниц – чистая благотворительность.

В-третьих, принципиальное значение имеет тендерное распределение инвестиционных средств, вкладываемых в АЧГ. Компанию-подрядчика, получающую заказ, равно как и субподрядчиков, определяют «беспристрастные» тендеры, проводимые под эгидой оператора СРП. Иными словами, все компании-участницы равны в плане «выигрыша» тендера их дочерними и зависимыми структурами, а следовательно, и в получении долей от 33 млрд долларов уже «освоенных» средств и 40 млрд – ещё подлежащих дележу.

В-четвёртых, к 2019 г. к бизнесу явно добавилась геополитика. Так, независимый внешнеполитический курс Баку настолько не нравится Вашингтону, что в мае 2014 г. тогдашний посол США Ричард Морнингстар пригрозил президенту Иль-

хаму Алиеву «цветной революцией». Дескать, майдан, аналогичный киевскому, может произойти и в Баку. (Цель возможного государственного переворота – привести к власти в республике послушные Вашингтону силы.)

На американские угрозы в Баку прореагировали отнюдь не так, как рассчитывали в Вашингтоне. Посол Морнингстар досрочно покинул Азербайджан, а республика пошла на более тесные контакты во всех сферах с Россией и Ираном. Активам ExxonMobil и Chevron независимый внешнеполитический курс страны никак не угрожает, но атмосфера, в которой приходится работать корпорациям из США, уже не та, что была в середине 1990-х.

Кроме того, директор Национальной разведки США Дэн Коутс в январе этого года заявил, что в Нагорном Карабахе может разгореться крупномасштабный военный конфликт между Арменией и Азербайджаном. Отразится ли он на экспорте нефти АЧГ по трубе БТД – главный разведчик США не сказал, но вопрос остался.

А в январе 2019 г. президент США Дональд Трамп предупредил Анкару, что Турция не должна атаковать сирийских курдов. Если же она не прислушается к совету, то будет «экономически опустошена». Если Вашингтон от слов перейдёт к делу, одним из очевидных ответов Анкары на «экономические удары» США может стать арест долевой нефти ExxonMobil и Chevron с блока АЧГ, прокачиваемой по БТД. Формально американские корпорации за Белый дом не отвечают, но, когда речь идёт об «экономическом опустошении», для спасения или хотя бы «жестокости мести» обидчику хороши все средства.

Другими словами, обострится ли ситуация в Нагорном Карабахе, осуществляются ли американские угрозы Ирану или Турции в 2019-м или последующие годы, неизвестно. Но, учитывая геополитическую неопределённость на Южном Кавказе и вокруг него, для ExxonMobil и Chevron единственной 100-процентной гарантией сохранения ин-

вестированных в АЧГ и трубу БТД средств является их своевременный сброс.

В-пятых, ExxonMobil и Chevron – далеко не первые компании, покидающие «контракт века» (см. табл. 3). Но прежде изменение состава участников СРП (из 11 стартовых компаний к 2019 г. в проекте остались пять) лишь бросало лёгкую тень на имидж главного проекта Азербайджана, не сказываясь на существенном – финансировании шельфовых и береговых работ. Доли уходящих компаний выкупали другие, сохраняя тем самым инвестиционную преемственность. Таким образом, если суммарные 16,36%, приходящиеся на долю «американцев», в 2019 г. приобретут «игроки со стороны» или те или иные участники СРП, то имиджевая привлекательность и инвестиционная преемственность соглашения будут сохранены и его реализация продолжится вплоть до 2050 г. Именно такой видится аналитикам Азербайджана оптимальная эволюция СРП, покидаемого ExxonMobil и Chevron.

Но «компании со стороны» могут и не проявить интереса к «остаткам» блока, потому что в 1994 г., когда подписывался «контракт века», речь шла об извлекаемых ресурсах в объёме 511 млн т. В процессе освоения месторождений объёмы уточнялись, и не раз. В результате ресурсы выросли до 1 млрд т, но граница между геологическими запасами и извлекаемыми – материя тонкая, и цена ошибки может обойтись инвесторам не в один миллиард долларов.

Но даже если остаточные извлекаемые запасы на АЧГ действительно близки к 500 млн т, то объёмы среднегодовой добычи на блоке в интервале 2019–2049 гг., как ни играй цифрами, составят 16 млн т.

Согласно прогнозам Баку, в 2022 г. суммарная добыча газа в стране будет равна 44,9 млрд м³, из которых доля товарного газа – 38,5 млрд м³, доля закачиваемого в пласты для принудительного извлечения нефти (без учёта технических и транспортных потерь) – 6,4 млрд м³. Если сравнить эти прогнозные цифры с аналогичными данными за 2017 г., когда было обнорочено СРП (суммарно – 28,4 млрд м³, товарный – 18,9 млрд м³, обратно в пласты – 9,5 млрд м³), то становится ясно, что в 2022 г. закачка газа в пласты упадёт на 3,1 млрд м³ (снижение на 32,6%). А это значит, что «газовый минус» будет компенсирован «водяным плюсом», что закономерно повысит долю воды в каждой извлекаемой на поверхность тонне водно-нефтяной субстанции и, соответственно, сыграет на понижение текущей рентабельности «контракта века».

Табл. 3. Участники СРП по АЧГ, подписавшие в Баку 20 сентября 1994 г. «контракт века»

Компании, подписавшие СРП	Компании, покинувшие СРП	Компании, оставшиеся в СРП
ГНКАР, Азербайджан		+
BP, Великобритания		+
Amoco, США	+	
Unocal, США		+*
Pennzoil, США	+	
McDemott	+	
«ЛУКОЙЛ», Россия	+	
Ramco, Великобритания	+	
Statoil (Equinor), Норвегия		+
TPAO, Турция		+
Delta, Саудовская Аравия	+	

* Unocal в 2005 г. поглощена Chevron.

Важная деталь: пока ситуация с ExxonMobil и Chevron пребывает в стадии неопределённости, Правительство Азербайджана делает прогноз по добыче нефти в республике, ограничиваясь 2022 г. (см. табл. 4). «Сидит» ли в этом прогнозе вероятность переноса на несколько месяцев принятия инвестиционного решения по седьмой платформе АЧГ, неизвестно. Но эволюция «новой нефтяной эры» отражена в нём исчерпывающе.

Действительно, с одной стороны, сравнение данных за 2017 г. (суммарно по всем СРП и месторождениям ГНКАР – 38,756 млн т нефти и конденсата) и прогноза на 2022 г. (38,961 млн т) говорит о стабильной шестилетней добыче в республике и даже небольшом приросте (0,205 млн т, или +0,53%).

С другой стороны, в правительственном прогнозе на 2022 г. заложены и плановые 4 млн т конденсата от запущенной в 2018 г. Фазы-2 Шах-Дениза (в показателях за 2017 г. есть только конденсат Фазы-1). Но это означает, что данные объёмы лишь компенсируют те 3,8 млн т, на которые сократится производство в рамках других проектов – либо АЧГ, либо месторождения ГНКАР, либо их «суммарный минус». В любом случае выйти в стабильный плюс по нефтедобыче после 2022 г. Азербайджан сможет либо за счёт освоения остаточных извлекаемых 500 млн т на АЧГ, либо начав эксплуатацию новых месторождений (до этого, правда, их надо ещё открыть).

«НОВАЯ ЭРА 2.0»

Забуксовавшую в 2010 г. (план по АЧГ – 42,1 млн т, блок дал 40,6 млн т, с 2011 г. началось падение добычи) «новую нефтяную эру» Баку намерен дополнить «эрой газовой». Важные шаги уже сделаны: 29 мая 2018 г. близ Баку ввели в эксплуатацию вторую нитку Южно-Кавказского трубопровода, 12 июня в турецком Эскишехире запущен Трансана-толийский трубопровод, 30 июня офици-

Табл. 4. Суммарная добыча нефти в Азербайджане

Год	Добыча, млн т	Динамика, %
2017	38,756	–
2018	38,758	+0,005
2019*	38,496	–0,676
2020*	38,936	+1,143
2021*	39,096	+0,411
2022*	38,961	–0,345

* Прогноз Правительства Азербайджана.

Табл. 5. Добыча товарного газа в Азербайджане

Год	Добыча, млрд м³	Динамика, %
2017	18,9	
2018	19,2	+1,59
2019*	24,7	+28,65
2020*	29,8	+20,65
2021*	36,2	+18,12
2022*	38,5	+6,35

* Прогноз Правительства Азербайджана.

ально вошла в строй Фаза-2 Шах-Дениза (добыча промышленного газа началась в конце июля). Для запуска Южного газового коридора (ЮГК) осталось сдать в эксплуатацию Трансадриатический газопровод (ТАР). Ожидается, что это историческое событие – запуск ТАР и всего ЮГК суммарной длиной 3438 км – произойдёт в 2020 г. (месяц и дата уточняются). Промежуточный триумф – летом 2019 г. начались поставки газа Фазы-2 в Турцию (до 6 млрд м³ в год).

Теперь о деталях «масштабного газового проекта» Азербайджана. В начале января 2019 г. оператор освоения Шах-Дениза, британская BP, сообщил, что на месторождении с начала запуска Фазы-1 (15 декабря 2006 г.) добыты 100 млрд м³ газа и 196 млн баррелей (26,5 млн т) конденсата. На платформе Фазы-1 газ и конденсат дают 10 скважин, на платформе Фазы-2 – шесть скважин.

BP также напоминает, что стартовые извлекаемые ресурсы Шах-Дениза – свыше 1 трлн м³ газа (остаются в пластах, соответственно, 900 млрд м³) и 2 млрд барре-

лей конденсата (около 270 млн т, остаточный ресурс – более 240 млн т). Когда Шах-Дениз выйдет на максимальную мощность, там будут добывать 26 млрд м³ газа и 6 млн т конденсата в год.

По оценке Правительства Азербайджана, в 2022 г. республика выйдет на уровень добычи газа в объёме 38,5 млрд м³ (см. табл. 5). Его обеспечат проекты, которые будут действовать на тот момент, – Шах-Дениз, АЧГ, месторождения ГНКАР, проекты Умид и Апшерон. Но предметно об уровне добычи в 2022 г. говорит лишь BP – это 26 млрд м³ Шах-Дениза.

Учитывая, что в 2022 г. резко снижается закачка попутного газа в пласты АЧГ, высока вероятность того, что роль «контракта века» в обеспечении суммарных 38,5 млрд м³ будет существенной – до 3–5 млрд м³.

Таким образом, ценой тотальной мобилизации всех доступных газовых ресурсов Баку будет стремиться к выполнению экспортных обязательств перед Южной Европой (10 млрд м³), Турцией (суммарно 12,6 млрд м³) и Грузией (2,8–3 млрд м³). Остаточный ресурс для обеспечения внутренних потребностей и создания, если получится, небольшого экспортного задела составит в этом случае 12,9 млрд м³. В общем, результат вполне приемлемый и для формирования позитивного имиджа «крупного газового экспортёра, выполняющего взятые на себя обязательства», и для коммерчески успешной реализации за рубежом «голубого топлива» и погашения за счёт этого долговых обязательств (на начало 2019 г. внешний долг Азербайджана – 9,6 млрд долларов, долги ГНКАР – оценочно свыше 8 млрд долларов, перспективные кредиты для обновлённого АЧГ – 10 млрд, заявленные планы по инвестициям в экономику Турции – 20 млрд), и для обеспечения населения и предприятий самого Азербайджана относительно дешёвым топливом (в 2019 г. по текущему валютному курсу 1 тыс. м³ газа в розницу стоит 59 долларов).

И всё же в этой вполне успешной схеме есть слабое звено – блок АЧГ. Ведь от того, сколько попутного газа, добытого там в 2020–2022 гг. и последующие годы, получит ГНКАР, во многом будет зависеть долгосрочный успех «новой эры 2.0». А ситуация на блоке АЧГ – от того, как и когда будет решён вопрос с выходом из «контракта века» американских корпораций.

В общем, эволюционный круг замкнулся, и «новая нефтяная эра» Азербайджана пересеклась с «новой эрой 2.0» в самое неподходящее для Баку время и в самом неудобном для республики месте – на блоке АЧГ. ■

Первопроходцы нефтяной целины

185 лет назад в России было учреждено звание «горный инженер», обладатели которого внесли весомый вклад в развитие нефтяного дела

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

13 (1) января 1834 г. в составе Министерства финансов Российской империи был образован Корпус горных инженеров. Это событие в значительной мере обеспечило дальнейшее развитие как горной отрасли в целом, так и её кадрового инженерного обеспечения. Первые горные инженеры стояли у истоков создания и последующего формирования отечественной нефтяной промышленности, которая в конце XIX в. уже стала мировым лидером по добыче ценного углеводородного сырья.

В НАЧАЛЕ ПУТИ

Создание Корпуса горных инженеров было вызвано необходимостью повысить эффективность российской горно-заводской промышленности, которая крайне нуждалась в осуществлении промышленного переворота. В первом параграфе «Положения о Корпусе горных инженеров», утверждённом императором Николаем I, была ёмко определена главная задача ведомства – «заведывание распорядительной и искусственной частями Горного, Монетного и Соляного производств».

Корпус горных инженеров (КГИ) образован с начальным штатным составом – 320 человек. Они получили российские офицерские чины вместо ранее неблагозвучных немецких наименований: шихтмейстера, берггешворена, гиттенфервалтера и т. д. Министр финансов генерал от инфантерии Егор Канкрин (1774–1845) был назначен Главноначальствующим над этим ведомством. Учредили и должность начальника Штаба Корпуса горных инже-



Положение о Корпусе горных инженеров, утверждённое императором Николаем I 13 (1) января 1834 г.

неров, которую занял генерал-майор Константин Чевкин (1802–1875). В компетенцию Штаба КГИ входили вопросы «заведования» личным составом и учебными заведениями.

В составе Корпуса горных инженеров также имелся ещё ряд важных структур-

ных подразделений: Горный совет; Горный учёный комитет, Горный аудиториат (учреждён в 1837 г. для рассмотрения военно-судебных и следственных дел, относившихся к горному ведомству) и Институт КГИ с соответствующими изменениями в содержании и методах подготовки горных инженеров, которые отныне «выпускались в службу» в офицерских чинах.

Горный совет (председатель – министр финансов Егор Канкрин) являлся совещательным органом при Министерстве финансов, обсуждавшим вопросы руководства казёнными горно-заводскими предприятиями, а также надзора за частными горно-добывающими и отраслевыми машиностроительными предприятиями и горными промыслами. В ведении Горного совета находились: рассмотрение проектов законов по горному делу, постановлений по управлению отраслью; годовых смет горного ведомства; запросов на постройку новых заводов; условий на подряды и поставки; изучение дел по применению положений Устава Горного; изучение предложений по совершенствованию управления горно-заводскими предприятиями; рассмотрение ходатайств о производстве в чины и наградах за службу; исчисление убытков и вреда, нанесённых казённому имуществу, а также определение меры наказания виновных.

В ведении Горного учёного комитета (председатель – генерал-лейтенант Егор Карнеев) находились: издание «Горного журнала»; рассмотрение различных проектов по «горной части» и научно-технических предложений по совершенствованию технологии и техники горно-заводского дела, а также проектов технических положений и инструкций; изучение отчётов поисковых и буровых партий; содействие организации научно-технических обществ в отрасли и поддержка их деятельности; переписка с за-

Создание Корпуса горных инженеров было вызвано необходимостью повысить эффективность российской горно-заводской промышленности, которая крайне нуждалась в осуществлении промышленного переворота.

рубежными научно-техническими ведомствами и изданиями.

Учреждение Корпуса горных инженеров с правами «молодой» гвардии и введение воинских званий в целом привели к существенному повышению статуса горных специалистов в российском обществе. Достаточно отметить, что по окончании полного курса Института Корпуса горных инженеров (ИКГИ) выпускникам в большинстве случаев присваивался чин поручика, соответствовавший 10 классу по Табели о рангах. И лишь немногие выходили из стен учебного заведения с погонами подпоручика или прапорщика. Кроме того, для выпускников ИКГИ был утверждён серебряный нагрудный знак горного инженера, носимый на правой стороне форменного мундира.

БАКИНСКИЕ «ПРОЖЕКТЫ» МАЙОРА ВОСКОБОЙНИКОВА

Особый этап развития нефтяных промыслов на Апшеронском полуострове был связан с плодотворной деятельностью талантливого горного инженера Николая Воскобойникова (1803–1861). Выпускник Горного кадетского корпуса, он с 1824 г. плодотворно работал на Кавказе в составе Грузинской горной экспедиции, где зарекомендовал себя высококвалифицированным специалистом, сумевшим эффективно провести разведку целого ряда месторождений полезных ископаемых. Его заслуги были отмечены высокой наградой – орденом Св. Анны 3-й степени.

В начале января 1834 г. майора Корпуса горных инженеров Воскобойникова назначили директором бакинских и ширванских нефтяных и соляных промыслов. В предписании Горного департамента были определены его обязанности: «...наблюдение за исправным содержанием нефтяных колодцев, вычерпкой нефти, за доставкой бакинской нефти в Баку, а ширванской – на ближние берега реки Куры и за продажей нефти в местах, для сего установленных». С того времени он получил возможность в полной мере начать реализацию своих новаторских замыслов по развитию и совершенствованию нефтяного дела.

В 1836–1837 гг. Николай Воскобойников осуществил по собственному проекту переустройство всей системы хранения и отпуска нефти в Баку и Балаханах. Это позволило значительно снизить потери сырья и навести порядок в его учёте и хранении. Количество продаваемой



Нагрудный знак выпускника
Санкт-Петербургского Горного института

Учреждение Корпуса горных инженеров с правами «молодой» гвардии и введение воинских званий в целом привели к существенному повышению статуса горных специалистов в российском обществе.

нефти значительно увеличилось, так как её отпуск производился при любой погоде в специальных помещениях. Так, в декабре 1837 г. в Баку было продано 30 тыс. пудов нефти, тогда как до переустройства нефтяного хозяйства реализовывалось около 10 тыс. пудов в месяц. Значительно сократилось число рабочих, облегчился труд по сливу и наливу нефти.

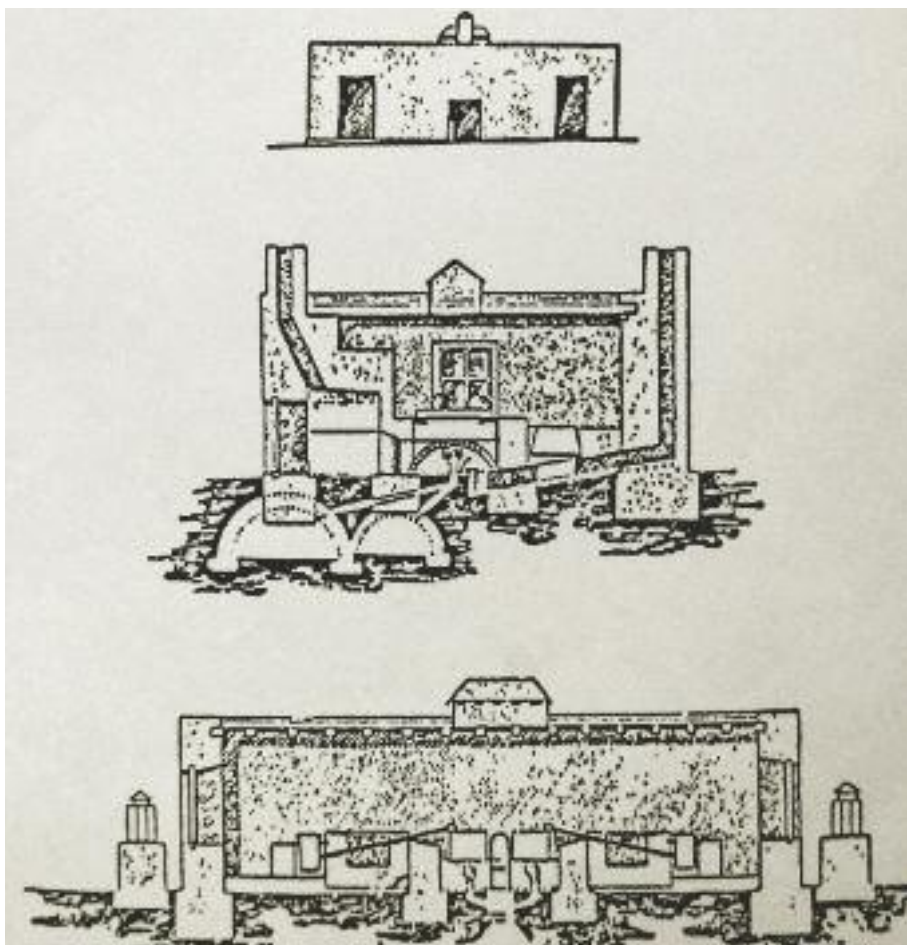
С середины 1834 г. горный инженер Воскобойников начал опыты по перегонке «лёгкой» сураханской и «тяжёлой» балаханской нефти и по применению полученного им осветительного материала. Продукты перегонки – прозрачная и бесцветная и зеленовато-жёлтая эссенция нефти – сгорали без копоти, и «свет ламп был более ярким, чем от свеч». После чего он подал Главноуправляющему на Кавказе генералу от инфантерии Григорию Розену (1782–1841) рапорт «Об очищении на бакинских и ширванских промыслах «белой» нефти посредством перегоночного снаряда и заготовления для хранения оной железных бочонков». В нём он подчеркнул: «Полезно было бы очищать её через перегонку на месте же,

что для казны весьма мало будет стоить, ибо близ самих колодцев «белой» нефти имеются естественные огни; выгода же от получения очищенной нефти состоит в том, что нефть сия может продаваться по высокой цене и притом в большом количестве».

Рапорт майора Воскобойникова 14 ноября 1834 г. получил одобрение со стороны Учёного комитета Корпуса горных инженеров, академика Германа Гесса (1802–1850) и сотрудников Департамента мануфактур Министерства финансов. 24 января 1835 г. министр финансов Егор Канкрин выдал предписание «директору минеральных промыслов инженер-майору Воскобойникову», где указал «...о заготовлении на бакинских минеральных промыслах до 1000 пудов очищенной нефти для отправления оной чрез Астрахань в Россию... и о том, что о действиях своих по сему случаю должен доносить и казённой экспедиции за скорейшим исполнением оного, чтобы иметь со своей стороны надлежащее наблюдение...».

Подробные сведения о техническом оснащении и оборудовании первого в России нефтеперегонного завода содержатся в чертежах и описании этого предприятия, хранящихся в Российском государственном историческом архиве в Санкт-Петербурге. Из них видно, что в головном здании завода были установлены перегонные четырёхугольные котлы, изготовленные из кровельного железа. Каждый котёл состоял из двух частей. Верхняя часть котла плотно, как колпак, покрывала нижнюю часть. К верхней части котла присоединялись две трубы для отвода паров в приёмники. Вначале в котёл заливалась вода через трубу, вставленную в отверстие в верхней его части; затем на поверхность воды через трубу наливалась нефть. Котлы поддерживались железными балками и вмуровывались в печь. Трубы проходили через резервуары с охлаждающей водой. Приёмник перегнанной нефти представлял собой железный цилиндр, погружённый в круглый железный чан, наполненный водой. Для нагревания нефти под котлами сжигался природный газ, который отбирался из ближайших газовых источников и собирался в особых резервуарах, а затем по трубам подводился к горелкам.

Следует отметить, что это был также первый в России опыт промышленного использования природного газа. Газовая горелка была сделана из железной трубы с мелкими отверстиями наверху.



Эскиз здания нефтеперегонного завода, построенного в Балаханах горным инженером Н. И. Воскобойниковым (1837 г.)

Продукты сгорания по каналу направлялись к дымовой трубе и на своём пути нагревали медный бак с водой, которая подливалась в котёл для предохранения нефти от пригара.

В итоге из лёгкой сураханской нефти на заводе получалось 83,9% осветительного дистиллята и 12,5% «остатка», а 3,6% терялось. «Тяжёлая» балаханская нефть давала всего 10% дистиллята и 85% «остатка», а 5% относилось к потерям.

Обстоятельства сложились так, что балаханский нефтеперегонный завод действовал весьма непродолжительное время – с ноября 1837-го по август 1838 г. За девять месяцев на нём было произведено свыше 900 пудов «осветительного масла», которое отправили в Астрахань. Но поскольку продукт перегонки нефти первоначально не подвергался дальнейшей химической обработке (очистке), то при его хранении и транспортировке имеющиеся в дистилляте нефтяные кислоты вызывали коррозию стенок железных бочек, что в свою очередь изменяло цвет продукта и значительно ухудшало

Подробные сведения о техническом оснащении и оборудовании первого в России нефтеперегонного завода содержатся в чертежах и описании этого предприятия, хранящихся в Российском государственном историческом архиве в Санкт-Петербурге.

горючие свойства. Большие производственные расходы, высокая стоимость транспортировки готовой продукции привели к тому, что завод оказался убыточен. Кроме того, причиной многочисленных бед завода стало и отсутствие майора Воскобойникова, который по доносу недоброжелателей был необоснованно отстранён от своей должности и более года находился под следствием.

Новый руководитель нефтяными промыслами, назначенный Горным де-

партаментом, по существу устранился от ведения дел по перегонке нефти, и в начале 1839 г. балаханский завод прекратил своё существование. Несмотря на это, следует подчеркнуть, что данный проект не остался бесплодным. Целый ряд технических решений, найденных горным инженером Николаем Воскобойниковым, оказал существенное влияние и на всё последующее развитие нефтеперегонного производства в России.

На дальних подступах к нефти Поволжья

Удалённость Апшеронского полуострова и сложность доставки бакинской нефти в промышленные регионы страны вынуждали правительство рассмотреть вопрос об организации поисков углеводородного сырья в центральной части Российской империи.

В 1837 г. в экспедицию с конкретной целью – разведка битуминозных ископаемых в Поволжье – был направлен штабс-капитан Корпуса горных инженеров Александр Гернгрос (1813–1904). «Горный журнал» в 1837 г. опубликовал «Отчёт штабс-капитана Гернгроса о поисках, произведённых по поручению горного начальства в Сибирской, Казанской и Оренбургской областях для открытия месторождений асфальта». В этой работе он подробно описал ряд месторождений полезных ископаемых в Поволжском регионе. Им были приведены результаты изучения геологического строения территорий, сведения о природе и почвах, о Жигулёвских горах, о Сюкеевской пещере (в 25 верстах от города Тетюши), о месторождениях различных полезных ископаемых в 10 верстах от Сызрани, возле деревни Карпары.

Следует отметить, что большая часть его отчёта посвящена природному асфальту. Горный инженер Гернгрос описал месторождения асфальта возле Костичей в Пустыльном овраге, вблизи города Тетюши, около Печорского села, в деревне Троекуровке, на правом же берегу Волги и при впадении в неё речки Сызранки, возле города Сызрани и т. д. Прямо на месте он производил минералогические испытания асфальта: *«Цвет смолы с поверхности бурый, в изломе чёрный, блеск стеклянный, она весьма легка и хрупка. На огне топится и расплывается, подобно вару, издавая запах чёрного сургуча; трудно загорается и скоро гаснет»*. О продукте другого месторождения он писал: *«По всей массе чёрный*

цвет вместе со смоляным, дегтярному подобным запахом».

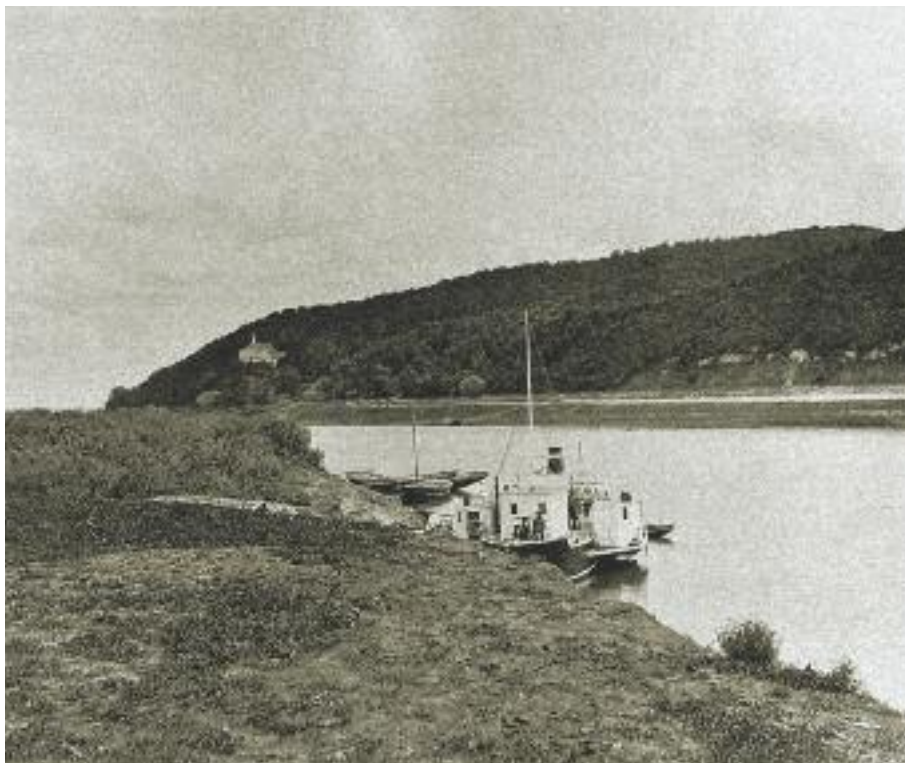
Им был отмечен и любопытный факт использования асфальта местным населением: «Возле деревни Костицей, где вязкий асфальт встречается больше, чем в других местах, кузнецы употребляют его для воронения железных изделий, что предохраняет их от ржавчины и придаёт им более приятный вид».

В «Отчёте» штабс-капитан Гернгрос указал и на нахождение ряда месторождений нефти: «Нефть различной густоты и черно-бурого цвета замечена; возле города Тетюши и села Сергиевска в 10 верстах от серных вод, а между Тетюшами и Сюкеевским селом она выступает из скал и напывает собою меловой рухляк... Но самое любопытное месторождение нефти находится в пяти верстах от села Новоякушкино, в 200 саженьях от горы, называемой Саржат. В яме глубиной 3, а шириной 4 фута вода покрывается с поверхности чёрной и весьма липкой нефтью, и хотя её довольно часто черпывают, но и в течение нескольких дней она снова накапливается».

На основе своих наблюдений горный инженер Гернгрос сделал важные научно-теоретические выводы. В своем «Отчёте» он отметил: «Обнаруживающиеся в трещинах мелового рухляка, и всего более в нижних частях его, накали асфальта рождают мысль, что они в настоящее время образуются от соединения каким-либо химическим процессом смолистых частиц и что коренное месторождение его скрыто в каменном чрепе Земли».

Таким образом, Александр Гернгрос одновременно высказал два очень важных теоретических положения. Во-первых, поволжские месторождения асфальта являются вторичными, возникшими в результате миграции более жидкого продукта из глубин Земли в поверхностные слои. Во-вторых, асфальт образуется в результате химических процессов из более жидких смолистых частей, то есть в результате окисления нефти. Эти положения совпадают со взглядами современных учёных-геологов на образование месторождений природного асфальта и нефти. Однако впечатляющие результаты экспедиции горного инженера Гернгроса, к сожалению, так и не оказались востребованными волжскими предпринимателями для развития нефтяного дела.

Вновь к вопросу о возобновлении разведки на нефть в Волго-Уральском регио-



На Средней Волге (конец XIX в.)

Удалённость Апшеронского полуострова и сложность доставки бакинской нефти в промышленные регионы страны вынуждали правительство рассмотреть вопрос об организации поисков углеводородного сырья в центральной части Российской империи.

не вернулись только через 26 лет. В начале 1863 г. капитан Корпуса горных инженеров Геннадий Романовский (1830–1906) получил приказ приступить к поисковым работам в Поволжье. Вот как об этом повествуется в архивном документе: «По журналу Учёного комитета от 23 января сего года капитану Романовскому поручено в нынешнее лето приступить к буровым работам для разведки на каменный уголь на Самарской Луке по Волге, в близком расстоянии от местностей, где известно нахождение горной смолы и нефти. А потому Учёный комитет решил, что капитану Романовскому необходимо произвести предварительные геологические исследования с тем, чтобы он донёс, не сочтёт ли он нужным приступить к раз-

ведочным работам для поисков этих веществ, и представил их для химического исследования».

Эта экспедиция охватила почти семь летних сезонов (1863–1868), в течение которых горным инженером Романовским были обстоятельно изучены места поверхностных нефтепроявлений в Волго-Уральском регионе, в районе городов Бугуруслана и Бугульмы, между реками Сок и Кинель, а также в лежащем южнее районе Кинели. Обнаружив выходы нефти у станицы Нижняя Кармальская в долине р. Шешмы, он сделал следующий вывод: «Нет никакого сомнения, что лежащие под водою горные породы заключают трещины, по которым выделяют нефть и газы».

У села Сарабикулово и в деревне Шутурово он обнаружил нефть: «Отдельные воды с каплями нефти, без всякого сомнения, указывают на присутствие жидкой нефти внутри слоёв». У деревни Старая Семенкина Геннадий Романовский нашёл песчаник, до того пропитанный нефтью, что на поверхность песчаных плит, нагретых солнцем, вытекает «густая смола». Нефть была обнаружена и у деревни Камышлы.

В «Горном Журнале» за 1864 г. опубликована статья Романовского «Нефть, асфальт и горючие сланцы волжских берегов», где были отмечены первые резуль-

таты экспедиции и сделан следующий вывод: «В заключение следует коснуться вопроса: есть ли возможность открыть благонадёжные источники нефти и богатые залежи асфальта и серы, и какие средства могут для этого служить? Во-первых, следовало бы произвести подробное (специальное) геогностическое исследование берегов Волги, примерно от Казани до Вольска, и в одном или двух пунктах, где обильнее окажутся истоки нефти, заложить буровые скважины. Что касается глубины скважин, то это будет зависеть от проекта, по которому они будут заложены, то есть захотят ли этими разведками по возможности приблизиться к первоначальным источникам нефти или только образовать в слоях свободный и прямой выход нефтяной жидкости на поверхность».

Горный инженер Романовский по поводу происхождения обнаруженных им нефтяных месторождений заявил весьма определённо: «...горное масло Самарской губернии вытекает из слоёв девонской или нижней каменноугольной почвы». Тем самым он сделал важное открытие, обусловившее дальнейший характер изысканий в регионе. Фактически им было установлено, что нефть, содержащаяся в отложениях пермского возраста, служит признаком «богатых подземных его (горного масла. – А. М.) скоплений». Развивая эту мысль, он писал: «Я вполне уверен, что в Самарской губернии под пермскими песчаниками непременно заключаются бассейны жидкой нефти... Исход нефти должен начинаться в девонских осадках, следовательно, на глубине менее 100 сажень».

В 1866 г. в экспедиции по изучению нефтеносности Поволжья принял участие горный инженер профессор Горного института Павел Еремеев (1830–1899). В первом номере «Горного журнала» за 1867 г. была опубликована его обширная статья «О занятиях по розысканию месторождений нефти в Казанской, Симбирской и Самарской губерниях». В ней он сделал вывод: «Несмотря на доказанную важность и повсеместное значение нефтяного песчаника как указателя присутствия нефтяных источников в пермской почве, вопрос о благонадёжности месторождений нефти в Казанской и Самарской губерниях покуда ещё не решён и требует дальнейших разъяснений».

Выводы коллеги позволили горному инженеру Романовскому осуществить



Один из первых исследователей нефтеносных районов Поволжья, горный инженер, подполковник Геннадий Романовский (1830–1906 гг.)

дальнейшие активные действия. Отстаивая свою точку зрения и будучи сторонником глубокого бурения, он настоял на закладке в Поволжье, около села Батраки, глубокой скважины, для бурения которой использовали паровой двигатель. В статье «О самарских нефтяных источниках, каменноугольной почве Стерлитамакского уезда и о некоторых новых открытиях в северо-восточной части Оренбургского края», опубликованной в «Горном журнале» в 1868 г., Романовский писал: «Мною были произведены геологические изыскания от города Самары по направлению к городу Бугуруслану, причём я осмотрел также многие местности, лежащие к югу от реки Кинель».

Дав геологические описания «более замечательных местностей, где находится “горное масло”», он подчеркнул: «Я вполне уверен, что в Самарской губернии под пермскими песчаниками непременно заключаются бассейны жидкой нефти или горного масла и углеводные газы».

Для руководства Горного департамента он предложил программу разведочных работ на последующий период: «Наиболее благоприятными пунктами Самарской губернии, где следует начать разведку на нефть, можно считать: 1) долину правого берега реки Шешмы, в версте к северу от деревни Сарабикулово, 2) окрестности селения Камышлы по правому берегу р. Сока, 3) долину р. Ка-

мышлы, где находятся нефтяные песчаники между деревнями Старой и Новой Семенкиной и 4) правый берег р. Байтуган, в двух верстах к югу от д. Ярликиной».

Однако в 1869 г. при бурении разведочной скважины в долине реки Камышлы произошла серьёзная авария, после чего буровые работы были приостановлены. К сожалению, низкий уровень буровой техники и инструмента помешал Геннадию Романовскому привести убедительные доводы руководству Горного департамента и отстоять свою правоту в отношении перспективной нефтеносности Волго-Уральской провинции.

Следует отметить, что в то время всё же нашлось несколько предпринимателей, которые пытались на практике проверить выводы горного инженера Романовского о наличии нефти в Поволжье. Летом 1865 г. недалеко от села Сюкеево Казанской губернии бугульминский помещик Николай Малокиенко пробурил ручным способом несколько скважин и выкопал несколько неглубоких шахт, из которых добыл 80 вёдер нефти и около 2,2 тыс. пудов асфальта. Добытую нефть он попытался перерабатывать на небольшой кубовой установке. Однако недостаток финансовых средств не позволил ему расширить объём буровых работ, и он вскоре ликвидировал своё дело.

Затем, в 1867 г., недалеко от тех же мест муромский купец Фёдор Смолянинов пробурил две скважины. Он намеревался добывать нефть для последующей её переработки на своём заводе в нефтяные смазочные масла. Однако и это начинание не нашло продолжения. В неглубоких скважинах были получены лишь слабые признаки нефти, поэтому дальнейшие разведочные работы предприниматель свёрнул.

13 (1) июня 1867 г. указом императора Александра II военизированный Корпус горных инженеров был упразднён. Горные инженеры получили право переименоваться в соответствующие гражданские чины или на определённый переходный период сохранить свои воинские звания. Учебное заведение ИКГИ также получило гражданский статус и краткое наименование – Горный институт. Но это уже отдельный рассказ о плодотворной деятельности российских горных инженеров, внёсших весомый вклад в развитие отечественной нефтяной промышленности, которая в конце XIX в. уже стала мировым лидером по добыче ценного углеводородного сырья. ■

23-28 ИЮНЯ 2019 САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

FUTURE LEADERS FORUM 2019

6-Й ФОРУМ БУДУЩИХ ЛИДЕРОВ
МИРОВОГО НЕФТЯНОГО СОВЕТА

ПЛАТИНОВЫЙ СПОНСОР



www.flf-russia.com

FACEBOOK
EVENT



РЕКЛАМА

Российский нефтегазохимический форум



ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

XXVII международная выставка



Нефтегазовое
направление



Химия.
Нефтехимия



Сервисное
направление

21–24.05.2019

УФА.
ВДНХ **ЭКСПО**



GAZNEFTUFA
@GAZNEFTUFA
#ГАЗНЕФТЬУФА
#ГАЗНЕФТЬТЕХНОЛОГИИ
#ГНТ
#GASOILEXPO



Регистрация на форум: www.gntforum.ru Бронь стенда: www.gntexpo.ru

ТРАДИЦИОННАЯ ПОДДЕРЖКА



ОРГАНИЗАТОРЫ



ПОДДЕРЖКА



СОДЕЙСТВИЕ



РЕКЛАМА



+7 (347) 246 41 77

gasoil@bvkexpo.ru