КЛЮЧЕВОЕ СОБЫТИЕ ОТРАСЛИ:

в центре внимания, в центре Москвы

Реклама

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ · МИНПРОМТОРГ РОССИИ · РСПП · Российское Газовое Общество · СОЮЗ НЕФТЕГАЗОПРОМЫШЛЕННИКОВ РОССИИ · ЭКСПОЦЕНТР МОСКВА · Messe Düsseldorf

НЕФТЬ РОССИИ № 11-12 2018

Нефть России

Ноябрь – декабрь 2018

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

https://neftrossii.ru

Уроки сахалинских СРП

Закат Второго и Третьего Баку

Год под знаком СПГ

Рынок морских буровых платформ: дно найдено

Иран под прессом

Рост и ограничения российской добычи

Затишье перед бурей?

Завершающийся год ознаменовался противоречивыми тенденциями в развитии нефтяной отрасли

Валерий АНДРИАНОВ

Уходящий год оказался крайне неоднозначным для нефтегазового комплекса. Безусловно, каждый год богат на события со знаком плюс и минус, и редко бывает так, что его можно однозначно признать удачным или провальным в контексте развития углеводородного бизнеса. Но противоречивые тенденции 2018-го выделяются даже на этом неустойчивом фоне.

С одной стороны, для нефтяной отрасли год оказался более чем благоприятным. Ещё пару лет назад, после резкого обвала котировок «чёрного золота», казалось, что наконец-то начался так долго предрекавшийся закат эры нефти и теперь цена барреля скатится к 20-долларовой отметке, а альтернативные источники энергии начнут ударными темпами вытеснять ископаемое топливо. И даже после подписания знаменитого соглашения «ОПЕК+» пессимизм по-прежнему преобладал. Мол, полумёртвый картель, даже заручившись поддержкой «независимых» производителей, вряд ли сможет повлиять на объективную рыночную ситуацию.

Но события 2018 г. показали, что такие апокалипсические прогнозы преждевременны. Нефтяные котировки уверенно преодолели планку в 80 долларов за баррель, ещё недавно казавшуюся немыслимой. Правда, многие аналитики объясняют этот рост непредвиденным вмешательством политического фактора (возобновлением американских санкций против Ирана), да и к концу года кривая цен вновь устремилась вниз. Но ведь непредвиденные политические события – это постоянный фон развития нефтяного рынка на протяжении многих десятилетий, и именно они зачастую определяют тренды развития отрасли.

К тому же роль «иранского казуса» не стоит переоценивать. Как справедливо отмечает наш автор Владимир Мишин, объём иранского нефтяного экспорта в масштабе мирового потребления относительно невысок. Поэтому его «обнуление» без существенных усилий может быть компенсировано альтернативными источниками (см. статью «Иран под прессом»).

С другой стороны, тревожных тенденций в завершающемся году было чрезмерно много. Причём их набор оказался очень разнообразным – от традиционных экономических и политических до ресурсных и природно-климатических.

Падение цен в конце года заставило говорить о том, что оживление рыночной конъюнктуры в 2018 г. было лишь последним «затишьем перед бурей». И в наступающем году уже ничто не будет мешать дальнейшему обвалу нефтяных котировок до 50 долларов за баррель и ниже. В частности, этому будут способствовать дальнейшее повышение энергоэффективности мировой экономики и широкое внедрение ВИЭ.

Что касается политики, то ряд наиболее неблагоприятных сценариев уже отыгран. Так, в текущих (по-прежнему ещё относительно высоких) ценах на «чёрное золото» уже заложены и санкции против Ирана, и коллапс нефтяной промышленности Венесуэлы. И если уж ждать сюрпризов от политики, то скорее таких, которые будут способствовать увеличению добычи нефти и, соответственно, снижению цен на неё. Например, в последнее время наблюдается некоторая стабилизация ситуации в Ливии. *«По итогам октября производство нефти в стране составило порядка 1,220 млн барр./сут. Однако и это “скромное” достижение существенно превышает результаты первых пяти месяцев 2018-го. Это указывает на формирование достаточно устойчивой тенденции к последующему росту – вплоть до 1,5–1,6 млн барр./сут, которые ежегодно добывала Ливия до своей принудительной “демократизации” в 2011 г.»*, – отмечается в статье К. Сергеева «Нефть Ливии – второе пришествие».

Наконец, усиливается давление на нефтегазовый комплекс со стороны природоохранного лобби. В уходящем году в адрес нефтяников прозвучали обвинения в том, что именно они являются виновниками аномальных природных явлений в разных уголках мира – от ураганов в США до невиданной жары на Севере Европы и… в Африке (см. статью Павла Богомолова «Энергетика на фоне ураганов»).

Достаточно противоречивым год оказался и для российской нефтяной отрасли. Поддерживая добычу на уровне, определённом соглашением «ОПЕК+», она благодаря подросшим ценам на сырьё смогла оказать серьёзную поддержку отечественной экономике. При этом сохраняется существенный потенциал её роста.

«В среднесрочной перспективе, к 2020–2021 гг., Россия может нарастить мощности по добыче нефти примерно до 12 млн барр./сут, добавив порядка 500 тыс. барр./сут, главным образом за счёт новых проектов», – подчёркивается в статье М. Кутузовой «Рост и ограничения российской добычи».

Вместе с тем, как заявил на совещании в правительстве 24 сентября 2018 г. глава Минэнерго РФ Александр Новак, в министерстве ожидают достижения пика добычи нефти в стране в 2021 г. (570 млн т). Но затем, к 2035 г., она начнёт снижаться и при существующих трендах упадёт до 310 млн т, что приведёт к потере 3,3 трлн рублей в год налоговых поступлений. *«Это неизбежный результат удорожания добычи, избыточно высокого налогообложения по месторождениям Западной Сибири»*, – подчеркнул глава Минэнерго. В Западной Сибири добыча снизится с 330 до 180 млн т (около 58% ожидаемого в России в 2035 г. общего производства). А если не будут открыты новые месторождения в регионе, то до 146 млн т (см. статью профессора Евгения Хартукова «Закат Второго и Третьего Баку»).

Так грянет ли буря в 2019 году? В преддверии Нового года хочется верить в лучшее. В конечном счёте нефтяной отрасли на протяжении её более чем вековой истории уже тысячи раз предрекали различные коллапсы и катаклизмы. Но она по-прежнему остаётся основой мировой энергетики и источником финансовых ресурсов для значительного числа стран, включая Россию. ■

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ

Нефть России 16+

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

OIL OF RUSSIA 16+

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

Редакционный совет
Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
Академик РАН
Александр НЕКИПЕЛОВ
Академик РАН, председатель Совета директоров ОАО «Роснефть»
Виктор МАРТЫНОВ
Д. э .н., ректор РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина
Генадий ШМАЛЬ
Президент Союза нефтегазопромышленников
Андрей КОНОПЛЯНИК
Д. э. н., профессор
Лариса РУБАН
Д. с. н, профессор (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 20.12.2018
Цена свободная

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

СОДЕРЖАНИЕ

NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ
Затишье перед бурей?
Завершающийся год ознаменовался противоречивыми тенденциями в развитии нефтяной отрасли **1**

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

Е. ХАРТУКОВ,
профессор Московского государственного института (университета) международных отношений МИД России (МГИМО)
Закат Второго и Третьего Баку
Приведёт ли падение добычи в Урало-Поволжье и Западной Сибири к её обвалу в масштабах страны? **4**

А. КОНОПЛЯНИК,
советник генерального директора ООО «Газпром экспорт», профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, доктор экономических наук; в 1990-е – руководитель группы разработчиков режима СРП в стране
«Ты помнишь, как всё начиналось…»
Исполнилось четверть века с момента подписания Указа о СРП **12**

М. КУТУЗОВА
Рост и ограничения российской добычи
Каковы итоги развития отечественного сектора upstream в завершающемся году? **22**

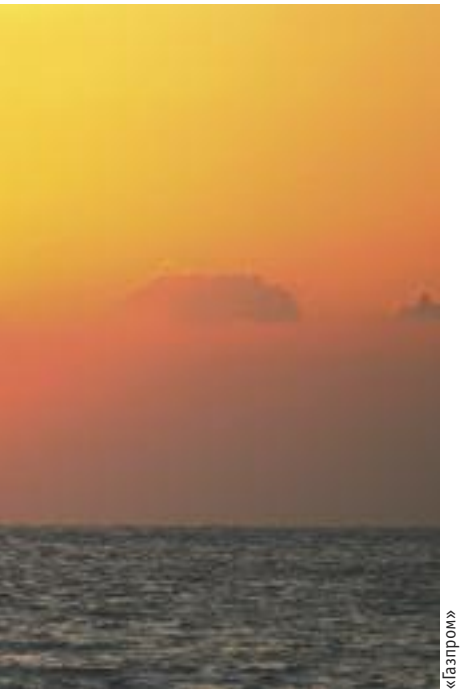
П. БОГОМОЛОВ
Энергетика на фоне ураганов
Каковы погодно-климатические и природоохранные уроки 2018-го для глобального ТЭК? **29**

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КПМГ

А. УСОВ,
партнёр, руководитель международной практики КПМГ по оказанию услуг компаниям нефтегазового сектора;
А. ДРОБЫШЕВСКАЯ,
руководитель направления «Умные технологии» КПМГ в России и СНГ
Данные – это новая нефть
Управление данными как фундамент цифровой трансформации в нефтегазовой отрасли **34**

ГАЗОВЫЙ РЫНОК

М. КУТУЗОВА
Год под знаком СПГ
Бурное развитие индустрии сжиженного природного газа не является страховкой от возможного скорого заката этой отрасли **36**



«Газпром»

«Газпром нефть»

АРКТИКА

Ю. БАНЬКО

Интенсивное развитие или пробуксовка?

Итоги реализации нефтегазовых проектов в Арктической зоне в 2018 г. вызывают неоднозначную оценку **42**

ОБОРУДОВАНИЕ

К. СЕРГЕЕВ

Рынок морских буровых платформ: дно найдено

Рост мировых цен на «чёрное золото» способствовал реанимации проектов разработки месторождений на морском шельфе **48**

КАДРЫ

А. ЗАХАРОВ,
директор департамента компании «Контакт», InterSearch Russia

Кто нужен отрасли?

Итоги года и ключевые тенденции на кадровом рынке нефтегазового комплекса **54**

ТРАНСПОРТ

Л. РУБАН,
доктор социологических наук, профессор, руководитель отдела исследования проблем международного сотрудничества ИСПИ РАН и международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции»;
Ван БАОДОН,
заместитель директора отдела Средней Азии Китайской корпорации по развитию технологий – China Petroleum Technology and Development Corporation (CPTDC)

Два вектора каспийской нефти

Наряду с западным направлением транспортировки сырья из Прикаспия наращивает обороты восточное, в сторону динамично развивающихся стран АТР **58**

Надуманные предлоги

Действия Анкары по ограничению прохода нефтяных танкеров через Босфор – попытка нечистоплотной экономической конкуренции. Интервью с ведущим аналитиком ИРТТЭК Сергеем АЛИХАШКИНЫМ **62**

БЛИЖНЕЕ ЗАРУБЕЖЬЕ

А. ЧУБАТ

От реэкспорта сырья – к высоким переделам

Белорусская нефтехимия активно модернизируется и готовится следовать в русле глобальных отраслевых трендов **64**

МИРОВОЙ РЫНОК

К. СЕРГЕЕВ

Нефть Ливии – второе пришествие

Вводя новые санкции, США вынуждают европейских союзников возвращаться к ранее «демократизированому» североафриканскому поставщику **68**

В. МИШИН

Иран под прессом

Приведёт ли новая порция американских санкций к взлёту мировых цен на нефть? **73**

Закат Второго и Третьего Баку

«Газпром»

Приведёт ли падение добычи в Урало-Поволжье и Западной Сибири к её обвалу в масштабах страны?

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

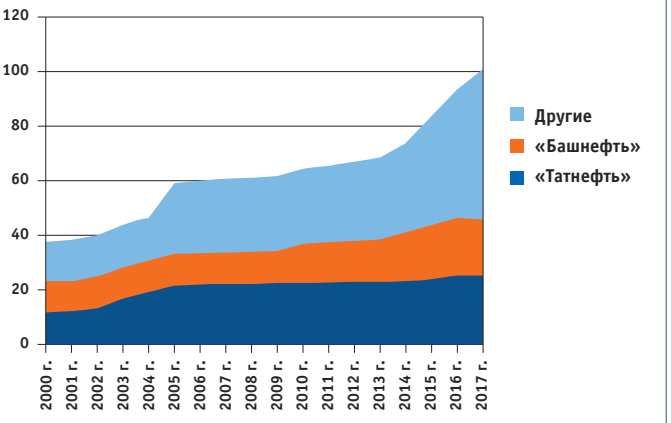
Нефть добывается в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции с 1943 г. Первое промышленное месторождение было обнаружено у деревни Шугурово, на юго-востоке Татарстана в июле 1943 г. В 1943–1946 гг. поблизости также открыли Аксубаевское, Бавлинское и другие месторождения, в том числе крупнейшее в провинции Ромашкинское нефтяное. Волго-Уральская НГП расположена в легко доступной и климатически умеренной части европейской России, между Волгой и западными отрогами Уральских гор. Этот район, вскоре ставший главным нефтедобывающим регионом страны, в начале 1950-х стал называться Вторым Баку.

Климат Волго-Урала – относительно благоприятный, экстремальные условия, которые препятствуют добыче и транспортировке нефти в Западной Сибири, здесь отсутствуют. Фактически, за исключением некоторых районов Пермского края, месторождения Волжско-Уральской НГП легко доступны благодаря автомобильным и железным дорогам (или рекам) и близки к крупным промышленным центрам. Кроме того, большая часть советской нефтеперерабатывающей промышленности находится в регионе, хотя со времён упадка добычи в провинции эти НПЗ в основном используют сырьё, поступающее по трубопроводу из Западной Сибири.

У истоков новой НГП

Основные нефтедобывающие районы Волго-Уральской НГП расположены в Татарстане и Башкортостане, в Самарской и Оренбургской областях и в Пермском крае. Они служили главной нефтедобывающей базой СССР до 1977 г. В 1975-м добыча нефти здесь достигла своего максимума – 103,7 млн т, после чего стал наблюдаться спад – до 38 млн т в год в начале нынешнего тысячелетия (см. рис. 1). Но даже сегодня на Волго-Урал приходится около одной пятой производства нефти в России (18,4% в 2017 г.), а провинция является третьей в мире по объёму текущей нефтедобычи.

Рис. 1. Добыча нефти в Волго-Уральской НГП в 2000–2017 гг., млн т



Источник: подсчитано и составлено автором на базе ряда первоисточников.

Табл. 1. Нефтедобывающие предприятия в Волго-Уральской НГП по состоянию на начало 2018 г.

Название компании	Год основания	Головная компания (в среднем в 2017 г.), тыс. чел.	Число сотрудников	Доля государства (на 1/1/18), %	Кол-во месторождений нефти в эксплуатации	Добыча нефти в 2017 г.[1], млн т
«Башнефть»	1946	«Роснефть»	25	75,16	>150	20,6
«Татнефть»	1949	–	>80	34 (4)	75	25,4
«ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»	2004	«ЛУКОЙЛ»	4	–	89	15,3
Volgodeminoil	1992	Wintershall Volga Petroleum, «РИТЭК»	0,1	–	11	0,5
Selena Oil & Gas	1994	Emitor Holding	0	–	4	4E
«Самара-Нафта»	2013	«ЛУКОЙЛ» (до апреля 2013 г. Hess)	0	–	…	4E
«Удмуртнефть»	1967	«Промлизинг» (Taihu/Sinopec + «Роснефть»)	1,9	87,58	33	> 6
«БелкамНефть»	1997	«Нефтиса»	4,3	…	53	3,91
«ФортеИнвест»	2011	Safmar Group	0	–	7	4,7
«Ульяновскнефть»	1977	«РуссНефть»	1,15	–	39	0,8
«Оренбургнефть»	1963	«Роснефть»	3,5	75,16	37	15,0
«Нефтиса»	2008	Safmar Group	0,1	–	23 2	5,34[2]

[1] В пределах Волго-Урала.
[2] Без «БелкамНефти».
Источник: подсчитано и составлено автором на базе ряда первоисточников.

В 1950 г. добыча нефти в СССР наконец-то достигла довоенного уровня. А с 1964 г. за счёт интенсивной эксплуатации западносибирских нефтяных месторождений страна вышла на первое место в мире по этому показателю.

К настоящему времени в пределах Волго-Уральской НГП выявлено порядка 1,6 тыс. нефтяных месторождений (более 53% общего по России количества). Свыше 400 месторождений (в основном нефтяных и газоконденсатных) находятся в эксплуатации. При этом большая часть осваиваемых объектов располагаются в Башкортостане и Пермском крае.

Самое крупное в бассейне месторождение, Ромашкинское, было открыто вблизи деревни Шугурово, на юго-востоке Татарстана. Это на долгие годы сделало Татарию районом с самыми большими в России разведанными запасами нефти.

По существу, Ромашкинское месторождение было открыто… дважды. Впервые оно было обнаружено и оценено в 1943 г., став первым в СССР крупным нефтяным месторождением платформенного типа. Там сразу же применили контурное заводнение. Но в 1948 г. на месторождении обнаружили девонские отложения, содержащие 90% его извлекаемых запасов.

Геологические запасы Ромашкинского месторождения оцениваются в 2,3–3,9 млрд т, а извлекаемые составляют порядка 1,4 млрд т. Оно входит в первую десятку крупнейших нефтяных месторождений мира. Ромашкинское продолжает эксплуатироваться, ежегодно обеспечивая производство порядка 15 млн т высоковязкой нефти (примерно 60% годовой добычи «Татнефти»). Потенциал этого месторождения поистине огромен (хотя оно обводнено более чем на 85%), но до конца не изучен.

В 2017 г. добыча нефти в пределах Волго-Уральской НГП составила примерно 101 млн т. Почти половина этого объёма была произведена двумя компаниями – «Татнефтью» и «Башнефтью». Остальная же её часть (54%) пришлась на долю других предприятий, включая контролируемые М. Гуцериевым «БелкамНефть», «ФортеИнвест», «Ульяновскнефть» и «Нефтису», а также шведскую нефтегазовую компанию Selena Oil & Gas Holding (SOGH) и российско-германское СП Volgodeminoil (см. табл. 1).

Региональные лидеры

«Татнефть», в которой сегодня трудятся более 80 тыс. человек, является одним из крупнейших вертикально интегрированных нефтяных холдингов России. Она занимается добычей нефти (в основном высоковязкой) и газа, переработкой углеводородного сырья, производством нефтегазохимических продуктов и автошин, имеет собственную сеть АЗС и сервисных предприятий.

Трест «Татнефть» был создан 25 января 1949 г. по приказу тогдашнего министра нефтяной промышленности СССР Николая Байбакова и включал в себя такие предприятия, как «Бавлынефть», «Бугульманефть», «Татбурнефть», строительный трест «Татнефтепромстрой» и конструкторское бюро «Татнефтепроект».

По состоянию на 2017 г. «Татнефть» эксплуатировала 77 нефтяных месторождений. За пределами Республики Татарстан она ведёт разведку углеводородного сырья в Самарской и Оренбургской областях, Ненецком и Ханты-Мансийском автономных округах, а также в Калмыкии, Туркменистане, Сирии, Ираке и Ливии.

В 1994 г. на базе Кременчугского НПЗ, построенного в советское время для переработки татарстанской высокосернистой нефти, было создано ЗАО «Укртатнафта», примерно сорока тремя процентами акций которого управляла НАК «Нафтогаз Украины». Министерству имущества и земельных ресурсов Татарстана при этом принадлежало 28,8% акций, самой же «Татнефти» – 8,6% акций. В начале 2004 г. «Татнефть» совместно с турецкой финансово-промышленной группой Zorlu намеревалась приобрести контрольный пакет акций турецкого нефтеперерабатывающего холдинга Tupras, доля которого в производстве нефтепродуктов в Турции доходила до 85% (в итоге 65,76% этих акций купил «ЛУКОЙЛ»).

Одним из крупных проектов компании является строительство комплекса нефтеперерабатывающих и нефтехимических заводов «ТАНЕКО» в Нижнекамске. Его реализация была начата в 2005 г. Мощности первой очереди ввели в промышленную эксплуатацию в 2011 г., а установку гидрокрекинга – в 2014 г. В июле 2016 г. началось комплексное тестирование установки замедленного коксования.

«ТАНЕКО» производит в том числе дизельное топливо Евро-5, реактивное топливо марок RT, TS-1 и Jet A-1, высокоиндексные базовые масла групп II и III. Нефтехимический комплекс также осуществляет выпуск шин и сажи.

В свою очередь, «Башнефть» была образована в 1995 г. путём передачи нефтяных активов региональному правительству. Затем, в 2002–2003 гг., эти активы были приватизированы. В 2009 г. контрольный пакет акций «Башнефти» за 2,5 млрд долларов купил холдинг «Система», принадлежащий предприни-

мателю Владимиру Евтушенкову. В октябре 2016-го данный пакет приобрела «Роснефть».

«Башнефть» – один из крупнейших производителей нефтепродуктов в стране. Компания владеет тремя нефтеперерабатывающими заводами суммарной мощностью 23,5 млн т в год и сотней АЗС.

Нетрадиционные перспективы

Волго-Уральская провинция известна своими отложениями плотных пород, образующими нефтяную формацию доманик. Она занимает огромную площадь – свыше 400 тыс. км^2. Доманик получил своё название по имени небольшой речки в верховьях Ухты, где местные жители издревле добывали этот сланец и употребляли его в быту. Доманиковая свита, расположенная вдоль Уральского хребта – практически от Карского моря до Каспия, – второй по размерам и объёмам после баженовской свиты в Западной Сибири потенциальный источник сланцевой нефти. От баженовской свиты доманик отличается только чуть большей мощностью слоёв (15–70 м против 10–32 м), меньшей изученностью и ещё меньшей разработанностью.

По некоторым оценкам, в толще доманиковской формации содержится свыше 1 трлн баррелей геологических ресурсов нефти. Эти низкопроницаемые известняковые отложения классифицируются как трудно извлекаемые УВ с текущими вероятными запасами – 27 млн т. Содержание органики здесь втрое ниже, чем в баженовской свите, – примерно 5%, и ни одно из 10 нефтяных месторождений, выявленных в доманике, не даёт промышленных дебитов.

Важно подчеркнуть, что все проекты освоения низкопроницаемых нефтеносных пород, включая баженовскую, абалакскую, хадумскую и доманикскую формации, получили от правительства РФ благоприятный налоговый режим. Так, в мае 2012 г. правительство внесло поправки в Налоговый кодекс (вступили в силу с сентября 2013 г.), в соответствии с которыми нефть, добываемая из низкопроницаемых формаций, освобождается от уплаты налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) сроком на 180 месяцев (то есть на 15 лет).

Россия намерена осваивать доманик с помощью иностранных нефтяных компаний. В то время как бажен, скорее всего, останется вотчиной «Газпром нефти» и «Сургутнефтегаза», с домаником, похоже, намерен работать практически единственный российский нефтяной гигант – «Роснефть». Она уже создала два совместных предприятия с крупными европейскими компаниями – BP и Statoil – для изучения доманика в Оренбургской и Самарской областях.

В мае 2014 г. «Роснефть» и BP Exploration Operating Co. подписали основы соглашения по доманику. Этот документ предусматривает реализацию совместного пилотного проекта (доли компаний – 51% и 49% соответственно) по освоению сланцевой формации в Оренбуржье. В случае его успеха возможно начало промышленного освоения нетрадиционных ресурсов в Волго-Уральском регионе.

В декабре 2013 г. «Роснефть» подписала соглашение о создании совместно предприятия с норвежской Statoil (с середины мая 2018 г. называемой Equinor). Его цель – оценка возможностей промышленного производства нефти на базе формации доманик. Доли участия в проекте такие же, как и в случае с BP, – 51% и 49% в пользу российской стороны. СП под названием Domanik Oil AS уже приступило к осуществлению трёхлетней экспериментальной программы на 12 лицензионных блоках «Роснефти» в Самарской области. В частности, начато бурение первой разведочной скважины. На пилотном этапе, запланированном на 2016–2019 гг., предполагается пробурить и испытать не менее трёх горизонтальных разведочных скважин, а также провести углубленные исследования на лицензионных участках «Самаранефтегаза». Domanik Oil планирует использовать наиболее эффективные технологии разработки, включая многоступенчатый гидроразрыв пласта.

«Газпром»

Переработка и транспортировка

В Волго-Уральском регионе расположены 14 крупных нефтеперерабатывающих заводов суммарной мощностью более 2,4 млн барр./сут. В их числе – Уфимская группа, включающая в себя Уфимский, Ново-Уфимский НПЗ и «Уфанефтехим» (см. табл. 2). Индекс Нельсона башкирских НПЗ достигает 8,93, причём в среднем по миру он равен 5,9, в США – 9,5, в Японии – 6,45, в среднем по 56 крупным НПЗ стран СНГ – 3,8, по 28 наиболее крупным заводам России – 5,1.

Кроме того, в г. Альметьевске (Татарстан) берёт своё начало главный экспортный нефтепровод России – «Дружба». Его первая и вторая ветки были построены в 1962–1966 гг. Нефтепровод, используемый для перекачки нефтяной смеси Urals в Белоруссию и страны Восточной Европы, имеет протяжённость порядка 5500 км, пропускную способность на уровне 60–70 млн т в год и диаметр труб, варьирующийся от 529 до 1020 мм.

Третье Баку

С 1977 г. больше нефти стало добываться в Западной Сибири, получившей неформальное образное название «Третьего Баку».

Западная Сибирь – это крупнейший нефтегазоносный бассейн мира, расположенный в пределах Западно-Сибирской равнины на территории Тюменской, Омской, Курганской, Томской и частично Свердловской, Челябинской, Новосибирской областей, Красноярского и Алтайского краёв. Его площадь – около 3,5 млн км^2. Большая часть нефтяных залежей находится здесь на глубине 2000–3000 м. Нефтегазоносность бассейна связана с отложениями юрского и мелового периодов. Нефть Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна характеризуется низким содержанием серы (до 1,1% по весу) и парафина (менее 0,5%), высоким содержание бензиновых фракций (40–60%) и повышенным количеством летучих веществ.

21 сентября 1953 г. впервые в Западной Сибири на окраине посёлка Берёзово одна из разведочных скважин дала мощный фонтан газа. Это открытие стимулировало дальнейшее развёртывание геологоразведочных работ. Вскоре начался период открытий нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири. 21 июня 1960 г. было обнаружено первое в данном регионе Трёхозёрное месторождение, 24 марта – Мегионское, 15 октября – Усть-Балыкское, в августе 1962 г. – Советское, 15 ноября того же года – Западно-Сургутское, 1 декабря 1964 г. – Правдинское, 3 апреля 1965 г. – Мамонтовское, 29 мая 1965 г. – Самотлорское.

Около 30 лет назад Западно-Сибирский регион вышел на первое место по объёму добычи нефти и газа в нашей стране. В настоящее время здесь извлекается свыше 57% российских нефти и газоконденсата, 92% природного газа.

Суммарные запасы углеводородов на севере Западной Сибири составляют более четверти мировых. Это позволит данной нефтегазоносной провинции ещё несколько десятков лет оставаться не только ведущим регионом в отечественном НГК, но и драйвером экономики страны. ТЭК Западной Сибири обеспечивает более 40% налоговых платежей в федеральный бюджет.

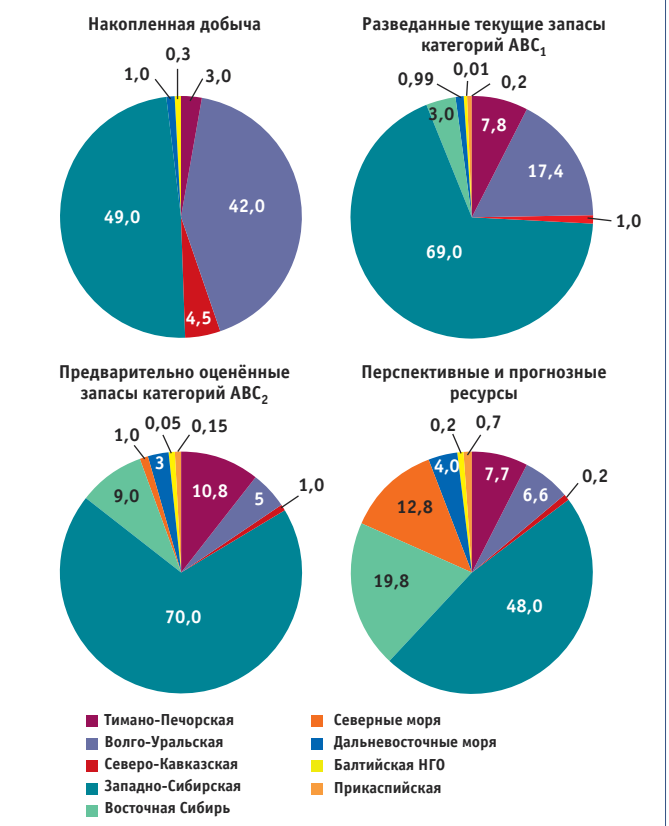
Начальные суммарные ресурсы Западной Сибири составляют 60% от НСР России. Здесь открыто около 500 нефтяных, газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений, содержа-

Табл. 2. Крупные НПЗ Урало-Волжского региона (на середину 2018 г.)

Наименование НПЗ	Местоположение (ближайший населённый пункт, область, республика)	Год ввода в эксплуатацию	Контролирующая нефтяная компания	Текущая мощность первичной переработки, тыс. барр./сут	Индекс Нельсона
Саратовский	Саратов	1934	«Роснефть»	140	4,0
Пермский	Пермь	1958	«ЛУКОЙЛ»	262	9,4
Уфимский/УНПЗ	Уфа	1937	«Башнефть»	150	8,93
«Уфанефтехим» (б. Черниковский)	Уфа	1957	«Башнефть»	190	8,93
«Новойл»/Новоуфимский	Уфа	1951	«Башнефть»	142	8,93
Нижегородский	Кстово, Нижегородская обл.	1958	«ЛУКОЙЛ»	340	7,1
Нижнекамский/ ННПЗ «ТАИФ»	Нижнекамск, Татарстан	2002	«ТАИФ-НК»	166	4,9
«Нижнекамскнефтехим»	Нижнекамск, Татарстан	1967	«ТАИФ-НК»	140	2,7
«ТАНЕКО»	Нижнекамск, Татарстан	2011	«Татнефть»	–	–
Орский	Орск, Оренбургская обл.	1935	«РуссНефть»	132	3,9
«Газпром Нефтехим Салават»	Салават, Башкортостан	1952	«Газпром»	200	6,7
Волгоградский	Волгоград	1957	«ЛУКОЙЛ	314	6,1
Куйбышевский	Самара	1945	«Роснефть»	130	5,5
Новокуйбышевский	Новокуйбышевск, Самарская обл.	1951		120	4,2

Источник: составлено автором на базе ряда первоисточников.а

Рис. 2. Региональная структура НСР нефти, %



Источник: http://www.klevoz.ru

щих 73% текущих разведанных запасов нефти страны. За неполных три десятилетия здесь извлечено из недр почти 6 млрд т, что составляет 45% накопленной добычи РФ.

В Западной Сибири находится несколько десятков уникальных и крупных месторождений. Так, Самотлорское НГКМ содержит начальные извлекаемые запасы нефти в объёме 3,3 млрд т. Из его недр уже извлечено 2,2 млрд т. Далее идут Приобское нефтяное месторождение с начальными извлекаемыми запасами свыше 0,7 млрд т, Фёдоровское нефтегазоконденсатное (0,7 млрд т), Мамонтовское нефтяное (0,6 млрд т), Русское газонефтяное (0,4 млрд т) и т. д.

Центры добычи в Западной Сибири

Ханты-Мансийский автономный округ (ХМАО – Югра, площадь – более 523 тыс. км^2, население – свыше 1,3 млн человек) – богатейший нефтеносный регион Западной Сибири и России в целом. Он производит две трети нефти в стране, имеет развитую инфраструктуру. В его пределах открыто 273 месторождения нефти, из которых 120 введены в разработку. Важнейшую роль в сырьевой базе играют крупнейшие (9) и крупные (77) месторождения, в которых заключено 90% разведанных запасов. В результате многолетней интенсивной разработки многие из этих месторождений, в том числе крупнейшее в стране Самотлорское, в значительной степени истощены и обводнены (на 80–90%). В то же время ряд резервных крупных месторождений (Приобское, Красноленинское и другие) разрабатываются в режимах ограниченного отбора.

Из-за выборочной разработки наиболее крупных и высокодебитных месторождений и залежей структура разведанных запасов нефти в ХМАО непрерывно ухудшается. Вместе с тем, общий потенциал неразведанных ресурсов является крупнейшим в России, хотя и не предвещает улучшения качественных характеристик сырьевой базы.

Ямало-Ненецкий автономный округ (площадь – более 750 тыс. км^2, население – 465 тыс. человек) также характеризуется крупнейшими запасами и ресурсами нефти. Но по сравнению с ХМАО их структура сложнее, так как преобладающую роль играют нефти высокой плотности и вязкости (Русское, Северо-Комсомольское, Тазовское, Западно-Мессояхское месторождения). Разрабатываются 26 из 129 нефтяных месторождений. В них сосредоточено 42% текущих разведанных запасов.

С севера к ЯНАО примыкает акватория Карского моря, которая рассматривается как непосредственное продолжение Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. При незначительных объёмах буровых работ, начатых в 1989 г., здесь открыто два газовых месторождения-гиганта (Ленинградское и Русановское). Это подтверждает высокий нефтегазоносный потенциал данной акватории. Несомненно, что в будущем освоение нефтяных ресурсов Карского моря будет тесно связано с развитием инфраструктуры ЯНАО.

Томская область образует третий по значению центр нефтедобывающей промышленности Западной Сибири. В разработку вовлечены 18 из 84 открытых нефтяных месторождений, в том числе все крупные (Советское, Первомайское, Лугинецкое, Игольско-Таловое). Средняя выработанность начальных запасов составляет 30%, а перечисленных крупных месторождений – почти 18%. Неразведанные ресурсы нефти в Томской области превышают, согласно геологическому прогнозу, уже разведанные запасы в 1,8 раза. Это означает возможность многолетней сырьевой обеспеченности нефтедобывающих предприятий области.

Остальные административно-территориальные субъекты Западной Сибири (юг Тюменской, а также Новосибирская и Омская области) играют незначительную роль в региональном балансе запасов и добычи нефти. В трёх областях открыты 16 небольших месторождений, из которых только три (Кальчинское в Тюменской, Прирахтовское в Омской и Малоичское в Новосибирской областях) находятся в промышленной или опытной разработке. Геологические перспективы развития сырьевой базы здесь в целом незначительны (см. рис. 2).

Западносибирская достопримечательность

Одной из важных «достопримечательностей» Западной Сибири является знаменитая баженовская свита, названная так, потому что глинистые отложения данного типа впервые были обнаружены вблизи поселка Баженовка Омской области. Это группа нефтематеринских горных пород выявлена на территории около 1 млн км^2. Она образована осадочными породами морского дна в конце юрского и начале мелового периодов, около 145 млн лет назад. Формация залегает на глубинах 2–3 км и имеет небольшую толщину – обычно 20–30 м, но не более 60 м в центре.

В баженовской свите сконцентрирована большая часть сланцев России, содержащих как твёрдое органическое вещество (кероген), так и жидкую лёгкую нефть низкопроницаемых коллекторов (зачастую некорректно называемую сланцевой). Запасы углеводородов в баженовской формации являются трудноизвлекаемыми. Для увеличения нефтеотдачи при её разработке должны применяться наклонно-горизонтальное бурение и ГРП.

По оценке консалтинговой компании Wood Mackenzie, содержание нефти в свите достигает 2 трлн баррелей. В 2013 г. «Роснефть» оценила извлекаемые запасы в 22 млрд баррелей. По расчётам Роснедр от 2012 г., породы могут содержать 180–360

млрд баррелей извлекаемых запасов. Наконец, по данным Управления энергетической информации Министерства энергетики США (EIA) от июня 2013 г., суммарные запасы бажена достигают 1,2 трлн баррелей, из которых 74 млрд могут быть технически извлекаемыми.

Баженовская свита изучается с 1960-х. О планах извлечения нефти из данной формации в своё время сообщали компании «Газпром нефть» (совместно с Royal Dutch Shell), «ЛУКОЙЛ», «Роснефть» и «Сургутнефтегаз».

Пилотные проекты по бурению наклонно направленных и пологих скважин и изучению баженовской свиты ведёт «Газпром нефть» на Южно-Приобском и Красноленинском месторождениях в ХМАО, а также на Вынгаяхинском в ЯНАО.

В свою очередь, «РИТЭК» реализует экспериментальный проект по термогазовому воздействию на пласты баженовско-абалакского (ЮК0-1) продуктивного комплекса на Средне-Назымском месторождении в ХМАО.

Ещё в 1996 г. для изучения возможностей добычи нефти баженовской свиты было создано совместное предприятие Shell и «Газпром нефти» (доли по 50%) – Salym Petroleum Development (SPD, или СПД). В 2013 г. оно презентовало план проведения опытно-разведывательных работ непосредственно на свите. В начале 2014 г. СПД приступила к бурению первой горизонтальной оценочной скважины в рамках пилотного проекта на Верхне-Салымском месторождении. Всего планировалось построить пять скважин с применением технологии многоступенчатого гидроразрыва пласта.

В течение трёх последних лет СПД пробурила три вертикальные оценочные скважины, выполнила трёхмерные сейсмические исследования, отобрала керн, провела широкий комплекс геофизических исследований скважин, осуществила длительное тестирование двух скважин для оценки добычных перспектив баженовской свиты.

Не баженом единым

Кроме баженовской формации, в Западной Сибири выделяются и другие низкопроницаемые отложения, в первую очередь абалакская и ачимовская свиты (см. рис. 3).

Абалакская свита, промышленная продуктивность отложений которой была установлена в 1991 г., на сегодняшний день является одним из основных объектов нефтедобычи на Красноленинском месторождении. Данные породы представлены прибрежно-морскими или морскими отложениями, они подстилают отложения баженовской свиты, иногда контакт между ними проявляется довольно резко. Зона распространения абалакской свиты – Красноленинский свод, а также Сургутский нефтегазовый и Уватский районы. Глубины залегания отложений в пределах Красноленинского свода составляют 2,2–2,4 тыс. м, общая толщина изменяется от 20 до 90 м в прогибах.

Начиная с 2013 г. компания «Газпромнефть-Хантос», созданная в 2005 г., ведёт активную работу с нетрадиционными (сланцевыми) запасами углеводородов. В 2014 г. был получен первый промышленный приток сланцевой нефти на Пальяновской площади Красноленинского месторождения.

Несомненный интерес в этом плане представляют и ачимовские отложения Уренгойского месторождения, запасы которых по категории С1 составляют более 1 трлн м^3 газа и 400 млн т конденсата. Они залегают на глубинах около 4000 м и имеют гораздо более сложное геологическое строение по сравнению с сеноманскими (находятся на глубине 1100–1700 м) и валанжинскими (1700–3200 м) залежами. Кроме того, ачимовские отложения залегают при аномально высоком пластовом давлении (более 600 атмосфер), осложнены тектоническими и литологическими экранами, характеризуются многофазным состоянием залежей, а также отягощены тяжёлыми парафинами.

Рис. 3. Низкопроницаемые отложения на территории России

В 2003 г. ООО «Газпром добыча Уренгой» и Wintershall Holding (100-процентное дочернее предприятие BASF) создали совместное предприятие – ЗАО «Ачимгаз» – для освоения первого опытного участка (1А) ачимовских отложений Уренгойского месторождения.

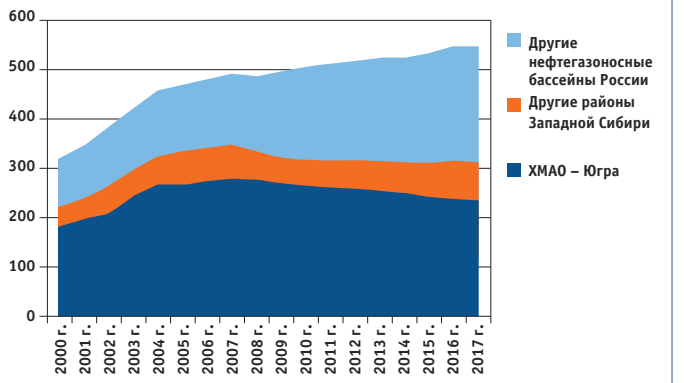
В 2009 г. «Газпром» приступил к самостоятельной добыче газа на втором опытном участке (2А) ачимовских отложений. В настоящее время концерн готовит к разработке третий (3А), четвёртый (4А) и пятый (5А) опытные участки.

В 2015 г. было подписано соглашение о закрытии сделки по обмену активами между «Газпромом» и Wintershall. В результате российская компания увеличила до 100% долю в компаниях WINGAS, WIEH и WIEE, а также получил 50% в компании WINZ. В свою очередь, Wintershall получил 25,01% в проекте по освоению участков 4А и 5А ачимовских отложений Уренгойского месторождения.

Добыча на пороге падения?

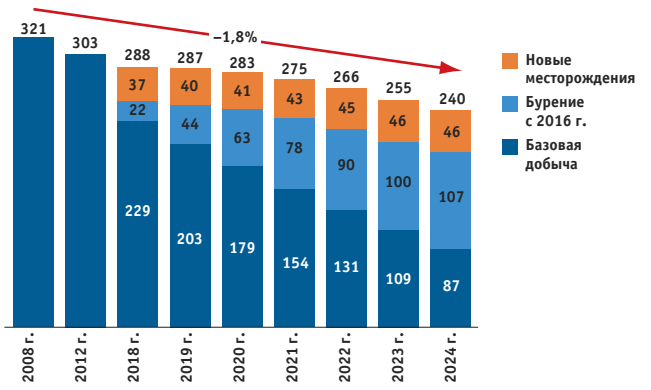
В общем и целом, добыча нефти (с конденсатом) в Западной Сибири составила в 2017 г. почти 314 млн т, что равняется более 57% общей нефтедобычи в России. При этом на долю ХМАО – Югры пришлось 43%, или свыше 235 млн т. Это, однако, заметно меньше того, что приходилось на долю главного нефтедобывающего района страны в 2007 г., когда округ обеспечил почти 57% производства в стране, или более 278 млн т (см. рис. 4).

Рис. 4. Добыча нефти в Западной Сибири и в России в 2000–2017 гг., млн т



Источник: подсчитано и составлено автором на базе ряда первоисточников (включая данные Минэнерго РФ и ЦДУ ТЭК России).

Рис. 5. Прогноз добычи нефти в Западной Сибири до 2024 гг., млн т*



* Без учёта нестабильного газового конденсата, включает ХМАО, ЯНАО, Тюменскую, Томскую, Новосибирскую и Омскую области без учёта геологоразведки.
Источник: Vygon Consulting.

За последние 10 лет добыча в Западной Сибири сократилась на 10%. И если ничего не предпринимать, темпы падения ускорятся до 2–3% в год. К 2024 г., по прогнозу экспертов Vygon Consulting, добыча здесь снизится на 17%, до 240 млн т (см. рис. 5), а бюджет потеряет при текущих ценах около 1,5 трлн рублей. Причина падения – ухудшение ресурсной базы региона. Растёт обводнённость месторождений, в районах традиционной добычи она уже достигает 89%. Это связано с геологическими особенностями и принятой во времена СССР системой поддержания пластового давления путём закачивания в нефтеносные пласты воды. Из-за роста обводнённости снижается средний дебит скважин – за 10 лет на 36%, до 27,5 т в сутки.

Высокие темпы освоения преимущественно неокомских отложений привели к росту доли низкопродуктивных запасов и ресурсов, объём которых в настоящее время составляет несколько десятков миллиардов тонн. Учитывая, что в России высокий уровень добычи возможен только за счёт недр Западной Сибири, освоение низкопродуктивных запасов и ресурсов, и особенно категорий трудноизвлекаемых, является объективной необходимостью.

В сложившихся условиях изменение налогообложения отрасли помогло бы стимулировать нефтедобытчиков активнее разведывать новые месторождения и применять современные технологии. Среди возможных мер – внедрение налога на добавленный доход и льготная налоговая ставка на новые проекты.

Большинство новых перспективных месторождений находятся в Восточной Сибири, но она, в отличие от Западной, требует значительных вложений в инфраструктуру. Что касается крупных месторождений на арктическом и черноморском шельфе, то без западных технологий, которые оказались под запретом из-за антироссийских санкций, бурение пока не приносит желаемых результатов. Применение же методов интенсификации нефтедобычи в Западной Сибири всё равно не позволит поддерживать объёмы на нынешнем уровне до 2024 г.

Конечно, говорить о том, что у России скоро закончится нефть, преждевременно. Однако проблема в том, что далеко не все месторождения разрабатываются. Ещё в 2013 г. тогдашний генеральный директор Западно-Сибирского научно-исследовательского института геологии и геофизики (а ныне – глава Государственной комиссии по запасам) Игорь Шпуров отмечал, что в активной разработке находится меньше половины месторождений нефти Западной Сибири. По мнению учёного, это одна из причин ежегодного снижения объёмов добычи.

Основная добыча «чёрного золота» в Западной Сибири ведётся на зрелых и уже истощённых месторождениях. Но введение в разработку новых перспективных объектов затрудняет большая отдалённость от существующих центров производства. Для их освоения требуются достаточно большие капиталовложения в создание региональной сети коммуникаций и транспортной системы. Проблему можно решить, если принять комплекс мер, начиная с реализации ряда инновационных мероприятий для трудноизвлекаемых запасов и заканчивая созданием территориальных производственных кластеров (вроде Уватского проекта на юге Тюменской области).

Однако пока что темпы сокращения добычи в Западной Сибири лишь ускоряются. Во многом виной тому падение цен на нефть в 2014–2015 гг., из-за которого компании резко снизили инвестиции в отрасль, а также западные санкции, ограничивающие совместные проекты и закупки новых технологий. Тем не менее дальше медлить с изменениями в отрасли нельзя, потому что в противном случае добыча продолжит падать ещё быстрее и бюджет, как следствие, будет недополучать сотни миллиардов долларов.

Но не всё так фатально. Как уже отмечалось, в Западной Сибири сохраняется достаточно высокий уровень запасов. Просто каждый новый добытый баррель будет обходиться дороже, так как в перспективе потребуются большие капитальные затраты, более сложные и дорогие технологии. А это значит, что для сохранения рентабельности добычи необходимо как минимум пересмотреть систему налогообложения нефтяной отрасли, заложив стимулы для роста инвестиций – в наращивание бурения, в разработку обводнённых запасов, в замещение импортных и разработку новых технологий.

Ведущий эксперт Фонда национальной энергетической безопасности Игорь Юшков указывает ещё один способ выхода из сложившейся ситуации – технологический прорыв. Для того чтобы решить вопрос с падением добычи, требуется разработать метод получения трудноизвлекаемой нефти, прежде всего из баженовской свиты. Это очень перспективные нефтеносные отложения, и до ухудшения отношений с Западом на них возлагались большие надежды. Проблема в том, что ни у России, ни у западных компаний не было технологий, которые позволили бы работать на бажене и извлекать сырьё.

Расчёт был на создание совместных предприятий с крупными иностранными компаниями. Предполагалось, что на основе западного опыта по добыче нетрадиционной нефти будет создана технология специально для России и условий баженовской свиты. Этот проект заинтересовал таких западных гигантов, как BP и Total. К сожалению, после введения санкций все планы пришлось отложить в долгий ящик и неизвестно, когда к ним можно будет вернуться.

Поэтому сейчас российские компании активно работают над созданием таких технологий самостоятельно. Если эти усилия увенчаются успехом и добыча нефти на баженовской свите станет не только технологически отлаженным, но и рентабельным процессом, это можно будет назвать настоящей революцией в отрасли. Из того, что происходило в последние годы, её можно сравнить разве что со «сланцевой революцией» в США. В этом случае о падении добычи в Западной Сибири можно будет забыть надолго. Вопрос в том, удастся ли разработать соответствующие технологии.

Рис. 6. Схема нефтепроводов АК «Транснефть» в России

Источник: http://fs.nashaucheba.ru/docs/180/index-245370

Табл. 2. Основные нефтепроводы Западной Сибири

Название/направление нефтепровода	Диаметр, мм	Протяжённость, км	Годы строительства
Шаим – Тюмень	529–720	410	1965
Усть-Балык – Омск	1020	964	1965–1967
Усть-Балык – Альметьевск	1220	2119	1973
Нижневартовск – Куйбышев	1220	2150	1976
Сургут – Полоцк	1020	3250	1979–1981
Заполярье – Пурпе – Самотлор	820–1020	488	2010–2017

Источник: составлено автором на базе ряда первоисточников.

Руководитель аналитического отдела Grand Capital Сергей Козловский тоже считает, что ситуация с нефтедобычей не так катастрофична. Но всё же проблема существует, и нужно в любом случае отвязывать экономику от нефти, чтобы не зависеть от исчерпания ресурсов.

Действительно, не перестаёт быть актуальным вопрос, как российской экономике перестать быть сырьевым придатком, как снять экономику с «нефтяной иглы» (см. статью Е. Хартукова «Несостоятельность западных мифов», «Нефть России», 2018, № 9, с. 4–9). Невозможно начать модернизацию экономики без развития инфраструктуры и перераспределения доходов в более перспективные отрасли. Ничего этого, к сожалению, у нас пока нет, как нет и понимания, наступит ли вообще этот момент.

Региональная инфраструктура

Западная Сибирь – это в основном нефтедобывающий район, на территории которого (да и то на самом юге) есть лишь единственный крупный НПЗ. Это одно из самых мощных и технологичных предприятий отрасли – Омский нефтеперерабатывающий завод мощностью до 20,9 млн т в год и индексом Нельсона 8,50. Он введён в эксплуатацию в сентябре 1955 г. и с 2006 г. принадлежит «Газпром нефти».

Правда, в ХМАО с конца 1990-х действуют ещё Нижневартовское нефтеперерабатывающее предприятие (ННП) мощностью 4,5 млн т в год и его дочерний Красноленинский мини-НПЗ мощностью 0,28 млн т. Их собственником теперь является «Роснефть», к которой в марте 2013 г. перешло всё имущество ТНК-ВР.

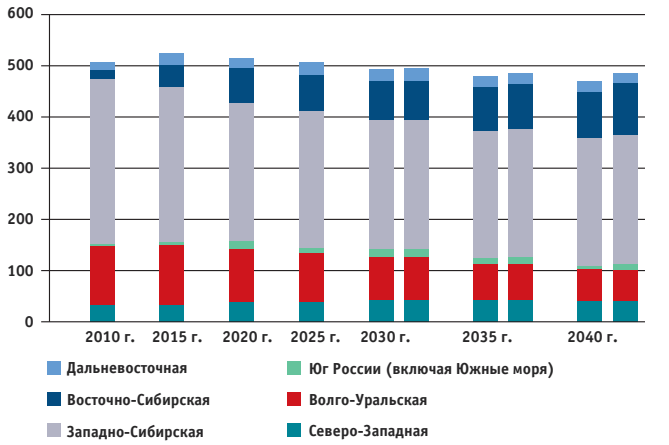
В 1973 г. завершено строительство крупного магистрального нефтепровода Усть-Балык – Альметьевск, длина которого составила почти 2120 км, а диаметр труб – 1220 мм. Благодаря этому западносибирская нефть начала поступать в другие страны через систему нефтепроводов «Дружба». Кроме того, в 1965–2017 гг. были построены такие важные нефтепроводы, как Шаим – Тюмень, Усть-Балык – Омск, Нижневартовск – Куйбышев, Сургут – Полоцк и Заполярье – Пурпе – Самотлор (см. рис. 6 и табл. 2).

***

Говоря о долгосрочных перспективах добычи нефти в основных НГП России, важно иметь в виду, что производство в пределах как Третьего, так и Второго Баку постепенно снижается (или стагнирует). Достаточно показателен в этом плане последний из опубликованных (2014 г.) прогнозов ИНЭИ РАН, в соответствии с которым добыча нефти (с конденсатом) в Западной Сибири сократится с 330 млн т в 2010 г. до 260–270 млн т в 2040-м, а доля этого района в общероссийской нефтедобыче уменьшится с 66% до 53–54%. Что же касается Урало-Поволжья, то производство здесь прогнозируется к 2040 г. на уровне 70 млн т; при этом его доля, согласно прогнозу ИНЭИ, должна упасть с 22% до 14% (см. рис. 7).

Как заявил на совещании в правительстве 24 сентября 2018 г. глава Минэнерго РФ Александр Новак, в министерстве ожидают достижения пика добычи нефти в стране в 2021 г. (570 млн т). Затем она начнёт снижаться и при существующих трендах к 2035 г. упадёт до 310 млн т, что приведёт к потере 3,3 трлн рублей в год налоговых поступлений. *«Это неизбежный результат удорожания добычи, избыточно высокого налогообложения по месторождениям Западной Сибири»*, – подчеркнул глава Минэнерго.

Рис. 7. Прогноз добыча нефти (с конденсатом) в России в 2010–2040 гг. в разбивке по нефтегазоносным провинциям, млн т



Источник: ИНЭИ РАН.

В Западной Сибири добыча снизится с 330 до 180 млн т (≈ 58% ожидаемого в России в 2035 г. общего производства). А если не будут открыты новые месторождения в регионе – то до 146 млн т.

Так будет ли в России новое, Четвёртое Баку? Восточная Сибирь, Сахалин, какой-то новый нефтедобывающий район или вообще никакой? Этот вопрос пока остается открытым. ■

«Ты помнишь, как всё начиналось…»

Исполнилось четверть века с момента подписания Указа о СРП

Андрей КОНОПЛЯНИК,
советник генерального директора ООО «Газпром экспорт», профессор кафедры «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, доктор экономических наук; в 1990-е – руководитель группы разработчиков законодательства о СРП в стране

24 декабря текущего года исполняется 25 лет с момента подписания Президентом РФ Б. Н. Ельциным Указа № 2285 «Вопросы соглашений о разделе продукции при пользовании недрами» (СРП). Это – хороший повод для того, чтобы вспомнить историю создания в постсоветской России недропользовательского законодательства, формирующего инвестиционный климат в нефтегазовой отрасли. В частности, поговорить о тех возможностях, которые существовали, но либо не были востребованы в полной мере, либо не использованы вовсе. Главным образом о попытках создания в стране матрицы множественных инвестиционных режимов недропользования в координатах «правовая стабильность – налоговая благоприятность». Она бы открыла возможность выбора российским и/или иностранным инвестором-недропользователем наиболее благоприятного, с его точки зрения, режима.
Сегодня в России реализуются только три проекта на условиях СРП – «Сахалин-1», «Сахалин-2» и «Харьяга». Могло бы быть много больше. Почему не случилось – давайте разберёмся.

Объективные предпосылки для множественности инвестрежимов

Россия – огромная страна с невероятным количеством природных зон и различных территорий, в рамках которой существует несколько зон нефтегазонакопления со своими характерными особенностями. И РФ, на мой взгляд, недостаточно одного стандартного инвести-

ционного режима освоения недр, чтобы обеспечить максимально эффективную их разработку (с позиции максимизации дисконтированных потоков финансовых средств за полный срок разработки месторождения). В силу различных природных условий (географических, геологических, климатических и т. д.) влияние этого фактора на величину издержек является индивидуальным для нефтегазовых проектов. Значит, доля издержек в цене (в рамках трёхкомпонентного её состава: издержки, налоги, прибыль) при прочих равных условиях может различаться весьма существенно. Плюс к этому в рамках длинного жизненного цикла освоения нефтегазовых месторождений (и шире – природных ресурсов) меняется доля затрат в выручке. Прибыль компании (точнее, порог рентабельности – его преодоление) зависит от совокупной доли издержек и налогов в цене – оставляют ли они место для прибыли инвестора или нет. Налоги и прибыль представляют ресурсную ренту. И её распределение (оставляет ли налоговая компонента место для приемлемой – выше пороговой – нормы прибыли) является ключевым при принятии инвестиционного решения потенциальным недропользователем.

Для компании-недропользователя издержки (технические и финансовые, ибо большая часть нефтегазовых проектов разрабатываются на условиях заёмного финансирования) и налоги в совокупности составляют её затратную смету. Поэтому государство может принять решение (в отношении отдельно взятых компаний, регионов, классов месторождений) о снижении налоговой составляющей в рамках действующей (единой для всех) налоговой системы. В результате доля прибыли компании в цене может превысить допустимый для неё порог рентабельности для принятия решения о финансировании того или иного проекта, который на «стандартных» налоговых условиях осуществлению не подлежит, ибо не обеспечивает приемлемую (пороговую) рентабельность. Или же государство может принять решение о выстраивании иной, дополнительной, альтернативной системы распределения ресурсной ренты (налогов и прибыли), существующей параллельно с действующей налоговой системой и изначально нацеленной на оптимальное распределение ресурсной ренты в каждом конкретном случае. И предоставить инвестору право (и практическую возможность) самому выбирать тот режим недропользования, который адекватно минимизирует его риски и сохраняет для него приемлемую норму рентабельности.

Следовательно, в такой большой стране, как Россия, возможны два подхода к формированию инвестиционного режима недропользования.

Первый путь тот, по которому мы пошли. То есть формирование стандартного, унифицированного инвестрежима, единого для всех недропользователей. В таком случае учёт индивидуальных особенностей каждого проекта, территории, класса месторождений, стадии их освоения может производиться в ручном или полуручном режиме, то есть за счёт введения индивидуальных или систематических изъятий из действующего налогового режима. Для преодоления порога рентабельности эти изъятия фактически «даруются» инвестору уполномоченными государственными органами на некоторый срок и, возможно, с какими-то обременениями. Такой подход означает работу в правовом поле, очерченном нормами публичного (административного) права.

Унифицированный режим недропользования предполагает формирование государством в одностороннем порядке системы налогообложения пользователей недр. Она по определению не будет (не может) обеспечивать оптимальное распределение ресурсной ренты (разницы между издержками и ценой). То есть такое распределение, в моем понимании, которое давало бы инвестору возможность компенсировать все свои затраты с учётом всех обоснованно предвиденных рисков, возможно, с некоторой дифференцированной премией, а государству – получить всё остальное.

Второй путь – это тот, по которому вознамерились пойти и даже пошли, но потом с него свернули. Он подразумевает формирование своего рода «матрицы» инвестиционных режимов недропользования, включающей унифицированные и индивидуализированные. Инвестору предоставляется возможность выбора наиболее подходящего для него, с его – инвестора – точки зрения, режима освоения недр в данном конкретном месте и времени с учётом всех существующих здесь и сейчас коммерческих и некоммерческих рисков. Попытка оптимизации распределения ресурсной ренты в случае индивидуализированного инвестрежима предпринимается не в рамках односторонних решений государства (и выдаваемых им индивидуальных льгот), а в рамках состязательного переговорного процесса сторон (принимающее государство-собственник недр и потенциальный инвестор-недропользователь). Следовательно, такой режим перемещается в зону гражданского права и, с одной стороны, сосуществование разных инвестрежимов в рамках их «матрицы» означает сосуществование зоны публичного и гражданского права, а с другой – зоны унифицированного налогового режима и индивидуализированного распределения ресурсной ренты.

Таким образом, в рамках «матрицы возможностей» различные инвестиционные режимы должны конкурировать между собой за инвестора. А ему должна быть предоставлена возможность выбора предпочтительного для него инвестиционного режима реализации конкретного проекта в рамках приемлемой для государства совокупности инвестиционных режимов.

Далее о том, какой такая матрица видится автору.

Идея создания – матрица инвестрежимов

Инвестиционные проекты в минерально-сырьевых отраслях характеризуются очень высокой капиталоёмкостью и повышенными рисками, многие из которых отсутствуют за пределами отраслей по добыче полезных ископаемых. Таким образом, ещё более актуальными становятся требования к «качеству» инвестиционного законодательства, которое должно быть инвестиционно привлекательным в условиях как высоких, так и низких цен. Это означает, что оно должно иметь встроенные механизмы гибкого реагирования на изменение различных условий – от природных до экономической конъюнктуры. Кроме того, инвестиционное законодательство должно быть прозрачным и в то же время стабильным (предсказуемым)для каждого конкретного (капиталоёмкого, долгосрочного и характеризующегося повышенными рисками) проекта.

По мнению автора, в России могут и должны (могли бы) сосуществовать четыре разных инвестиционных режима недропользования, построенных, с одной стороны, на различном сочетании гражданского или публичного правового режима, а с другой – унифицирован-

Рис. 1. Возможное сочетание нескольких инвестиционных режимов в недропользовательском законодательстве России (историческое предложение автора)

ного или индивидуализированного налогового режима (см. рис. 1).

К ним относятся:

• обычный (стандартный) лицензионный режим (публичное право плюс унифицированный, то есть единый для всех субъектов предпринимательской деятельности, налоговый режим). Фактически эту нишу занимает и могла бы продолжать её занимать сегодняшняя (самая простая, прозрачная, удобная для фискальных органов) разновидность лицензионного режима, использующая НДПИ с плоской шкалой. Этот режим повсеместно применяется в России;

• СРП (гражданское право плюс индивидуализированный налоговый режим). При этом в качестве приемлемой модели, которую можно было бы взять за основу для дальнейшей доработки, не стоило бы рассматривать действующую сегодня разновидность соглашений о разделе продукции, закреплённую последней редакцией закона «О СРП». Изменения, внесённые при принятии в 2003 г. главы 26 Налогового кодекса, фактически убивают практическую возможность применения этого закона. Необходимо брать за основу ту редакцию, которая существовала в принятом Государственной Думой в первом чтении в июне 1995 г. проекте Закона «О СРП». Этот режим сохранился в российском законодательстве, но его практическое применение после 2003 г. затруднено настолько, что стало практически невозможным и экономически нецелесообразным (спасибо М. Б. Ходорковскому со товарищи, об этом далее);

• лицензионный режим с изъятиями или дифференцированный лицензионный режим (публичное право плюс частично индивидуализированный налоговый режим). Изъятия из унифицированной фискальной системы могут быть в форме её дифференциации или в виде введения особого налогового режима, вплоть до нулевого налогообложения, для отдельных категорий объектов (например, для малодебитных скважин). С 2006 г. российское недропользовательское законодательство идёт по пути частичной дифференциации лицензионного режима[1];

• концессионный режим (гражданское право плюс унифицированный налоговый режим). Важной особенностью такого прочтения концессионного режима является то, что для каждого объекта недропользования, который будет осваиваться на условиях концессии, должен быть зафиксирован, причём на весь срок жизни проекта (как и в СРП режим распределения ресурсной ренты), налоговый режим, существовавший на дату заключения (вступления в силу) концессионного соглашения между государством и инвестором. Законопроект о недропользовательских концессиях, внесённый в Госдуму в одном пакете с Законом «О СРП», не прошёл в 1995 г. первого чтения. Принятый же в 2005 г. Закон «О концессионных соглашениях» не распространяется на отношения недропользования, и само упоминание возможности применения концессионных соглашений в этой сфере было удалено из соответствующей статьи Закона «О недрах» после 1995 г.

В итоге, по мнению автора, потенциальному инвестору было бы предложено своего рода «меню» инвестиционных режимов на разный вкус. А «вкус» – это различное отношение разных категорий инвесторов к оценке инвестиционных рисков. Какие-то компании являются более консервативными в своей инвестиционной стратегии, какие-то – готовы работать при более вы-

Рис. 2. Сравнительные экономические преимущества /недостатки инвестиционных режимов недропользования

Инвестрежим	Характеристики инвестрежима в течение срока жизни проекта	
	Налоговая нагрузка	Правовая стабильность
Лицензионный (1)	Неоптимальная (высокая), заданная	Нет
Лицензионный с изъятиями (дифференцированный) (2)	Неоптимальная (пониженная), заданная	Нет
Концессионный (3)	Неоптимальная (высокая/пониженная), заданная	Да
СРП (4)	Оптимальная, переговорная	Да

[1] Блестящий анализ долгосрочной эволюции дифференциации налогового режима в нефтегазовой отрасли представлен в монографии: Дьячкова Е. Экономическое регулирование нефтегазовой отрасли в постсоветской России. – М.: ООО «Геоинформмарк», 2011.

соких рисках. Наличие «меню» предоставляет им широкий спектр возможностей для выбора такого режима освоения конкретного месторождения (реализации конкретного инвестиционного проекта), при котором сближение интересов государства и инвестора будет максимальным, то есть будут учтена и особенности проекта, включая все его риски, и специфика инвестора (см. рис. 2).

Специфика СРП

Механизм СРП предлагает сочетание индивидуализированного распределения ресурсной ренты между инвестором-недропользователем и государством-собственником недр посредством механизма «раздела продукции» со скользящей шкалой в рамках гражданско-правового режима (неверно называть это налогообложением). Это даёт компании-недропользователю (которая берёт на себя все риски освоения участка недр) дополнительные инструменты защиты своих обоснованных интересов. В том числе – в рамках арбитражных разбирательств, включая международный арбитраж, который по определению является более нейтральным, нежели арбитражные институты принимающего государства.

Кроме того, механизм СРП распространяет «стабилизационную оговорку» на весь срок реализации проекта вне зависимости от объёма инвестиций (предлагаемый сегодня механизм инвестиционных соглашений[2]). Переговорный механизм распределения природной ресурсной ренты (при наличии сильной и грамотной – собственной или наёмной – команды переговорщиков на стороне государства) даёт возможность обеспечить оптимальные пропорции раздела, то есть обеспечить инвестору приемлемую норму прибыли с учётом всех рисков, а собственнику недр – получить по максимуму всю остальную часть горной ренты. Такой механизм позволяет обходиться без широко распространённой ныне системы индивидуальных льгот (отдельным компаниям, территориям, проектам) в рамках общего (унифицированного) – и изначально запретительного как минимум для новых проектов – налогового режима. Благодаря режиму СРП можно устанавливать эффективную межпроектную и внутрипроектную дифференциацию налогового режима (механизма изъятий обоснованной части ресурсной ренты).

[2] См.: Конопляник А. Стабильность инвестиклимата: уроки истории // Нефтегазовая Вертикаль. 2018. Сентябрь. № 18. С. 14–23.

Табл. Сводные данные по применению инвестиционных недропользовательских режимов в мире в 2003-м и 2009 гг.

	2003 г.		2009 г.	
Количество стран в анализе, в том числе	180		177	
ведущих промышленную добычу нефти, в том числе применяя режим:		91		104
Налог + Роялти	113	45	111	55
СРП	54	34	55	38
Оба режима	13	12	11	11

На основе данных, любезно предоставленных автору в свое время Гордоном Бэрроусом [Gordon Barrows (Barrows Inc./AIPN)].
Источник: А. Конопляник. Средство от «правового вакуума». Уровень экономического и правового развития государства определяет выбор инвестиционных режимов в недропользовании // Нефть России. 2012. № 8. С.20–24; № 9. С. 26–294; № 10. С.16–23.

Причём теоретически СРП позволяет производить точную динамическую балансировку пропорций распределения горной ренты в случае каждого конкретного месторождения за счёт переговорного механизма определения таких пропорций. Этой возможности не даёт ни один устанавливаемый государством в одностороннем порядке механизм налогообложения пользователей недр. Иначе говоря, распределение ренты административно-правовым механизмом регулирования априори не может быть оптимальным.

Таким образом, СРП – это не льготный, а иной – рентный – режим налогообложения недропользователей. И он всегда будет приносить государству больше доходов (эффект «кривой Лэффера»), чем действующая налоговая система (ДНС). Это происходит за счёт вовлечения в разработку дорогих в освоении месторождений и благодаря изъятию части «рентных сверхдоходов» компаний, эксплуатирующих месторождения с низкими издержками[3].

А как в мире

Сегодня в мире насчитывается с дюжину нефтедобывающих государств, на долю которых приходится десятая часть доказанных извлекаемых запасов нефти и четверть её мировой добычи, в которых применяется одновременно более одного инвестиционного недропользовательского режима. Среди государств, применяющих один режим, лицензионно-концессионная система («налог плюс роялти») распространена примерно на 30–40% шире, чем режим СРП (см. табл.).

Но главное не в этом, а в том, какие именно нефтедобывающие страны применяют тот или иной инвестиционный режим недропользования и почему.

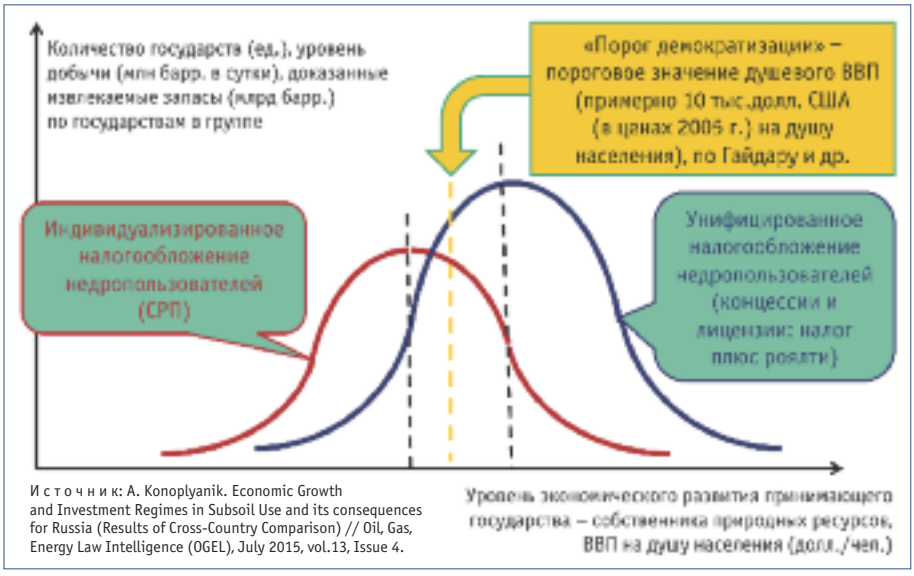
Многие оппоненты СРП считают, что этот режим является прерогативой нерыночных недемократических государств – монархий и различных автаркий. Поэтому-де России, как рыночной демократии, пусть и в процессе незавершенного её формирования, негоже использовать на своей территории инвестрежим, не свойственный странам той политической категории (ориентации), к которой относится Россия.

Однако автор выдвинул в своё время гипотезу, что применение инвестиционных режимов недропользования в мировой практике зависит от уровня экономического развития (душевого ВВП) страны, а не от её политической ориентации. Число стран, использующих один из двух режимов («налог плюс роялти» и СРП), описывается двумя «колоколообразными» кривыми (похожими на кривые нормального распределения) в зависимости от уровня душевого ВВП. Причём кривая для СРП будет расположена левее, в зоне меньших значений ВВП на душу населения, а для «налог плюс роялти» – правее (см. рис. 3).

Расчёты, выполненные с коллегами, тогдашними моими аспирантами – М. Беловой и А. Абаевой, – по 180 странам,

[3] См.: Андрей Конопляник: Ухудшение экономических условий возвращает на повестку дня законодателей вопрос целесообразности реабилитации СРП // Нефть и капитал. 2009. № 3. С.18–23; A. Konoplyanik. A struggle for mineral rent // Petroleum Economist. August 2003, p. 23–24; А. Конопляник. Борьба против СРП: кому она выгодна и почему? Некоторые вопросы экономической теории и последствия их применения на практике // Нефть и капитал». 2003. Июнь. № 6. С. 12–18.

Рис. 3. Базисная гипотеза автора – распределение индивидуализированных и унифицированных налоговых систем недропользования в мире в зависимости от уровня экономического развития страны-собственника недр



И с т о ч н и к: A. Konoplyanik. Economic Growth and Investment Regimes in Subsoil Use and its consequences for Russia (Results of Cross-Country Comparison) // Oil, Gas, Energy Law Intelligence (OGEL), July 2015, vol.13, Issue 4.

из которых 100 – нефтегазодобывающие, доказали правильность этой гипотезы. Более того, выяснилось, что государства, применяющие режим СРП (гражданское право и индивидуализированный режим налогообложения), расположены в основном в зоне душевого ВВП ниже так называемого «порога демократизации» (по Гайдару)[4], равного примерно 10 тыс. долл./чел. в ценах 2005 г., а применяющие лицензионно-концессионный режим (публичное право и унифицированная система налогообложения) – в зоне с душевым ВВП, превышающим этот порог[5]. Отмечу, что в 1990-е – начале 2000-х Россия находилась в зоне душевого ВВП заметно ниже уровня «порога демократизации» и преодолела его лишь в середине 2000-х.

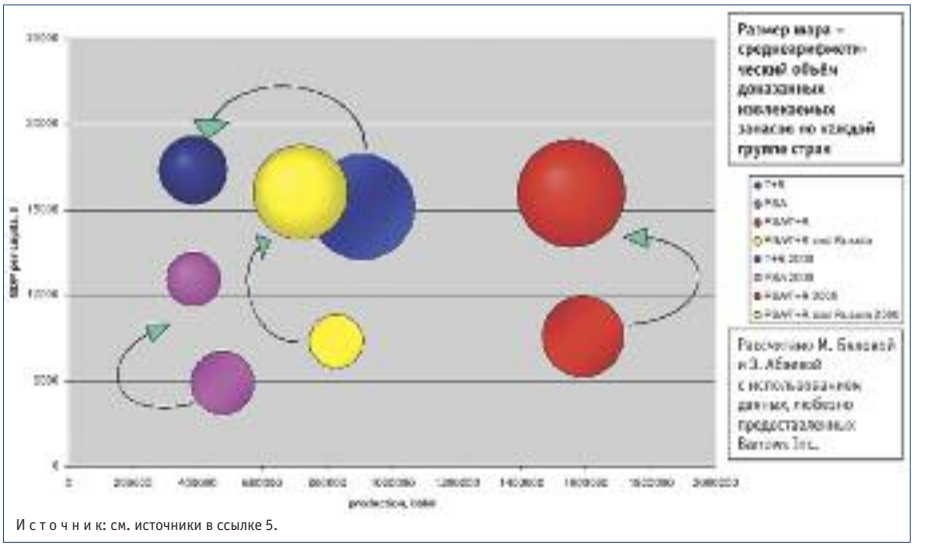
Оказалось также, что одновременное применение двух режимов недропользования не зависит от уровня душевого ВВП. Более того, за расчётный период на долю этих государств (где одновременно используются оба режима) пришёлся существенный рост доказанных запасов (то есть возможностей для будущей добычи). У них сохраняются уровни текущей добычи, в то время как у стран с лицензионно-концессионной системой она заметна упала (см. рис. 4). Таким образом, для мировой системы нефтеснабжения оказывается существенно важной не столько схема «налог плюс роялти» (хоть она и распространена шире), сколько СРП и совместное применение двух инвестрежимов.

Возникает вопрос – почему? Мой ответ: потому что СРП предоставляет инвестору б*о*льшую защиту от некоммерческих рисков реализации проектов (с коммерческими рисками компании умеют справляться и сами). Это происходит за счёт оптимального (поскольку индивидуализированного) распределения ресурсной ренты и стабильности условий проекта на весь срок его реализации по сравнению с лицензионной системой. Поэтому в экономиках с повышенными рисками, в том числе в переходных, к типу которых в 1990 годы относилась Россия (оставляю в стороне дискуссионный вопрос, продолжает ли относиться и сейчас), СРП являлся инструментом минимизации некоммерческих рисков и обеспечения финансирования (и финансируемости) нефтегазовых проектов.

Инвестиционная ёмкость проектов СРП

Достигнутый к моменту принятия законодательства о СРП уровень привлечения в Россию прямых иностранных инвестиций (около 1,5 млрд долларов в 1996 г.) составлял менее 1% их мирового объёма. Ещё около 2 млрд долларов иностранных инвестиций в Россию – вложения на рынке ценных бумаг. С одной стороны, это свидетельствовало о неготовности зарубежных инвесторов полномасштабно финансировать проекты даже в наиболее привлекательных (нефть и газ) отраслях российской экономики. А с другой стороны, о неготовности отечественной экономики обеспечить им приемлемые условия осуществления капиталовложений, сопоставимые с условиями в странах, являющихся конкурентами РФ на международном рынке прямых производственных инвестиций. А бюджетное финансирование проектов в ТЭК России соста-

Рис. 4. ВВП на душу населения, добыча и запасы по группам стран и типам инвестрежимов недропользования в 2003-м и 2009 г.



И с т о ч н и к: см. источники в ссылке 5.

[4] Гайдар Е. Аномалии экономического роста. – М.: «Евразия», 1997. 215 с.

[5] Конопляник А. Средство от «правового вакуума». Уровень экономического и правового развития государства определяет выбор инвестиционных режимов в недропользовании // Нефть России. 2012. № 8. С. 20–24 (часть 1-я); № 9. С. 26–29 (часть 2-я); № 10. С. 16–23 (часть 3-я); A. Konoplyanik. Economic Growth and Investment Regimes in Subsoil Use and its consequences for Russia (Results of Cross-Country Comparison) // Oil, Gas, Energy Law Intelligence (OGEL), July 2015, vol.13, Issue 4.

вило в 1997 г. всего 1,4 трлн рублей, или 0,25 млрд долларов[6].

Проведённый Госдумой после принятия закона о СРП опрос среди работающих в России нефтегазовых компаний показал, что они были бы готовы разрабатывать на условиях раздела продукции порядка 250 участков недр, включая перевод на данные условия ряда объектов, осваиваемых на лицензионных условиях. А работавшие в стране иностранные нефтяные компании предпочли бы работать исключительно на базе СРП.

Подготовленный правительством РФ в 1996 г. «перспективный» перечень участков недр, право пользования которыми могло быть предоставлено на условиях раздела продукции, предлагал проведение конкурсов и переговоров на предмет заключения СРП по объектам, содержащим 38% промышленных запасов нефти и 7% газа страны. Суммарный спрос на инвестиции для освоения объектов «перспективного» перечня составлял 130–140 млрд долларов, или от 13–14 до 22–23 млрд долларов в год (при средней продолжительности цикла капиталовложений для месторождений нефти и газа от шести до десяти лет). Это было на два порядка больше возможностей тогдашнего бюджетного финансирования ТЭК и на порядок – притока иностранных инвестиций в страну.

Вступивший в силу в 1997 г. первый из запланированной их череды Закон «О перечне участков недр...» сократил предложенный правительством список до пяти нефтегазовых объектов (были ещё так и не вступившие в силу законопроекты о перечнях № 2 и № 3). Суммарный объём необходимых инвестиций в эти «стартовые» проекты по первому списку составлял порядка 28 млрд долларов, или в пересчёте на годовой уровень – 3–5 млрд долларов[7].

То есть уровни капиталовложений лишь в одобренные законодателями проекты СРП оказались несопоставимо выше и тогдашних возможностей госбюджета, и притока иностранных инвестиций в страну.

СРП как инструмент проектного финансирования

Нефтяные компании осуществляют финансирование проектов разработки месторождений не из собственных, а преимущественно из заёмных средств. Доля долгового финансирования составляет 60–80%. Таким образом, одним из основных участников реализации СРП (как, впрочем, любого другого крупномасштабного и долгосрочного инвестиционного проекта), даже не будучи непосредственной стороной соглашения между государством-собственником недр и инвестором-недропользователем, выступает финансово-банковский сектор. Его представители весьма консервативны и требуют максимальных гарантий возврата выданных в долг средств.

Применительно к проекту освоения природных ресурсов гарантии могут быть государственными, корпоративными (обеспеченные текущими активами и доходами) и проектными (каковыми в случае проекта, реализация которого ещё только предстоит, будут гарантии получения будущей выручки от его реализации). В 1990-е с государственными и корпоративными гарантиями дело обстояло не ахти как.

Во-первых, собираемость налогов была низкой (на уровне 60%), была высока доля неплатежей, низкой – доля денежных средств в фактически собираемых налогах и наоборот высокой – доля бартера и денежных суррогатов. Это побуждало государство раскручивать и ужесточать налоговую спираль, вводя новые налоги и сборы. В итоге к 1998 г. их число для нефтяной отрасли достигло 47[8].

Это лишало российский инвестклимат какой-либо стабильности и предсказуемости. В законодательных актах 1990-х продолжительность «стабилизационной оговорки» менялась в диапазоне от одного года до семи (кроме Указа № 2285 и закона о СРП, где она была равна полному сроку реализации проекта). А это меньше даже 5–7-летнего периода инвестирования крупного проекта, не говоря уже о периоде между моментом принятия окончательного инвестрешения по проекту и завершением срока его окупаемости (или срока возврата заёмных средств), который может достигать двух десятков лет.

Во-вторых, рубль не был конвертируемым, первый долгосрочный суверенный кредитный рейтинг появился у России только в 1996 г. Но до конца 2002 г. (в иностранной валюте) и начала 2004 г. (в национальной валюте) он оставался в зоне спекулятивных значений (ниже «BB+»).

В-третьих, отечественные ВИНК находились в стадии становления и на международном рынке капитала были ненадёжными заёмщиками, в том числе и потому, что подвергались всем налоговым новациям тогдашнего российского правительства. А государство, в свою очередь, испытывало непрерывный финансовый голод и рассматривало нефтяную отрасль как главного донора бюджета для покрытия своих текущих расходов. Это означало повышенные ставки LIBOR+ для корпоративного кредитования. При этом иностранные финансовые институты предпочитали выдавать заёмное финансирование под государственную гарантию, обеспеченную реальными «конвертируемыми» (то есть пользующимися спросом на мировом рынке) активами.

СРП уже на стадии ТЭО предоставляло гарантии получения будущей доли прибыльной нефти, как отходящей по соглашению инвестору-недропользователю, так и государству. Данный механизм давал предсказуемую и просчитываемую возможность возврата заёмного финансирования, обеспечением под привлечение которого мог быть абсолютно ликвидный товар – будущая прибыльная нефть проекта.

Такой механизм аналогичен широко распространённой на Западе практике «кредитования под запасы» (reserve-based lending/RBL), где базой кредитования – максимальной суммой, которую банк готов предоставить заёмщику, – выступает приведённая стоимость доказанных запасов углеводородов (частью которой при СРП является будущая прибыльная нефть проекта). В практике США и Канады в качестве обеспечения по RBL рассматривается взятая с коэффициентом 0,6–0,8 общая сумма быстро извлекаемых (то есть доказанных извлекаемых) запасов за вычетом торговых обязательств и обязательств перед собственниками запасов и транспортными компаниями[9]. При этом гарантом количественной оценки и ликвидности являются жёсткие критерии Комиссии по рынку ценных бумаг США отнесения запасов к категории доказанных извлекаемых. Эти запасы – один из основных элементов капитализации добывающих компаний и оборота ценных бумаг, ибо права на полезные ископаемые могут быть свободно проданы или переданы, например в аренду или в залог.

---

[6] Конопляник А. Создание условий для частных инвестиций в энергетику // Инвестиции в России. 1998. № 6. С. 25–29.
[7] Конопляник А. Банки и СРП // Нефть и капитал. 1997. № 11. С. 16–19.
[8] Министерство топлива и энергетики Российской Федерации. Основные концептуальные положения развития нефтегазового комплекса России // Нефтегазовая вертикаль. 2000. Январь. № 1 (специальный выпуск). 113 с.
[9] Жуков С. В., Золина С. А. Финансовый рынок – драйвер роста нефтедобычи в США ЭКО. – 2017. – № 10. – С. 85–96; Балабин А. А. О некоторых институциональных проблемах применения финансовых технологий в России ЭКО. – 2017. – № 10. – С. 97–109.

Госгарантии и СРП

Механизм СРП предоставлял возможность создать новый класс государственных гарантий, обеспеченных будущей долей прибыльной нефти государства в рамках проектов СРП, перечни которых Госдума была намерена утверждать (закрепляя тем самым стабильность и предсказуемость условий реализации этих проектов). Поскольку в 1990-е участниками СРП со стороны государства выступали федеральные и региональные власти (принцип двух ключей), то механизм production sharing давал бы возможность обеспечить надёжное и высоколиквидное наполнение государственных гарантий, выставляемых как на федеральном, так и на региональном уровне[10]. В частности, именно этим занимался автор в период своей работы исполнительным директором Российского банка реконструкции и развития (РБРР) в период после вступления в силу Закона «О СРП».

В соответствии с действующим законодательством, объёмы государственных гарантий, выставляемых в качестве обеспечения для внешних заимствований на будущий год, должны утверждаться федеральным законом о бюджете. В его рамках могли быть просуммированы и выставлены отдельной строкой объёмы госгарантий под реализацию проектов СРП, обеспечиваемые будущей госдолей нефти в этих проектах.

Российское законодательство требовало утверждения каждого проекта СРП отдельным федеральным законом. Значит, при формировании бюджета на будущий год достаточно было бы просуммировать по ратифицированным соглашениям объёмы госдолей прибыльной нефти на этот год, не подвергая их отдельному обсуждению в рамках процедуры принятия бюджета.

Нет худа без добра – ратификация отдельных проектов (требование, внесённое в законодательство, существенно «утяжелившее» для инвестора процедуру заключения СРП) обеспечивала инвесторам максимальную правовую защиту в условиях высокой нестабильности российской экономики переходного периода. Тем самым существенно снижался риск и повышался долгосрочный финансовый рейтинг выставляемых на базе СРП госгарантий.

Предлагаемый подход позволял, на мой взгляд, обеспечивать высокие финансовые рейтинги выставляемых в рамках российских проектов СРП госгарантий вне зависимости от финансового рейтинга самой России, остававшегося вплоть до середины 2000-х в зоне спекулятивных значений.

Таким образом, СРП мог стать одним из эффективных решений проблемы «длинных дешёвых инвестиционных ресурсов», нехватку которых моя страна продолжает испытывать вплоть до настоящего времени[11].

Почему «убили» СРП

Итак, СРП создавало анклав правовой стабильности и налоговой благоприятности для отдельных нефтегазовых инвестиционных проектов в нестабильной стране с запретительным и непредсказуемым налогообложением, обеспечивая тем самым финансируемость капиталоёмких инвестиционных проектов в таких условиях. Почему же тогда его «убили», фактически ликвидировав практическую возможность его применения при отсутствии иной адекватной альтернативы?

В начале 2000-х в российской прессе была развёрнута широкомасштабная пропагандистская кампания, направленная на дискредитацию СРП. Один из основных заказчиков и вдохновителей этой акции был тогдашний глава «ЮКОСа» М. Б. Ходорковский.

Во главе этой борьбы, по словам С. М. Богданчикова, тогдашнего президента компании «Роснефть», стояли *«две компании, которым в период дележа нефтяного пирога достались самые продуктивные месторождения. Поэтому у них низкая себестоимость добычи нефти, они обеспечили себе конкурентные преимущества на данном этапе и хотят их сохранить в перспективе на 15–20 лет»*[12].

Оппонентами СРП приводился целый ряд аргументов[13], среди которых один, на мой взгляд, и являлся истинным мотивом борьбы против СРП. М. Ходорковский заявлял: «Режим СРП ограничивает возможности роста капитализации российских компаний. Зачем инвестировать в российские компании, когда можно получить месторождение на выгодных условиях СРП, – и делал вывод: «…режим СРП подрывает энергетическую безопасность России».

Итак, СРП – конкурент повышению капитализации. Но повышению с какой целью? С целью (неафишируемой тогда, но намечавшейся) продажи иностранным нефтяным грандам. Чем выше капитализация, тем больше цена продаваемого пакета акций. Однако всё это было завёрнуто в модную и сейчас пиаровскую упаковку про «безопасность» и «национальные интересы», способную запугать

[10] Схема наполнения госгарантий за счёт СРП описана автором: Конопляник А. Российский банк развития: где взять ресурсы для инвестиций? // Инвестиции в России. 1999. № 5. С. 3–5; Konoplyanik A. Payment today, Delivery tomorrow. How to resolve financial problems of Russian manufacturers involved in PSAs // Oil & Gas Vertical", Special Issue: The First International Practical Conference "PSA'2000", March 2001, p. 98–101.

[11] Причины этого явления анализируются, и механизмы решения данной проблемы на макроэкономическом уровне предлагаются в работах А. Г. Аганбегяна, С. Ю. Глазьева, М. А. Ершова, Я. М. Миркина и др. российских экономистов.

[12] Конопляник А. Спор про СРП: Убрать конкурента // Ведомости. 17 марта 2003. С. 4.

[13] Подборки публикаций с аргументами «за» и «против» СРП можно посмотреть в: «Раздел продукции: за и против» / Под ред. М. А. Субботина. – М.: «Агентство регионального развития», 2007. 441 с.; Спор об СРП / Под ред. А. А. Арбатова и А. А. Конопляника / Сост. М. А. Белова. – М.: «Олита», 2003. 228 с.

обывателя и тем самым отвлечь его от истинных мотивов.

Цель грамотных менеджеров и финансовых инвесторов – дешевле купить, дороже продать. Купили дёшево (вспомним залоговые аукционы). Продать же хотели дорого. Единственный тогда покупатель – международные нефтяные компании. Поэтому-то они и не были допущены до приватизации российской «нефтянки» – ведь при таком сценарии наши олигархи не получили бы ожидавшуюся ими ценовую дельту от планировавшейся продажи пакетов своих компаний иностранным нефтяным грандам. Эту дельту ещё тогда, в середине 1990-х, получило бы государство.

Стратегическим иностранным инвесторам всегда нужны не просто акции, а акции, обеспеченные высоколиквидными активами с предсказуемым риском. Зарубежным (да и нашим) компаниям требуется долгосрочная стабильность условий реализации капиталоёмких проектов, а именно её и обеспечивало бы широкое применение режима СРП.

Российские компании, отказавшиеся в своё время от проектов СРП, поскольку обладали самыми молодыми, а потому высокорентабельными месторождениями при любой налоговой системе, видели в СРП опасного конкурента. При наличии альтернативного пути инвестирования в российскую «нефтянку» (каковым являлся бы режим СРП) резко сокращалась бы долгосрочная привлекательность покупки акций компаний, не участвующих в СРП. Следовательно, надо было сделать так, чтобы такая альтернативная возможность отсутствовала. Чтобы осуществление инвестиций в РФ могло быть только одноканальным – через покупку акций отечественных компаний. Чтобы деньги от их продажи шли на счета их российских собственников.

Отсюда вывод об истинных мотивах борьбы против СРП: убрать конкурента. Это интерес первый. Но есть и второй.

Тезис о том, что разрабатывать месторождения нужно только на условиях «национального» налогового режима, исходил из уст тогдашних руководителей тех компаний, чьи месторождения обеспечивали – в силу благоприятного для этих компаний развития приватизационных событий – получение повышенной природной ренты. Поэтому их второй интерес понятен: при унифицированных ставках налогов (НДПИ) они платят меньше по сравнению с режимом СРП, при котором государство в ходе переговоров может вытребовать дополнительную часть природной ренты[14]. И поэтому им также не был нужен режим СРП.

Следовательно, используя своё влияние в тогдашней Государственной Думе (достаточно вспомнить, что руководителем налогового подкомитета нижней палаты парламента в то время был один из семи отцов-основателей несуществующей сегодня компании «ЮКОС»), были проведены поправки в статью 26 Налогового кодекса, из-за которых применение режима СРП в России оказалось фактически невозможным. Хотя как действующая правовая конструкция он до сих пор существует в отечественном законодательстве.

Следует отметить, что в своей заграничной деятельности нефтяные компании России, как правило, стремятся использовать именно СРП как механизм минимизации некоммерческих рисков реализации капиталоёмких инвестиционных проектов.

А почему государство?

Минэкономразвития, назначенное в 2000 г. уполномоченным государственным органом по СРП, в лице тогдашнего министра Г. О. Грефа ужаснулось, какое количество переговорных команд необходимо создать, чтобы проводить эффективные переговоры с потенциальными отечественными и иностранными инвесторами-недропользователями. Собственных грамотных отечественных переговорщиков по СРП в необходимом количестве в стране не было, готовить не стали, нанимать иностранные специализированные фирмы работать на государство не захотели. Оказалось легче угробить идею СРП, в частности, под эгидой «повышенной коррупционности» этого инвестиционного режима недропользования.

Минфин был всегда оппонентом СРП, потому что считал (игнорируя эффект «кривой Лэффера»), что этот механизм якобы создаёт «выпадающие доходы» для бюджета. Хотя Минфин относит к категории «выпадающих» в случае СРП доходы, которые являются таковыми только на бумаге. Он не учитывает те дополнительные прямые налоговые поступления, которые по сравнению с «национальной налоговой системой» (если использовать терминологию, вошедшую в оборот с лёгкой руки М. Б. Ходорковского) создаёт режим СРП. Эти дополнительные налоги возникают за счёт расширения базы налогообложения и возможности извлечения дополнительной части ресурсной ренты на высокорентабельных месторождениях[15].

Свою роль сыграли ожидаемые сложности попроектного налогового администрирования при СРП по сравнению с корпоративным налогообложением в рамках лицензионной системы недропользования. Поэтому подготовленная Минфином в период его руководства А. Л. Кудриным глава 26 Налогового кодекса с не относящимися напрямую к её содержанию вставками, затрудняющими до полной невозможности реализацию проектов СРП в стране, вполне вписывалась в идеологию «первоочередного удобства для мытаря» под лозунгами борьбы за сохранение якобы выпадающих при СРП текущих доходов бюджета. К сожалению, Президент очень быстро подписал (в июне 2003 г.) этот закон[16].

Хорошей иллюстрацией утраченных возможностей СРП прошедших 25 лет является, на мой взгляд, сравнение опыта реализации двух нефтегазовых проектов, находящихся примерно в одинаковых условиях, но осуществляемых в рамках разных режимов недропользования – «Сахалин-2» (СРП) и Приразломное (лицензионная система). Первый был выведен на промышленную добычу через три года после вступления СРП в силу, а второй – через 21 год после выдачи на него лицензии недропользователю (тогда только что образованному «Росшельфу»)[17]. Полагаю, комментарии излишни.

Плюс упущенные возможности по получению мультипликативных эффектов от реализации проектов СРП[18] (работа по такой оценке была начала в 1996 г.

---

[14] Конопляник А. Ухудшение экономических условий возвращает на повестку дня законодателей вопрос целесообразности реабилитации СРП // Нефть и капитал. 2009. № 3. С.18–23; A. Konoplyanik. A struggle for mineral rent //Petroleum Economist, August 2003, p. 23–24.

[15] Там же.

[16] Конопляник А. Борьба против СРП: кому она выгодна и почему? Некоторые вопросы экономической теории и последствия их применения на практике // Нефть и капитал. 2003. Июнь. № 6. С. 12–18; Конопляник А. Ошибка президента. В чьих интересах в России фактически ликвидирован режим СРП? // Нефть России. 2003. Сентябрь. № 9. С. 62–67; 2003. Октябрь. № 10. С. 47–49.

[17] Конопляник А., Попова Ю., Трошина Н. Двадцать лет топтания на месте. Преимущества Закона «О СРП», принятого 20 лет назад, так и не были востребованы в России // Нефть России. 2016. Сентябрь. № 9. С. 4–10 (часть 1); Октябрь 2016. № 10. С. 4–10 (часть 2);

[18] Конопляник А. Анализ эффекта от реализации нефтегазовых проектов СРП в России для бюджетов разных уровней (к вопросу об оценке воздействия на социально-экономическое положение страны крупномасштабных инвестиций в реализуемые на условиях СРП нефтегазовые проекты) // Нефтяное хозяйство. 2000. № 10. С. 24–30; Конопляник А. Когда в выигрыше все. К вопросу исследования экономического эффекта от применения механизма СРП // Нефть и капитал. 2000. № 9. С. 4–8; «Стулья» – завтра, деньги – сегодня. Как решить финансовые проблемы российских нефтяников и машиностроителей, участвующих в СРП // Нефтегазовая Вертикаль. 2000. № 10. С. 140–143.

подготовкой фундаментального исследования в рамках Нефтяного совещательного форума под руководством профессора А. А. Арбатова[19]).

Ещё один сюжет из сферы бюджетного федерализма. В моем понимании, сильная Россия означает сильные регионы, которые не кормятся из рук федеральных органов власти трансфертами из центра (в обмен на лояльность), а имеют возможность самостоятельно зарабатывать. В частности, осваивая средние и мелкие месторождения полезных ископаемых, расположенные на их территории. На возможность предоставления самостоятельности регионам в освоении на условиях СРП мелких и средних месторождений (в рамках системы «двух ключей») были нацелены поправки в законодательство, подготовленные нашей группой разработчиков законодательства о СРП[20]. К сожалению, впоследствии возобладал иной подход – отказ от принципа «двух ключей» и концентрация полномочий и налоговых поступлений в руках федерального центра.

Персоналии

Несмотря на печальную судьбу режима СРП, задуманного как массовое явление, не могу не отметить тех, кто внёс основной, на мой взгляд (больший или меньший – не суть важно), вклад в формирование этого инвестиционного режима недропользования. Особо хочу выделить в этом ряду тех трёх ключевых для СРП в России людей, которых, к сожалению, уже нет с нами.

Егор Гайдар. Указ № 2285 не был бы подписан и дальнейшая история СРП могла бы заглохнуть ещё на раннем этапе или пойти по иной траектории, если бы не политическая воля и понимание им позитивных экономических последствий, которые данный режим несёт стране. В декабре 1993 г. он, будучи вице-премьером правительства, пошёл к Б. Н. Ельцину и убедил Президента подписать Указ, который не согласовали два ведомства (одно из них – Минфин). Собственно после этого и завертелась вся история с СРП.

Елена Золотарёва. Бессменный руководитель московского офиса компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани», оператора проекта СРП «Сахалин-2». Елена и её компания активно содействовали команде разработчиков законодательства по разделу продукции, помогая собирать, обрабатывать и просто предоставляя нам большой объём различной информации, в том числе на основе ТЭО своего проекта, в пользу продвижения СРП в моей стране. Её именем – «Гранд Елена» – назван один из двух танкеров-метановозов, обслуживающих завод СПГ в рамках проекта «Сахалин-2».

Игорь Фархутдинов. Губернатор Сахалинской области, который сразу увидел возможности и преимущества СРП для своего региона и являлся одним из самых активных его сторонников и пропагандистов на всех этажах власти. В его честь назван один из нефтеналивных танкеров класса афрамакс, обслуживающий проект «Сахалин-2», – «Губернатор Фархутдинов» – и теплоход, курсирующий между Сахалином и Курильскими островами – «Игорь Фархутдинов».

Основные участники группы разработчиков законодательства СРП: Михаил Субботин, Анатолий Аверкин, Ирик Амиров, Владимир Грушин, Елена Дьячкова, Сергей Сосна, Юрий Швембергер (последних двух тоже нет с нами) и автор этих строк.

Совершенно особое место занимают в истории СРП два депутата Государственной Думы 1990-х годов (фракция «Яблоко») – Алексей Мельников и Алексей Михайлов, – от имени которых был внесён пакет, состоящий из подготовленных нами концессионного закона (был отвергнут Думой) и о СРП (был ею принят). Оба Алексея в первой Думе работали в Комитете по экономической политике, а во второй – в Комитете по природным ресурсам. Если бы не их более чем активная поддержка и продвижение закона, он, я в этом убеждён, не был бы принят. Более того, партия «Яблоко» сделала закон (режим) СРП фактически центральным элементом своей экономической программы[21].

Три основные думские фракции, поддержавшие закон и обеспечившие его принятие, пусть и с минимальным перевесом – всего в два голоса (226 против минимально необходимых 224 голосов), – это «Яблоко» (руководитель фракции Г. А. Явлинский), «Выбор России» (Е. Т. Гайдар), «Регионы России» (В. С. Медведев). Конечно, тогдашний министр топлива и энергетики Ю. К. Шафраник, который, в частности, активно работал в согласительной комиссии Госдумы и Совета Федерации и противостоял основным оппонентам закона о СРП – Ю. Ю. Болдыреву и С. Ю. Глазьеву.

Наконец, не могу не вспомнить добрым словом двух иностранных специалистов (ныне покойных) – Гордона Бэрроуса и Томаса Вальде, работы которых попали мне в руки в середине 1980-х (в период работы в ИМЭМО АН СССР) и которые направили мой профессиональный интерес в сторону анализа эволюции и эффективной организации взаимоотношений между принимающим государством – собственником недр и компанией-недропользователем (тогда – преимущественно иностранной нефтегазовой компанией).

А затем, в период работы в Госплане СССР (уже после принятия первого Постановления Совета Министров СССР, приоткрывшего в 1987 г. страну для иностранных инвестиций), был востребован мой профессиональный интерес к истории «ленинских» концессий периода НЭПа в Советской России. И завертелось колесо моего погружения в проблематику формирования эффективного инвестиционного режима освоения природных ресурсов с учётом как мирового опыта, так и национальной специфики.

***

Поезжайте на Сахалин. Поговорите с местными. Поинтересуйтесь их отношением к тому, какой была жизнь на острове до проектов СРП («Сахалин-1» и «Сахалин-2») и после их запуска. Сколько рабочих мест и заказов в смежных отраслях было обеспечено, какой вклад в развитие территории внесли эти проекты. Экстраполируйте и скорректируйте эти очевидные выводы на масштабы всей страны. Это даст возможность понять (тем, кто этого ещё не понял), что мы упустили в масштабах всей страны для ускорения её экономического развития, фактически отказавшись от применения (за исключением трёх проектов) режима СРП в России. ■

[19] Оценка воздействия на социально-экономическое развитие России крупномасштабных инвестиций в нефтегазовые проекты в рамках шести соглашений о разделе продукции / Под ред. А. Арбатова. – Совет по изучению производительных сил и природных ресурсов РАН, Нефтяной Совещательный Форум. Москва. Сентябрь 1996 г. 42 с.

[20] Грушин В. А., Конопляник А. А. Некоторые проблемы подготовки и заключения СРП по так называемым «мелким» месторождениям и возможные пути их решения (по материалам доклада на Парламентских слушаниях «Практика применения и перспективы развития законодательства по СРП». Москва. Государственная Дума, 23 ноября 2001 г.) // Нефть, газ и право. 2001. № 6; Грушин В., Конопляник А. О подготовке и заключении СРП по мелким месторождениям // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2002. № 1–2. С. 68–72; Грушин В., Конопляник А., Оксенгорн Н. О порядке перевода мелких месторождений углеводородов на режим СРП (в порядке обсуждения) // Нефтяное хозяйство. 2002. Июнь. № 6. С. 83–89.

[21] См.: Михайлов А. Ю., Субботин М. А. «Яблоко» и СРП. – М.: ЭПИцентр – Интеграл-Информ, 2003.

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

ИнтерСиб
МЕЖДУНАРОДНЫЙ ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР

ОМСК-ЭКСПО
ВЫСТАВОЧНАЯ КОМПАНИЯ

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

Radel 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

РЕКЛАМА

Рост и ограничения российской добычи

Каковы итоги развития отечественного сектора upstream в завершающемся году?

Мария КУТУЗОВА

По данным ЦДУ ТЭК, в январе – ноябре 2018 г. в Российской Федерации добыто 507,37 млн т нефти и газового конденсата, что на 1,4% больше по сравнению с аналогичным периодом 2017 г. По информации ноябрьского отчёта ОПЕК, производство нефти в РФ в октябре достигло нового рекорда за постсоветский период – 11,6 млн баррелей в сутки. По итогам 2018 г. нефтедобыча в стране может выйти на средний уровень – 11,24 млн барр./сут. Экспорт нефти в дальнее зарубежье в октябре составил 5,14 млн барр./сут, что на 7% больше, чем в сентябре, и на 3% выше по сравнению с октябрём 2017 г.

Добыча и доступ к технологиям

Наибольший прирост добычи зафиксирован у «Роснефти» за счёт увеличения производства в дочернем «Юганскнефтегазе». Крупнейшая отечественная ВИНК заявила о среднесуточном уровне добычи в третьем квартале 2018 г. в 4,73 млн баррелей н. э. в сутки (рост на 2,6% по сравнению со вторым кварталом текущего года). В октябре добыча жидких углеводородов в компании достигла 4,78 млн барр./сут. В 2019 г. планируется увеличить производство до 4,8–4,9 млн барр./сут.

Отмечен рост добычи нефти в компаниях «ЛУКОЙЛ», «Сургутнефтегаз», «Газпром нефть», «Татнефть» на фоне падения в «Башнефти» и «Славнефти». Согласно прогнозам, в 2019 г. российские компании обладают потенциалом дальнейшего роста за счёт ввода и развития новых активов.

По оценке Citigroup, в настоящее время у России есть свободные мощности, позволяющие ей увеличить добычу ещё на 200 тыс. баррелей нефти в сутки. Эти объёмы могут быть отправлены на экспорт, если добывающие компании сочтут это необходимым, а в перспективе двух лет страна может запустить новые мощности на гринфилдах. По словам Рональда Смита, директора по нефтегазовым исследованиям региона Центральной и Восточной Европы, Ближнего Востока и Африки Citigroup, участие РФ в сделке «ОПЕК+» позволило ей определять цены на нефть на мировом рынке. По информации Citigroup, инициатором приглашения Москвы к участию в этом соглашении была Саудовская Аравия, лидер нефтяного картеля, утратившего в последние десятилетия свой ресурс влияния на рынок. В 1980 г. страны-члены картеля добывали около 35 млн барр./сут, что обеспечивало больше половины мирового спроса на этот энергоноситель. Сегодня же они производят приблизительно те же объёмы, тогда как потребление в мире достигло 100 млн барр./сут, то есть их доля равняется примерно 35%.

В среднесрочной перспективе, к 2020–2021 гг., Россия может нарастить мощности по добыче нефти примерно до 12 млн барр./сут, добавив порядка 500 тыс. барр./сут, главным образом за счёт новых проектов. Но российские компании, согласно оценкам Citigroup, обладают возможностью увеличения производства к концу 2020 г. на 0,9 млн барр./сут, а к 2022 г. – на 1,1 млн барр./сут.

«Российскую нефтедобычу принято недооценивать. Когда я обсуждаю этот вопрос с профессиональными аналитиками,

которые занимаются энергетическим сектором, они обычно говорят о перспективах падения добычи нефти в России, поскольку реализация проектов очень дорогостоящая, техника старая, а доступ к технологиям ограничен. Однако деятельности российских компаний способствует налоговая система, которая создаёт благоприятные условия для реализации новых проектов. Кроме того, в России сложилась очень хорошая нефтесервисная отрасль: компании очень быстро начинают применять самые новейшие технологии», – отмечает Р. Смит.

Компания Deloitte в обзоре российского нефтесервиса отмечает растущие объёмы бурения, в том числе высокотехнологичного. Стратегии отечественных добывающих компаний сегодня, по словам аналитиков, сконцентрированы на извлечении максимальной прибыли в краткосрочной перспективе, что объясняет рост проходки в бурении на фоне снижения вложений в разведку новых перспективных участков (долгосрочных инвестиций). Самые высокие темпы увеличения бурения продемонстрировала «Роснефть», повысив свои показатели в 2017 г. на 27%. При этом доля крупнейшей российской ВИНК в эксплуатационном бурении по итогам прошлого года составила почти 42%. Помимо этого высокие темпы роста продемонстрировали компании «Сургутнефтегаз» и «ЛУКОЙЛ».

По данным Deloitte, в 2014–2017 гг. в России для наращивания добычи нефти на 4% потребовалось увеличить проходку в эксплуатационном бурении на 39%. Показательны итоги 2017 г.: чтобы добыть практически тот же объём сырья, что и в предыдущем году, пришлось нарастить эксплуатационное бурение на 12%. Всё это говорит о том, что для каждой тонны «чёрного золота», извлечённой в РФ, необходимо бурить всё больше и больше.

Основным сдерживающим фактором для роста добычи в стране в краткосрочной перспективе остаётся соглашение «ОПЕК+». В долгосрочной перспективе экономическая конкурентоспособность российской нефти (особенно в условиях низких цен), по мнению аналитиков Deloitte, позволяет говорить о потенциале удержания или даже наращивания позиций РФ на мировом нефтяном рынке. Это будет сказываться и на объёмах извлекаемого в стране сырья, и на масштабах эксплуатационного бурения.

Что касается поисково-разведочного бурения, то в прошлом году проходка в России выросла на 9% и достигла 990 тыс. м, вернувшись после небольшого падения в 2015–2016 гг. к значению 2014 г. Самый большой прирост зафиксирован у «Роснефти», увеличившей проходку в поисково-разведочном бурении на 80 тыс. м (+40%). А самое большое сокращение показала поглощённая крупнейшей российской ВИНК «Башнефть», снизившая показатели почти на 45%. *«Сокращение и оптимизация затрат – одна из первых реакций нефтяных компаний на ухудшение ценовой конъюнктуры. По мере постепенного восстановления цены в 2015–2017 гг. для игроков отрасли вновь появляется смысл вкладывать в производственные мощности, что выражается в увеличении поисково-разведочного бурения»*, – отмечают эксперты Deloitte.

Аналитики продолжают настаивать на своём тезисе о недостаточном развитии технологий в российской «нефтянке». Они даже говорят о технологической отсталости отрасли. Однако отечественные игроки быстро учатся. В последние годы в РФ высокими темпами растут объёмы горизонтального бурения. Только за 2017 г. они увеличились на 27% (+2,4 млн м). Основной рост произошел за счёт компании «Роснефть» (+42%). Также увеличение проходки в горизонтальном бурении продемонстрировали компании «Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть» (на 25%, 43% и 13% соответственно). Снижение горизонтального бурения впервые за пять лет показала компания «Славнефть» (на 8%).

Горизонтальное бурение – наиболее быстрорастущий сегмент. За 2010–2017 гг. его доля в общей проходке эксплуатационного бурения выросла с 11% до 41%. В целом это результат научно-технического прогресса, произошедшего в США и сделавшего эту технологию более доступной.

Российские компании активно перенимают перспективные технические решения, способствующие повышению эффективности добычи. Показатели по эксплуатационному бурению демонстрируют то, что отечественные ВИНК активно разбуривают существующие месторождения в Западной Сибири. Там же сосредоточен и основной прирост горизонтального бурения, который позволил получить дополнительную добычу на зрелых месторождениях. Четыре крупнейшие российские компании («Роснефть», «Сургутнефтегаз», «ЛУКОЙЛ» и «Газпром нефть») продолжают формировать большую часть спроса на бурение на рынке – свыше 78%.

ГРП и энергобезопасность

В стране наблюдается прирост применения гидроразрыва пласта. В 2017 г. было проведено более 6 тыс. операций ГРП. В прошлом году основная доля рынка гидроразрыва пришлась на «Роснефть» и «Сургутнефтегаз» (по 26%). У компаний отмечен рост эффективности проведения ГРП (на 10% и 6% соответственно), тогда как в целом по России наблюдалось снижение этого показателя.

В Институте народнохозяйственного прогнозирования РАН отмечают негативное воздействие санкций в этой сфере. Так, если в 2013 г. одна операция ГРП в среднем давала 1,43 тыс. т нефти, то в 2017 г. – только 1,12 тыс. т. В ИНП называют это следствием технологического и технического отставания российских подрядчиков. Однако такие показатели можно трактовать и как постепенное снижение качества ресурсной базы.

В мае 2018 г. «Роснефть» сообщила о внедрении на дочернем сервисном предприятии «РН-ГРП» первого в Евразии промышленного симулятора гидравлического разрыва пласта. Компания отчиталась о том, что стала первой в России, осуществившей импортозамещение программного обеспечения для моделирования ГРП. Программный комплекс «РН-ГРИД» создан специалистами корпоративного института компании – «РН-УфаНИПИнефть». На сегодняшний день на объектах «Роснефти» выполнено более 1 тыс. операций ГРП с полным циклом проектирования в симуляторе «РН-ГРИД». По информации компании, ежегодно на добывающих предприятиях ВИНК производится свыше 10 тыс. операций ГРП.

Ещё один такой проект реализуют сотрудники научно-образовательного центра «Газпромнефть-Политех» Санкт-Петербургского политехнического университета им. Петра Великого (СПбПУ) совместно с коллегами из МФТИ, Сколтеха и Института гидродинамики СО РАН. Он направлен на замещение импортного программного обеспечения, используемого в настоящее время нефтедобывающими компаниями. Проект реализуется в рамках федеральной целевой программы. К концу года все участники проекта представят свои части исследования, которые затем будут объединены в программное обеспечение – симулятор гидроразрыва пласта. Результаты работы предполагается внедрить в научно-техническом центре «Газпром нефти».

Этой ВИНК пока принадлежит рекорд – проведение 30-стадийного гидроразрыва

пласта, выполненного в 2016 г. на Южно-Приобском месторождении общества «Газпромнефть-Хантос». В нынешнем году другая «дочка» компании – «Газпромнефть-Оренбург» – ввела в эксплуатацию на Восточном участке Оренбургского НГК высокотехнологичную скважину, построенную по технологии «многоэтажного» бурения (Multy Storey Well + fracking). Как отмечают в компании, данная технология предполагает селективную (точечную) обработку каждого ствола за счёт спуска хвостовика МГРП в основной ствол скважины и установки муфт ГРП в точку срезки каждого последующего ствола. Первая скважина, построенная «Газпромнефть-Оренбургом» по новой технологии, имеет четыре горизонтальных ствола длиной от 150 до 500 м. В октябре получен промышленный приток нефти с превышением стартового дебита на 40%. В настоящее время на участке ведётся строительство второй скважины по усовершенствованной технологии «многоэтажного» бурения, предполагающей проведение многостадийного кислотного гидроразрыва пласта. Как сообщает компания, новое решение повысит технологичность и экономическую эффективность эксплуатационного бурения.

«Газпромнефть-Ямал» успешно провела в 2017 г. на Новопортовском месторождении 20-стадийный гидроразрыв пласта по бесшаровой технологии. Этот метод впервые был использован при освоении залежей углеводородов полуострова Ямал и основан на применении многоразовых сдвижных муфт, позволяющих открывать и закрывать отдельные порты ГРП.

По информации Deloitte, специалисты ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в 2017 г. впервые в России успешно провели многостадийный гидроразрыв пласта в боковом горизонтальном стволе скважины, законченной цементированным хвостовиком, по уникальной технологии гидропескоструйной перфорации и ГРП AbrasiFRAC. Разработчиками технологического решения являются специалисты Schlumberger. Данная технология исключает необходимость использования пакеров и колонны ГРП, позволяет сократить среднее время на освоение скважины, ускорить её ввод в эксплуатацию, а также активизировать извлечение углеводородного сырья из пласта.

Кроме того, «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» провела опытно-промышленные работы по внедрению модернизированных компоновок при заканчивании скважин для проведения многостадийного гидроразрыва пласта на месторождениях в Югре, что даёт возможность повысить дебиты скважин по сравнению с традиционными методами. В состав компоновки, помимо подвески хвостовика и оснастки для проведения ГРП, входят разбухающие пакеры с гибридными эластомерами. Опытно-промышленные работы велись на Имилорском и Тевлинско-Русскинском месторождениях. Техническое сопровождение операций осуществляли специалисты «ТАМ Интернэшнл».

В 2016 г. ВИНК сообщила о применении уникальной технологии Texas Two Step (TTS) при проведении многозонного гидравлического разрыва пласта (МГРП) на горизонтальных скважинах в Западной Сибири. Технология TTS с МГРП обеспечивает повышение продуктивности низкопроницаемых пластов за счёт создания искусственного коллектора. Результатом инновационного подхода стало увеличение дебитов по отношению к стандартному МГРП, что позволило более эффективно разрабатывать продуктивные пласты на Имилорско-Источном, Тевлинско-Русскинском, Поточном и Северо-Покачевском месторождениях. Внедрение уникальной технологии привело к увеличению дебитов скважин в среднем на 32% и повышению технико-экономических показателей разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами.

Эффект санкций

Вместе с тем, санкции всё же негативно отражаются на проектах в отечественном upstream. Хотя на первом этапе под ограничения, введённые против России, попали лишь два сегмента – глубоководная добыча и сланцевая нефть. Но добывающие компании уже фиксируют случаи отказов в поставках оборудования для проектов, не попавших под санкции. Так, «Газпром нефть» рассказала, что столкнулась с этим в отношении Новопортовского месторождения на Ямале (оно не находится под санкциями). На рынке начинают доминировать стереотипные подходы: мол, с российскими компаниям сложнее взаимодействовать или даже вообще нельзя работать.

«Негативное воздействие на долгосрочное развитие ТЭК оказывают попытки недобросовестной конкуренции на рынках, в том числе и запрет на поставку в Россию современных технологий и оборудования для разведки и добычи энергоресурсов. Зачастую используется и прямое политическое давление на страны-импортёры российских углеводородов. Очевидно, что мы должны объективно и всесторонне оценивать как нынешние, так и потенциальные вызовы, стоящие перед российской энергетикой, и на этой основе определить дополнительные меры, которые позволят нам своевременно реагировать на такие угрозы», – заявил Президент России Владимир Путин, выступая на ноябрьском заседании Совета Безопасности.

Поэтому решено обновить Доктрину энергетической безопасности, первый вариант которой был принят ещё в 2012 г. В новой редакции документа должны найти отражение проблемы, с которыми столкнулись участники рынка после 2014 г.

«В качестве задач доктрины, которая сегодня была утверждена, был выработан перечень мер, направленных на защиту российских интересов с точки зрения энергетической безопасности. Одно из направлений – это усиление работы в части импортозамещения тех критичных технологий, которые сегодня определены, чтобы наша промышленность в полном объёме перешла на их производство. Это не означает отхода от сегодняшних рыночных подходов, но, тем не менее, мы должны иметь такое оборудование и технологии, на случай если будут запрещаться отдельные технологии по поставкам в Российскую Федерацию», – отметил министр энергетики РФ Александр Новак.

Точки роста «Газпром нефти»

Новая стратегия «Газпром нефти» на период до 2030 г., принятая в ноябре 2018 г., нацелена на рост добычи за счёт новых, введённых за последние годы и запускаемых в ближайшее время активов. Кроме того, ВИНК планирует выйти в новые поисковые зоны, вовлекая в эксплуатацию нетрадиционные и трудноизвлекаемые запасы – такие как баженовская свита, доманиковые и палеозойские отложения. Она также рассчитывает на рост за счёт развития шельфовых проектов. По словам председателя Совета директоров «Газпром нефти» Алексея Миллера, задача в условиях постоянно меняющейся внешней среды – выстроить компанию новой формации, устойчивую при любом сценарии развития нефтяного рынка.

Ключевой приоритет – обеспечение ресурсами для выхода на стратегический целевой показатель: добыча 100 млн т н. э. к 2020 г. и дальнейший рост не ниже среднего показателя по отрасли. Руководство ВИНК предполагает в этот период инвестировать в данный сегмент порядка 250 млрд рублей в год. Достижение планки в

100 млн т позволит «Газпром нефти» претендовать на место в десятке крупнейших публичных компаний мира.

По итогам 2017 г. «Газпром нефть» добыла около 90 млн т н. э. Согласно прогнозам, в текущем году производственные показатели вырастут по сравнению с прошлым годом примерно на 2,5–3%. Однако на результатах ближайших двух лет могут сказаться изменения в договорённостях в рамках сделки «ОПЕК+».

К началу 2018 г. запасы компании оценивались в 2,78 млрд т н. э. Обеспеченность доказанными запасами ВИНК составляет 17 лет. В этом году компания получила 13 новых лицензионных участков, в том числе в Карабашской зоне, на Южном Ямале, в Красноярском крае и Оренбуржье. Как сообщает «Газпром нефть», потенциал запасов на новых активах достигает 464 млн т н. э. Самым важным приобретением стал Лескинский лицензионный участок на полуострове Гыдан (Красноярский край), запасы жидких углеводородов которого могут многократно превосходить официальные показатели.

Что касается разработки трудноизвлекаемых запасов, то компания планирует к 2025 г. довести долю нетрадиционной нефти до 3–4% общих объёмов производства, а к 2030 г. данный показатель может увеличиться до 10%. Однако предстоит большая работа в этой области. Так, первая полученная баженовская нефть стоила примерно 30 тыс. рублей за тонну, сейчас этот уровень составляет 18 тыс. рублей, тогда как целевой ориентир, позволяющий ввести запасы баженовских горизонтов в промышленную разработку, оценивается примерно в 8,5 тыс. рублей за тонну.

Строительство высокотехнологичных скважин даёт возможность разрабатывать залежи со сложным геологическим строением, вовлекать в добычу трудноизвлекаемые запасы. В настоящее время 70% ресурсной базы «Газпром нефти» формируют сложные запасы, поэтому доля высокотехнологичных объектов в общем объёме бурения составляла в 2017 г. 65% – это лучший показатель в России. Один из ключевых методов интенсификации добычи – бурение горизонтальных скважин, существенно увеличивающих поверхность притока и, следовательно, производительность.

Ещё одна технология интенсификации добычи – бурение многоствольных скважин, что позволяет увеличить зону охвата пласта. Первая на полуострове Ямал

«Газпром нефть»

эксплуатационная двуствольная скважина с протяжённостью горизонтальных стволов по 1 км была построена на Новопортовском месторождении. Общая протяжённость скважины составила 4,6 км.

Одно из главных направлений развития ресурсной базы компаний в России – шельф острова Сахалин. В 2017–2018 гг. на Аяшском лицензионном участке в Охотском море «Газпром нефть» открыла два нефтяных месторождения. Так, в прошлом году обнаружено одно из крупнейших месторождений в регионе с запасами в 415 млн т нефти по категориям $C_1 + C_2$. А в 2018 г. по результатам бурения поисково-оценочной скважины на Баутинской структуре Аяшского лицензионного участка открыто месторождение Тритон с геологическими запасами свыше 137 млн т нефтяного эквивалента. Ориентировочная дата ввода Нептуна в промышленную эксплуатацию – 2025 г. По словам председателя правления «Газпром нефти» Александра Дюкова, на шельфе Сахалина сформирован нефтедобывающий кластер, новый стратегический регион на карте активов компании.

Арктические перспективы

Что касается арктических проектов, то «Газпром нефть» продолжает разбуривание Приразломного месторождения, проводит изучение Долгинского месторождения и Северо-Западного лицензионного участка в Печорском море.

Однако основное направление роста добычи – освоение сухопутных участков на севере ЯНАО. Здесь продолжается активное развитие уже введённых в эксплуатацию месторождений – Новопортовского и Мессояхской группы. В данном регионе компания не так давно получила ещё четыре участка, где в ближайшие три года планируется активная геологоразведка. Компания рассчитывает на прирост ресурсной базы и промышленную разработку этих участков начиная с 2022 г.

В ноябре «Газпром нефть» сообщила о 15-м миллионе тонн нефти, извлеченной на Новопортовском месторождении на Ямале, и пятисотой партии, отгруженной с терминала «Ворота Арктики». Нефть сорта Novy Port отправлена на экспорт на танкере «Штурман Скуратов» с ледовым классом Arc7. В 2018 г. среднесуточная добыча на Новопортовском достигла 19,6 тыс. т.

Одно из самых крупных месторождений на Ямале с извлекаемыми запасами 250 млн т нефти и конденсата, а также 320 млрд м^3 газа было открыто ещё в 1964 г. Оно расположено в 250 км к северу от города Надыма и в 30 км от побережья Обской губы. Нефть сорта Novy Port по своим свойствам относится к категории лёгких, с низким содержанием серы (около 0,1%). Она превосходит не только российский сорт Urals, но и эталонный североморский Brent. Первая нефть на Новопорте была добыта в августе 2012 г. Сейчас она поставляется в девять стран.

Ведёт разработку месторождения дочернее предприятие российской ВИНК – «Газпромнефть-Ямал». В 2017 г. на Новопортовском было добыто 5,9 млн т. По итогам года компания рассчитывает извлечь здесь более 7 млн т углеводородного сырья. Пик добычи на этом арктическом активе на уровне более 8 млн т в год запланирован на 2020 г.

Как сообщает компания, сейчас на месторождении работает 221 эксплуатационная скважина, 24 из которых – многоствольные. «Газпромнефть-Ямал» применяет на Новопортовском высокотехнологичное бурение, в том числе горизонтальных и двуствольных скважин, а также многостадийный гидроразрыв пласта, проактивную геонавигацию и другие современные технологии. В ближайшие пять лет «Газпром нефть» планирует направить на развитие Новопортовского месторождения и смежных проектов 400 млрд рублей. Компания надеется на рост добычи нефти на Ямале, где к настоящему времени открыто более 20 нефтегазовых месторождений.

Первая танкерная партия нефти Новопорта со специально построенного терминала «Ворота Арктики» была отгружена 25 мая 2016 г. Терминал располагается в акватории Обской губы, в 3,5 км от берега. К ноябрю 2018 г. отсюда было поставлено 500 партий нефти. Терминал способен круглогодично отгружать 8,5 млн т сырья.

В настоящее время в операциях по перевозке нефти с месторождения задействованы шесть танкеров класса Arc7, спроектированных и построенных по заказу «Газпром нефти» специально для работы в мелководной акватории Обской губы. Они могут самостоятельно преодолевать льды толщиной до 1,8 м. Выстроенная компанией логистическая схема позволяет доставлять сырьё потребителям морским путём круглогодично. За год танкеры осуществляют более 200 рейсов от нефтеналивного терминала до Мурманска, большая часть отгрузок совершается в условиях сложной ледовой обстановки. Новым источником поставок по этому маршруту должны стать активы в южной части полуострова Ямал. В 2018 г. компании выданы лицензии на геологическое изучение Южно-Новопортовского и Сурового лицензионных участков.

Будущее за ачимовкой

В 2017 г. «Газпром нефть» смогла провести оценку добычного потенциала ачимовских залежей Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения «Газпрома». Сегодня это один из крупнейших проектов по объёму геологических запасов нефти (более 1 млрд т), на котором работает «Газпром нефть».

Проект «Ямбург» – флагманский для программы освоения ачимовской свиты. В 2019 г. здесь планируется провести полный комплекс опытно-промышленных работ, включая бурение технологически сложных горизонтальных скважин.

«Газпром нефть»

Ещё в 2016 г. была введена в эксплуатацию первая очередь Восточно-Мессояхского нефтегазоконденсатного месторождения. Этот проект станет одним из основных драйверов развития добычи в 2019 г. В следующем году начинается полномасштабная реализация второй фазы разработки Восточно-Мессояхского месторождения, предполагающая освоение ачимовских отложений. К 2021 г. добыча должна выйти на уровень около 2 млн т н. э. в год. В дальнейшем компания надеется на прирост производства на Западно-Мессояхском лицензионном участке. В 2018 г. там была открыта залежь с извлекаемыми запасами в 26 млн т.

«Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» в 2019 г. начинает реализацию проекта по освоению Отдалённой группы месторождений. В неё входят Чатылькинское, Западно-Чатылькинское, Холмистое, Воргенское, Равнинное и Южно-Удмуртское месторождения в Красноселькупском и Пуровском районах ЯНАО. Их извлекаемые запасы достигают 46,5 млн т. Проект реализуется в несколько фаз, первая из которых будет введена в эксплуатацию в 2019 г. На Чатылькинском, Западно-Чатылькинском, Холмистом, Воргенском лицензионных участках добыча уже началась. На ближайшие три года запланированы ГРР на Северо-Воргенском, Чатылькинском и Южно-Удмуртском ЛУ.

Для «Газпромнефть-Хантоса» новой точкой роста может стать месторождение им. Александра Жагрина, открытое в 2017 г. на Западно-Зимнем лицензионном участке в Кондинском районе ХМАО. Добыча здесь начнётся уже в будущем году, но параллельно будет продолжаться геологоразведка: до конца 2019 г. запланировано бурение семи скважин и выполнение 3D-сейсмики.

В мае нынешнего года предприятие «Газпромнефть-Оренбург» получило право пользования недрами Новозаринского месторождения с геологическими запасами более 11 млн т. Оно было открыто в 2017-м на Уранском лицензионном участке. Ранее, в 2016 г., здесь было открыто Новосамарское месторождение, которое также выделено в самостоятельный лицензионный участок для разведки и добычи углеводородного сырья.

Осенью 2018 г. «Газпром нефть» приобрела компанию «Энерком», владеющую лицензией на изучение, разведку и добычу углеводородов в Ташлинском районе Оренбургской области. Проект, получивший имя «Гагарин», включает Солнечный лицензионный участок, который характеризуется низкой степенью изученности. Его начальные геологические запасы оцениваются на уровне 0,742 млн т.

По информации первого заместителя генерального директора «Газпром нефти», руководителя блока разведки и добычи Вадима Яковлева, компания реализует ещё целый ряд перспективных проектов: осваивает оторочки Ен-Яхинского месторождения, Песцовое и Тазовское месторождения, ачимовские залежи Северо-Самбурского лицензионного участка.

Предполагается, что Ен-Яхинское и Песцовое месторождения дадут около 1 млн т нефти в год. Вместе с Северо-Самбургским добыча достигнет 2–2,5 млн т в год. Общую инфраструктуру для трёх месторождений планируется запустить к 2022 г., а масштабное бурение начнётся здесь в зимний сезон 2019–2020 гг.

Что касается зарубежных проектов, то здесь особую роль играет Ближний Восток, в частности Ирак, где ведётся освоение месторождения Бадра, а также активов на территории Иракского Курдистана. В 2018 г. компания рассчитывает выйти на Бадре на полку добычи в 80 тыс. барр./сут, хотя ранее планировала извлекать на этом активе до 170 тыс. барр./сут. На месторождении Саркала в Курдистане «Газпром нефть» планирует в ближайшее время увеличить добычу с текущих 28 тыс. до 35 тыс. барр./сут.

Каспийский прорыв «ЛУКОЙЛа»

В 2018 г. «ЛУКОЙЛ» принял окончательное инвестиционное решение по разработке Ракушечного месторождения. Оно станет третьим активом, осваиваемым компанией на Каспии, вместе с уже действующими месторождениям им. Юрия Корчагина и Владимира Филановского. Всего же эта ВИНК открыла в акватории Каспийского моря 10 месторождений с суммарными извлекаемыми запасами углеводородного сырья 7 млрд баррелей н.э.

Начало промышленной добычи нефти на Ракушечном месторождении запланировано на 2023 г. Ожидаемая полка производства – 1,2 млн т в год. Ракушечное открыто в 2001 г. в 160 км от порта города Астрахани, в 100 км от западного побережья и в 8,5 км от месторождения им. В. Филановского. Глубина моря в районе месторождения составляет от 5 до 8 м. Начальные извлекаемые запасы – 39 млн т нефти и около 33 млрд м^3 газа.

Близость к действующим активам компании позволила оптимизировать проект обустройства Ракушечного месторождения за счёт использования существующей инфраструктуры. Объекты обустройства данного месторождения включают ледостойкую стационарную платформу и платформу жилого модуля, соединённые переходной галереей. Они будут построены российским подрядчиком на судоверфях Астраханской области. Продукцию Ракушечного месторождения планируется направлять для подготовки на центральную технологическую платформу месторождения им. В. Филановского и далее через систему Каспийкого трубопроводного консорциума на экспорт.

В этом году «ЛУКОЙЛ» также начал вторую очередь освоения месторождения им. Юрия Корчагина. Она нацелена на вовлечение в разработку ресурсов его восточной части. Данное месторождение – первое открытие «ЛУКОЙЛа» в Северо-Каспийской нефтегазоносной провинции, оно было введено в эксплуатацию в 2010 г. Накопленная добыча на месторождении превысила 8,6 млн т. В середине ноября компания пробурила вторую добывающую скважину на блок-кондукторе месторождения с начальным дебитом около 600 т в сутки. Ведётся бурение третьей добывающей скважины.

В октябре текущего года на месторождении им. Владимира Филановского в рамках второй очереди «ЛУКОЙЛ» запустил в эксплуатацию пятую скважину с начальным дебитом более 3,3 тыс. т в сутки. Это месторождение с начальными извлекаемыми запасами 129 млн т нефти и 30 млрд м^3 газа введено в эксплуатацию в 2016 г. Накопленная добыча к середине осени 2018 г. превысила 10 млн т. Со второго квартала 2018 г. производство вышло на проектный уровень – 6 млн т в год.

Компания уже сообщала о бурении шестой добывающей скважины в рамках второй очереди освоения актива, а также о работах по обустройству третьей очереди. В августе в Каспийском море установлено опорное основание блок-кондуктора. Монтаж верхнего строения и ввод в эксплуатацию блок-кондуктора запланированы на 2019 г.

Ставки «Роснефти»

Доля «Роснефти» в добыче «чёрного золота» в РФ по итогам 2017 г. составила около 41%, а в мировом масштабе – свыше 5%. Производство жидких углеводородов равнялось 225,5 млн т, а к 2022 г. компания рассчитывает выйти на уровень в 250 млн т в год. Стратегическим зарубежным партнёрам (BP, Катарскому фонду и Glencore) на сегодняшний день принадлежит порядка 40% в российской компании.

По словам главы «Роснефти» Игоря Сечина, компания в период 2014–2017 гг., обладая обширной ресурсной базой и конкурентоспособными затратами на добычу, продолжала активно инвестировать в разведку и добычу. Её капиталовложения выросли на 50%, с 9,2 млрд долларов в 2014 г. до 13,7 млрд в 2017-м. В ближайшие полтора года компания запускает семь новых проектов мирового класса в сфере upstream.

Стратегия ВИНК основана на инвестициях в крупные зарубежные проекты. Так, совместно с Eni и BP реализуется газовый проект Зохр на шельфе Египта. С ExxonMobil после урегулирования конфликта по «Сахалину-1» «Роснефть» надеется продолжить совместные проекты на шельфе Мозамбика.

В России данная ВИНК активно развивает добычу в рамках проектов Таас-Юрях и Ермак в партнёрстве с BP. Норвежская Equinor работает с «Роснефтью» над изучением запасов углеводородов доманиковых отложении в Самарской области. Кроме того, они занимаются разработкой Северо-Комсомольского месторождения в ЯНАО, двух шельфовых объектов в Западной Арктике и Охотском море, а также шельфового лицензионного участка в Норвегии.

В разработке Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения принимает участие Beijing Gas. Совместно с китайской Sinopec ведётся подготовка к освоению Северо-Венинского газоконденсатного месторождения (проект «Сахалин-3»).

Консорциум индийских компаний вошёл в акционерный капитал Ванкорского месторождения и проекта Таас-Юрях.

Рост добычи в компании в третьем квартале обеспечен благодаря восстановлению производства на ряде зрелых активов («Няганьнефтегаз», «Варьеганнефтегаз», «Пурнефтегаз», «Оренбургнефть»). ВИНК ставит новые отраслевые рекорды. Так, суточная добыча в компании «РН-Юганскнефтегаз» превысила 1,45 млн баррелей. Это самый высокий показатель предприятия в новейшей истории России, его удалось достичь благодаря масштабному применению инновационных технологии, а также внедрению собственных научных разработок в сфере бурения. Кроме того, проходка «Роснефти» в эксплуатационном бурении достигла 56,708 км в сутки.

За счёт высоких темпов разработки накопленная добыча на Кондинском месторождении (Эргинский кластер) менее чем за год превысила 1 млн т, а среднесуточное производство в третьем квартале составило более 5 тыс. т.

За январь – сентябрь 2018 г. рост добычи зафиксирован как в Западной, так и Восточной Сибири (+100 тыс. барр./сут, или +1,7%). Этот результат достигнут за счёт увеличения производства в «РН-Юганскнефтегаз» и реализации новых проектов. Добыча на Сузунском, Восточно-Мессояхском, Юрубчено-Тохомском и Кондинском месторождениях составила более 200 тыс. барр./сут. ■

XVI 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

РЕКЛАМА

Энергетика на фоне ураганов

Каковы погодно-климатические и природоохранные уроки 2018-го для глобального ТЭК?

Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук

Весной нынешнего года мэр Нью-Йорка Билл де Блазио подал в суд сразу на три нефтегазовых гиганта – ExxonMobil, Chevron и ConocoPhillips – за алчную экономию на борьбе с глобальным потеплением, которое приводит к тяжёлым последствиям: парниковому эффекту, ураганам (стали круглогодичными), снежным заносам даже весной и сравнимым с цунами ударам «взбесившейся» Атлантики… Но вот наступила осень – Манхэттен вновь парализован арктической пургой, сугробами и снежной кашей. Теперь уже сам город готов судиться с несправившимся мэром. И эволюция настроений миллионов ньюйоркцев показательна – центр мирового бизнеса стал бурлящим котлом недовольства. Всё больше людей замечают: с климатом происходит что-то неладное. И вероятно – как считают в США – к этому причастен углеводородный ТЭК. Это похоже на паранойю, но дезориентированные ньюйоркцы обвиняют топливный бизнес даже… в гуляющих над небоскребами столбах торнадо. Раньше их никогда там не видели.

Солнечный удар

Четвёртый выпуск «Национальной оценки климатических изменений в США» (NCA 4) – это серьёзный, всесторонне продуманный документ, совместно изданный 13 американскими министерствами и ведомствами по итогам наблюдений за последние четыре года. В нём проанализировано воздействие природных бедствий, вызванных глобальным потеплением – от страшных, испепеляющих всё на своем пути калифорнийских пожаров до засухи на полях Айовы. Доклад, как пишет авторитетный журнал The National Geographic, не только призвал к *«значительным и устойчивым сокращениям»* парникового эффекта. В тексте есть и надежда: тяжёлых экологических последствий можно избежать. Для этого нужно чётко представлять себе, чего именно следует опасаться различным регионам страны в долгосрочной перспективе. Так, в Чарльстоне (Южная Каролина), где в 2014 г. было зарегистрировано 11 вызванных морскими приливами наводнений, в 2045-м их будет уже свыше 180! А в аграрном поясе США (The Southern Great

Plains) жара к концу века станет такой, что ежегодные потери сельского хозяйства составят миллиарды долларов. Преждевременных смертей будет насчитываться сотни! Причём повинен в этом и многом другом главным образом – парниковый эффект.

«Без наших по-хорошему агрессивных действий по контролю над углеводородными выбросами изменение климата способно погрузить мировую экономику, социальные структуры, да и сами природные ресурсы Земли в хаос уже к 2030 г.», – выносит вердикт коллектива экспертов ООН (International Panel on Climate Change).

Действительно, тревожные факты налицо. Минувший май стал самым жарким в истории США, июнь – третьим наиболее знойным июнем за время наблюдений. А в Японии умерли от жары 86 человек.

Погодная «сковородка» накалилась и на рубежах Сахары. Так, в июле в Алжире, в районе нефтепромыслов, температура перевалила за 50 ^{0}С. *«Выдержать всю смену у раскалённых крекинговых установок мы в тот день никак не могли,* – жалуется один из сотрудников тамошнего НПЗ. – *Работать стало невозможно. Это был ад»*. И нефтяники, и местные жители повторяли одно и то же: такого зноя никто из них не припомнит.

И даже за Полярным кругом было теплее, чем обычно. В Норвегии из-за невероятно жаркого лета даже запретили привычные барбекю. Ведь малейшая искра, упав на траву, грозила перерасти в стену пламени. Тем не менее к 19 июля системой гражданской обороны было зафиксировано свыше 1550 лесных пожаров – больше, чем прежде бывало на юге этой скандинавской страны за целый год.

Север Европы, как пишет The New York Times, *«разогрелся вдвое сильнее, чем до вмешательства человека в судьбы кладовых сырья, что и вызвало эти изменения климата»*. Таким образом, 2018 г. стал, по оценке заместителя главы Всемирной метеорологической организации Елены Манаенковой, одним из самых жарких. *«Глобальное потепление выглядит уже не как будущий сценарий, всё это происходит уже сейчас»*, – подытоживает она.

Энергосистемы трещат по швам

Да, минувшее лето и впрямь стало кошмарным не только для населения различных регионов мира. Оно ударило и по европейской энергосистеме. Плавились электрокабели, тлели торфяники, покрывались трещинами лопасти ветровых генераторов. Даже наиболее продвинутые в сфере ветровой энергетики страны Старого Света – Испания и Дания – вынуждены были то и дело останавливать свои многочисленные «ветряные фермы», в том числе на Балтике и в Бискайском заливе.

Швеция отключила часть перегретых атомных реакторов, а Франция вовсе отменила реализацию программы сооружения и модернизации АЭС. Видимо, именно на это решение Парижа намекнул Владимир Путин, упомянув об остановке ряда национальных планов развития ядерной энергетики в выступлении на открытии Российской энергетической недели в Москве.

Ну а в США никто не запрещает расширять сеть АЭС, однако мало кто хочет их строить. В стране сооружаются всего два реактора – на АЭС Vogtle в Джорджии. Но расходы постоянно растут и смета проекта разбухла за десять лет с 9,5 до 27 млрд долларов! Отсюда – задержки в строительстве. А тем временем оба потенциальных потребителя атомной энергии, выступающие инвесторами данного проекта, отказываются в будущем покупать дорогое электричество.

Зато в топливной политике бушует антиэкологичный трампизм, стимулирующий не альтернативный, а старый ТЭК – традиционные ТЭС (многие из них на угле), не имеющие лимитов на атмосферные выбросы.

Политика Трампа в 2018 г. подстегнула экономию горючего в США. Как же так? Ведь республиканская администрация выступает за дальнейшее развитие «сланцевой революции» и, как следствие, ей выгодно «топливное расточительство». Ещё пару лет назад, при Бараке Обаме, за баранку заводских и офисных автомобилей садились – за скромную зарплату – перебравшиеся в США латиноамериканцы. Но теперь «война» Белого дома с нелегальной иммиграцией (вплоть до приказа открывать огонь на поражение в экстренных случаях) привела к возникновению 15 тыс. вакансий. *«И не ждите,* – предупреждает The Wall Street Journal, – *что положение улучшится без роста иммиграции. А пока полезным ответом со стороны Вашингтона было бы следующее: осовременить ограничения 1982 г., заставившие в ту далекую пору перейти к более эффективным перевозкам по дорогам Америки»*.

Сказано – сделано. Регионы, страдающие от нехватки водителей, один за другим разрешают (впервые за многие годы) возить товары не одинарными, а сдвоенными грузовиками, то есть фурами с прицепами. «Тандемы на колёсах» экономят как минимум 18% топлива и зарплат в крупнейшей экономике мира.

Но это лишь один из путей решения проблемы. А в целом в США всё еще правит бал топливная роскошь. Крупнейшие автостроительные корпорации США настолько привыкли к дешёвому горючему и массовым продажам своих машин, что направили собственных менеджеров с протестами к самому Трампу в начале его правления. Со скорбным видом главы компаний жаловались президенту, что взятые в 2011 г. природоохранные обязательства отрасли невыполнимы. Чтобы сэкономить какие-нибудь пол-литра бензина на сотню миль, надо затратить тысячи долларов на внедрение суперматериалов такого «космического качества», что мало кто станет покупать подобные автомобили. Следовательно, придётся уволить огромное число работников автозаводов – как минимум, один миллион! Трагедия обезлюдевшего Детройта повторится в разных уголках Америки.

Услышав об этом, Трамп ужаснулся. Ведь его девиз – возрождение массовой занятости, а не наоборот. Но и это ещё не конец сюжета, поскольку богатая и наиболее продвинутая в экологическом смысле Калифорния, а также последовавшие за ней 19 благополучных прогрессивных штатов упорно выполняют жёсткие обамовские стандарты минимальных атмосферных выбросов. И в правовом отношении складывается довольно опасная ситуация. Создаётся конфликтный прецедент одновременной жизни двух частей страны по разным законам. Пока это расхождение касается лишь нормативов расходования бензина и дизеля. Но кто знает, что будет дальше.

Электромобиль набирает скорость

Завершающийся год наверняка войдёт в историю ещё и как год перелома на мировом рынке электромобилей. Остановка государственного дотирования приобретения электрокаров в Китае не смогла остановить рост парка таких машин.

В конце года гендиректор компании Tesla Илон Маск презентовал новый базовый образец электромобиля – Model 3. Вынужденно повысив цену такого автомобиля до 50–55 тыс. долларов, компания, тем не менее, обеспечивает себе неплохой задел на ближайшее будущее. Она в основном принимает заказы на улучшенные, снабжённые всякого рода технологическими новинками и спецэф-

фектами версии всё той же Model 3. Понятно, что обходятся они дороже базовой комплектации и пойдут в розницу по «кусающимся» ценам – до 80 тыс. долларов. Но это позволит снизить задолженность Tesla , укрепить её финансовую базу и в первой половине 2019 г. сделать инвестиции в производство уже дешёвого типа электрокара. А там можно будет подумать и о выпуске упрощённой трёхдверной (включая крышку багажника) модели ценой 33 тыс. долларов.

«Раньше, чем ожидалось, удалось получить первые, хотя пока скромные прибыли», – говорит Хэмиш Чемберлен, фондовый менеджер Janus Henderson Investors, акционера корпорации Tesla. По словам эксперта, к новому году маржа пионера электромобильного бизнеса возрастёт благодаря планам по выпуску Model 3 на 20%. Во втором квартале 2019 г. по сравнению с первым кварталом, по словам И. Маска, возможно, удастся увеличить прибыль на 25%. Создатели электрокаров не хотят возвращаться к практике прошлых лет, когда пришлось брать в долг 19 млрд долларов ради развития мало кому понятной подотрасли. Впрочем, как предрекает Goldman Sachs, занять дополнительные 10 млрд долларов в ближайшие месяцы всё же придётся.

Чтобы выйти на столь амбициозные финансовые рубежи, уже в 2020 г. следует выпустить 1 млн электромобилей. Каким же образом можно этого добиться? Во что бы то ни стало нужно по-настоящему выйти на ведущий рынок мира – китайский. Но как это сделать, если США развязали торговую войну против Поднебесной и терзают её 40-процентными тарифами на импорт автомобилей? Надо в значительной степени превратить Tesla в китайский бренд! Иными словами, мегакорпорация Илона Маска затевает строительство большого предприятия в Шанхае стоимостью 2 млрд долларов. Средства намечается получить в виде льготных кредитов от китайских банков.

Солнечная энергетика наступает

Противостояние экологов и углеводородной энергетики стало важным политическим сюжетом уходящего года. Так, на юге Италии, в Апулии, конфликт вылился в массовую борьбу населения с властями под лозунгом «Защитим солнечные курорты от трубопровода TANAP с газом из Азербайджана»!

Нет, местные жители совсем не против того, чтобы каспийский газ поступал на

Апеннины с севера, из Австрии. Но сооружение морского трубопровода не только заставит срубить 1600 оливковых деревьев на берегу, но и отпугнёт туристов, лишив работы тысячи земляков. Эти опасения разделили политические партии, пришедшие к власти в Риме во многом благодаря поддержке отсталого юга страны.

Однако политические реалии (Италия балансирует на грани разрыва с ЕС и прощания с зоной евро) заставляют Рим быть покладистее по отношению к поставкам углеводородов из Закавказья. К тому же улетучились надежды на то, что на другом берегу Адриатики, в Греции, вскоре появится дополнительные объёмы газа из России, поставляемые по второй ветке «Турецкого потока». Как выясняется, Греция вряд ли станет транзитной зоной для этой трассы. Российский газ пойдёт с Босфора в Болгарию, Сербию и Венгрию. Так что даже радикальные экологи в Италии вынуждены признать важность поставок с Каспия.

Между тем, уходящий год стал периодом триумфального наступления солнечной энергетики. И опять-таки в роли ускорителя и стимулятора этого процесса выступили климатические перемены. Это относится в том числе и к Италии. Так, расположенный на Сицилии завод ENEL по производству панелей для солнечных батарей просто не справлялся со свалившимися на него заказами… Этот факт важен ещё и в связи с тем, что Европа по-прежнему отстаёт в сфере производства солнечных панелей от мирового лидера в данной сфере – Китая. По оценкам экспертов GTM Research, 65% панелей производятся в самой КНР, ещё 10% китайцы выпускают в регионе ЮВА. А на Старый Свет приходится всего 10%.

Но у Европы есть шанс обогнать Поднебесную по производству и качеству данной продукции. Побороться за это определённо стоит: уже к 2015 г. себестоимость панелей по сравнению с уровнем десятилетней давности снизилась на 90% и продолжает падать. Это предрекает значительное расширение рынка.

«Овладение энергией солнца, – поясняет аналитик Bloomberg New Energy Finance Дженни Чейс, – *это не штучные разработки. Это нечто такое, что обходится вам дешевле при наличии массовой производственной базы»*.

«Унесённые ветром»

С одной стороны, мировая энергетика и впрямь понесла летом нынешнего года тяжёлые потери из-за невероятной жары и тайфунов. С другой стороны, сторонники альтернативного ТЭК не унывают и быстро исправляют собственные ошибки и технологические недочёты. Их не останавливают даже политические перемены – в частности то, что в ряде стран ставка вновь сделана на традиционное топливо. К примеру, команда Д. Трампа, выполняя заказ «нефтянки», хочет отменить с 2020 г. специальные налоговые льготы для ветровых генераторов. Но даже это не тормозит экспансию крупнейшего в мире производителя электроэнергии на основе ветра – датской корпорации Orsted. Уже располагая ветряками в Калифорнии, Нью-Джерси и Техасе, она смело проворачивает 580-миллионную сделку на приобретение американской Lincoln Clean Energy и при этом рассчитывает на прибыли!

Ввиду ускорения НТР себестоимость выработки возобновляемой энергии падает. Поэтому возникают трудности при продаже традиционных газовых турбин для ТЭС. Как отмечает The Financial Times, спрос на эту продукцию будет слабым ещё как минимум пару лет. В мире ввиду острой конкуренции осталось всего три крупных производителя парогазовых турбин – мощная, хотя и убыточная в последнее время корпорация General Electric (США), Siemens (Германия) и японская Mitsubishi Hitachi Power Systems (MHPS). Причём первый гигант в этом списке в 2018 г. уволил 12 тыс., а второй – 6900 работников.

Однако, как ни парадоксально, именно расширение альтернативной энергетики может дать новый импульс развитию газовой генерации. Ведь для ВИЭ характерна неустойчивость генерации – как в течение года, так и в рамках каждых суток. Иными словами, лопасти ветряков крутятся, когда есть ветер, а солнечные панели вырабатывают электроэнергию, пока светит солнце. И именно газ является самым эффективным резервным топливом на случай падения выработки энергии на объектах ВИЭ.

Но, чтобы окупиться в режиме такой периодической эксплуатации, газовые турбины должны стать более эффективными. Скажем, MHPS гордится новым поколением своих турбин класса J мощностью 330–400 мегаватт. «Фишка» же заключается в том, что они вращаются впятеро быстрее, чем предыдущие серии. То есть дают всего за одну минуту 50–100 мегаватт.

Джейми Уэбстер из Boston Consulting Group отмечает: *«Рынок для выработки электричества на основе сжигания газа ещё остаётся. Просто он, возможно, не будет таким привлекательным, как многие надеялись»*.

Татуировка на карте тундры

Уроки 2018 г. для нефтегазового сектора upstream, особенно в малодоступных зонах планеты, нельзя назвать однозначными. В чём-то нефтяники и газовики правильно и даже с пользой для экологии воспринимали эволюцию климата, а в чём-то, увы, игнорировали злободневные запросы.

Так, в американских водах Мексиканского залива ржавеют сотни буровых платформ, хозяева которых вовремя обанкротились во избежание расходов на демонтаж и эвакуацию громоздких конструкций. Нет уверенности и в том, что кем-то ведётся их мониторинг. Бушуют природоохранные споры и в отношении наземных кладовых, доступ к которым (после запретов Обамы) распахнут «Новой энергетической стратегией» Трампа. Прежде всего, такие тревоги бытуют на Аляске. Недавно геофизик Мэтт Нолан совершил облёт на небольшом самолёте заповедника Arctic National Wildlife Refuge, в недрах которого содержатся миллиарды баррелей нефти и кубометров газа. Уже сегодня, то есть до проведения каких-либо работ в интересах нефтегазового комплекса, огромные пространства как бы изрезаны идущими до горизонта клетками какой-то гигантской шахматной доски. Искусственно продавленные границы между этими клетками, как и извилистые диагонали природных ручьёв, сплетаются порой в таинственные рисунки.

«На заповедной низменности, – пишет The New York Times, – *эти рисунки десятилетиями могут оставаться нетронутыми, словно татуировки. Да, своеобразная “татуировка” на плоской доске, покрытой полярной флорой поверх вечной мерзлоты, причём всё это считается одним из самых девственных пейзажей во всей Северной Америке»*.

Границы искусственных квадратов – это… колеи от тяжёлого транспорта, исчертившего поверхность в процессе раздела территории на блоки под геологоразведку. К разведочным операциям, в том числе к бурению, можно переходить только зимой, чтобы меньше затронуть слой почвы над ледяным пластом, не лишая оленей и белых медведей среды обитания. *«Даже неглубокие колеи приводят к каскадной реакции,* – сетует Сью Натали, эколог из массачусетского Woods Hole Research Center. – *Почва проседает и увлажняется. Да и вода в течение летнего сезона несёт в себе тепло, так что земля оттаивает больше, проваливаясь ещё ниже. Влияние этого ощущается долго»*.

Каков же выход? Шире использовать специальный автотранспорт для завоза рабочих бригад, жилых модулей и топливных резервуаров. Но любые, даже современные машины вибрируют. Поэтому над заповедником в любом случае нависает опасность.

Итак, в поисках углеводородов человек всё бесцеремоннее вторгается в самые заповедные уголки планеты. А природа мстит не только экономике в целом, но и энергетике в частности. И 2018 г. стал в этом смысле поучительным. Участившиеся тайфуны, засухи и наводнения сбивают нефтяников с устойчивого ритма, сталкивая ТЭК с инвесторами и страховщиками. В уходящем году, после разрушительного урагана «Флоренс», американским энергетикам и потребителям топлива пришлось возместить 20-миллиардные убытки. Из-за штормов замерли экспортные угольные терминалы в портах Виргинии, и цены на антрацит взлетели на недосягаемую высоту. Необузданные ливни и ветры со скоростью 130 миль в час повредили старинный нефтепровод между Северной и Южной Каролиной. А следом по промыслам и НПЗ Мексиканского залива ударил ураган «Айзек». И это лишь отдельные фрагменты всё более тревожной мировой погодной хроники.

На катаклизмах лучше не экономить

Прошедший год показал, что правительства не только мало что могут противопоставить разгулявшейся стихии, но и склонны приуменьшать последствия природных катаклизмов. Так, после урагана «Мария», обрушившегося на остров Пуэрто-Рико, первоначально официально сообщалось о 64 погибших. Но потом независимые источники насчитали 1427 жертв! И эту цифру с унынием признал и Белый дом. Хотя, конечно, «поезд уже ушёл». Бессилие властей не помешало Дональду Трампу поставить федеральной администрации (фактически самому себе) высшую отметку за кризисный менеджмент.

Интересно, какую оценку даст себе Белый дом за тушение адских пожаров в Калифорнии? Которая, кстати, является крупным нефтегазоносным регионом. Но в любом случае властям придётся ответить гражданам, каковы же всё-таки судьбы 1200 пропавших без вести калифорнийцев, отмеченных в сводках от 18 ноября 2018 г. отдельно от 80 погибших…

Знакомый журналист из Закавказья со вздохом сказал мне: *«Жители Армении, уж поверь, до сих пор мало что знали бы о статистике жертв катастрофического землетрясения 1988 г. в Спитаке, если бы вокруг царили порядки Дональда Трампа. А, скажем, узбеки по сей день пребывали бы в неведении относительно истинных масштабов Ташкентской трагедии 1966-го. И почему же некоторые наши интеллектуалы и молодёжь забыли это, веря в экологическую ответственность заокеанских эмиссаров? Не дай бог, тряхнёт Армению по-настоящему – и кто придёт на помощь? Может быть, Вермонт или Оклахома? Куда скорее – Россия-матушка от Питера до Владивостока, как уже не раз бывало. В это ещё можно поверить»*. ■

KPMG

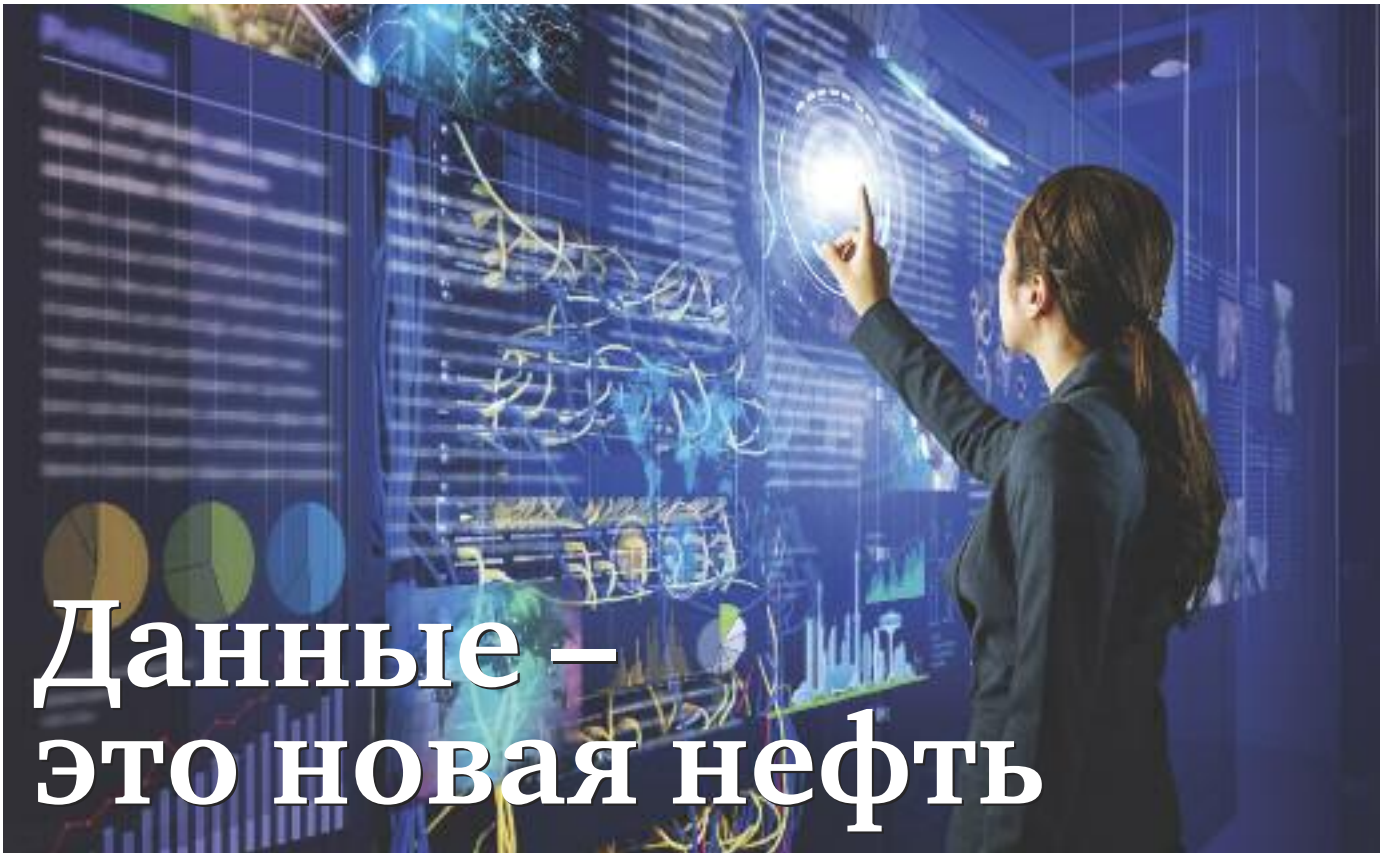
С Новым годом!

КПМГ желает всем работникам нефтегазовой отрасли профессиональных побед и воплощения в жизнь самых грандиозных планов.

Пусть 2019 год принесет вам стабильность и благополучие, удачу в делах и хорошее настроение!

РЕКЛАМА

© 2018 г. АО «КПМГ», компания, зарегистрированная в соответствии с законодательством Российской Федерации, член сети независимых фирм КПМГ, входящих в ассоциацию KPMG International Cooperative ("KPMG International"), зарегистрированную по законодательству Швейцарии. Все права защищены. KPMG и логотип KPMG являются зарегистрированными товарными знаками или товарными знаками ассоциации KPMG International.



Данные – это новая нефть

Управление данными как фундамент цифровой трансформации в нефтегазовой отрасли

www.kpmg.ru

Антон УСОВ,
партнёр, руководитель международной практики КПМГ по оказанию услуг компаниям нефтегазового сектора;
Алёна ДРОБЫШЕВСКАЯ,
руководитель направления «Умные технологии» КПМГ в России и СНГ

В последнее время огромное количество материалов в СМИ посвящено теме цифровой трансформации в нефтегазовой отрасли. Сегодня нам бы хотелось остановиться на одном из аспектов, который крайне важен для успеха инициатив в рамках программ цифровой трансформации, но роль и сложность которого зачастую недооценивают. Этот аспект – управление данными. В англоязычной литературе используется также термин Data Governance.

Если смотреть в суть программ и инициатив по цифровизации, то можно заметить, что в большинстве своём они подразумевают использование различных информационных систем. Внедрение в бизнес информационных технологий требует решения целого ряда задач, связанных с данными: их сбором, передачей, хранением, обеспечением доступа, обработкой, интерпретацией и защитой. Деятельность нефтяной компании связана с аккумулированием колоссального объёма разнородной информации о работе скважин и геологических особенностях пластов, о добыче полезных ископаемых, о переработке и транспортировке нефти и нефтепродуктов, функционировании оборудования, цепочках сбыта и, наконец, о работе АЗС. Цифры, показатели, информация становятся фундаментом, на котором строятся новые механизмы управления бизнесом.

Перечислим некоторые возможные проблемы с данными, которые могут возникнуть при внедрении в нефтяных компаниях ряда цифровых инициатив (хотя, безусловно, полный их перечень может быть значительно шире):

- отсутствует единая модель производственных данных;
- данные находятся в разных системах с разными мастер-данными, не проведена нормализация нормативно-справочной информации;
- отсутствуют коннекторы между разрозненными источниками, данные собираются из несвязанных систем вручную, теряется контекст;
- нет стандартного цифрового формата обмена инженерными данными и моделями;
- сложность поиска и получения доступа к буровым данным, отсутствие меток о нарушениях процесса бурения в исторических данных;
- реальные данные и данные инженерных симуляторов не объединены;
- отсутствует унифицированная модель данных для построения моделей 4D-сейсмики;
- неконсистентный формат данных истории поломок, используемых при построении систем предиктивных ТОиР;
- недостаточность данных при построении моделей машинного обучения из-за отсутствия целостной картины хра-

нения данных либо недостаточной историчности в их хранении.

Если систематизировать и категорировать возможные проблемы, то можно выделить следующие группы: отсутствие необходимых данных; проблема с их качеством; отсутствие согласованности и полноты данных; их недостоверность; нехватка историчных данных за значительный период. Кроме того, критичны такие факторы, как отсутствие ответственных за данные, которые могут оперативно дать ответ по наличию и качеству показателей, а также описанных и согласованных процессов управления данными.

Для решения задач, связанных с наличием и достоверностью информации, компании начинают запускать инициативы и программы по управлению данными. Управление данными, или Data Governance, представляет собой набор принципов, политик, стандартов, ролей, полномочий и процессов, которые необходимы для обеспечения эффективного управления информацией. Что включают данные инициативы?

Во-первых, создание стандартов и описаний движения информационных потоков данных.

Во-вторых, определение организационной структуры, ролей и обязанностей, необходимых для управления данными.

В-третьих, назначение специалистов, ответственных за данные. Важным аспектом является то, что специалисты, вовлеченные в процесс управления данными, должны понимать их бизнес-сущность. Например, ответственные за геологические данные обязаны обладать широкими компетенциями в области геологии и разработки месторождений, чтобы правильно оценивать корректность данных.

В-четвёртых, разработка инициатив и процедур по обеспечению достоверности данных. Информация, с которой сталкиваются менеджеры по работе с ними, часто не может быть сразу использована по разным причинам – из-за наличия разнородных ошибок, отсутствия информации в цифровом формате и прочего. Поэтому большие объёмы информации, «засоренные» непригодными данными, не полностью вовлекаются в процесс принятия решений и лежат мёртвым грузом.

В-пятых, обеспечение контроля качества данных, что позволяет решить задачу доверия к ним и к тем показателям бизнеса, которые строятся на их основе. Нередкой является ситуация, при которой компания запускает проект по вычистке данных, но он остаётся одноразовой процедурой и не перерастает в процесс по стандартному и непрерывному контролю, и со временем данные опять «замусориваются». Контроль качества должен стать стандартным и непрерывным процессом, который позволит обеспечить достоверность данных не только в конкретный момент, но и во времени. При выявлении проблем в данных необходимо исследовать, что стало их первопричиной, и исправлять ошибки в источниках. Из дополнительных аспектов, на которые стоит обратить внимание, можно отметить, что эта задача, понятная и привычная для сотрудников департаментов ИТ и управления данными, становится тяжёлой обузой для бизнес-пользователей, которые сталкиваются с необходимостью внедрять новые ИТ-системы и проверки. Необходимо внедрение политик и процедур управления данными, поскольку эти процедуры включают чёткое определение задач и активностей, которые бизнес должен выполнять для поддержания необходимого уровня качества.

В-шестых, процесс согласования данных между различными системами и источниками. При наличии большого числа взаимодействующих между собой баз данных и пользовательских интерфейсов встаёт вопрос выверки и верификации данных между различными системами для исключения противоречивой информации в источниках. Независимо от происхождения и типа ошибок их обнаружение и устранение является важнейшей задачей. На практике она решается путём добавления механизмов проверок, начиная от самых простых логических и заканчивая сложными алгоритмическими.

Ну и, наконец, в-седьмых, описание процедур и ответственных, что позволяет в том числе увеличить скорость, с которой данные проходят свой путь по информационным системам компании – от момента возникновения до момента принятия на их основе управленческих решений.

При разработке и внедрении процессов управления данными в компании желательно обратить внимание на следующие моменты:

- наиболее продуктивным является поэтапный подход к внедрению стратегии управления данными с привязкой к конкретным цифровым инициативам и задачам. Бизнесу необходимо понимать, ради чего изменения затеваются и какой конкретный и измеримый эффект они могут принести;
- требуется акцент на организационных изменениях в компании и человеческих ресурсах, необходимых для поддержания процесса управления данными;
- обязательно вовлечение бизнес-подразделений в процесс разработки концепции управления данными;
- управление данными – это непрерывный процесс, а не разовый проект с конечным результатом;
- необходимо провести точную оценку текущего уровня зрелости политик управления данными в компании.

Всё чаще можно встретить тезис, что данные – это новая нефть. Если это справедливо для любого бизнеса, то в нефтегазовой отрасли объединение традиционного багажа опыта, навыков и знаний с новыми инновационными решениями на базе современных информационных технологий способно обеспечить значительный синергетический эффект и сгенерировать значительные выгоды для бизнеса и новые бизнес-направления, построенные на основе данных. ■

Год под знаком СПГ

Бурное развитие индустрии сжиженного природного газа не является страховкой от возможного скорого заката этой отрасли

Мария КУТУЗОВА

По мнению аналитиков Международного энергетического агентства, проявившийся в последние годы тренд – формирование взаимосвязанного глобального газового рынка в результате роста торговли сжиженным природным газом – усиливает конкуренцию между поставщиками и меняет в странах-потребителях представления о том, как нужно управлять возможным дефицитом поставок. Быстрые изменения, происходящие на газовых рынках, требуют от отраслевого бизнеса небывалой гибкости, огромных инвестиций в создание инфраструктуры производства и поставок как трубопроводного, так и сжиженного природного газа, а также долгосрочного планирования, которое нуждается в постоянной корректировке. До 2040 г. МЭА одновременно прогнозирует как рост конкуренции на газовых рынках, так и усиление тренда на диверсификацию поставок.

Европейская газовая осень

Европа остаётся крупнейшим импортёром природного газа. По данным Международного энергетического агентства, спрос на «голубое топливо», достигнув пика в 2010 г. – 545 млрд м^3, прошёл четырёхлетний период падения. Однако с 2014 г. низкие цены на газ и рост спроса со стороны энергетики спровоцировали увеличение потребления на 4–7% в год. Приоритет в ЕС развитию ВИЭ может привести к замедлению этого прироста и постепенному снижению спроса к 2040 г. Тем не менее из-за падения добычи газа внутри Европы зависимость от импортных поставок будет нарастать. Согласно

Depositphotos

выводам МЭА, даже в случае заметного сокращения потребления в ЕС к концу прогнозируемого периода Россия будет обеспечивать примерно 37% импорта газа Евросоюзом, или 140 млрд м³ из 385 млрд м³. Однако это означает, что в ближайшие 22 года Российская Федерация, пройдя период рекордного роста поставок в европейском направлении, может столкнуться с обвалом экспорта газа в Европу по сравнению с современным уровнем примерно на 60 млрд м³ в год.

Wood Mackenzie считает благоприятными перспективы роста поставок СПГ в Европу, поскольку другие варианты импорта газа в европейские страны будут ограничены. Об этом рассказал аналитик компании Мюррей Дуглас, выступивший на Европейской осенней газовой конференции (European Autumn Gas Conference), прошедшей в начале ноября 2018 г. Падение внутреннего производства газа, а также необходимость сокращения выбросов углекислого газа в европейских странах обеспечат хорошие перспективы для импорта СПГ в этом направлении.

По словам М. Дугласа, Россия оказалась самым гибким поставщиком природного газа в европейские страны: в этом году её экспорт в данном направлении может достичь рекордного уровня – порядка 200 млрд м³, что обеспечит примерно 40% спроса на газ в Европе. Тем не менее РФ к 2022 г. столкнётся с ограниченными возможностями для роста экспорта, несмотря на планы по сооружению двух новых трубопроводов в Европу («Северный поток – 2» и «Турецкий поток» общей мощностью 87 млрд м³ в год). В частности, существуют узкие места в газопроводной системе стран-потребителей. В итоге к началу 2020-х поставки по сравнению с современным уровнем вырастут лишь на 30–35 млрд м³ в год, до 235 млрд м³.

Аналитик также прогнозирует увеличение спроса на импортируемый газ в Европе на фоне постепенного свёртывания мощностей атомной энергетики. Кроме того, Нидерланды отказываются от дальнейшей разработки крупнейшего европейского газового месторождения Гронинген из-за землетрясений, вызванных его эксплуатацией. В Европе набирают силу выступления с требованиями сократить вредные выбросы угольной энергетики. По мнению Wood Mackenzie, в следующем десятилетии в европейских странах тренды на полный запрет использования угля в электроэнергетике и переход на альтернативные источники при её выработке, скорее всего, достигнут своего апогея.

Но, несмотря на положительную динамику в сегменте возобновляемых источников энергии в ЕС, по мнению представителя Wood Mackenzie, потребление газа в Европе в перспективе будет выше 500 млрд м³ в год (по итогам 2017 г. оно составляло порядка 510 млрд м³), тогда как потребности в импорте вырастут к 2025 г. на 77 млрд м³ в год (что эквивалентно нынешнему потреблению в Германии). Это откроет путь на рынок сжиженному природному газу. Он, а также российский трубопроводный газ станут главными источниками для удовлетворения спроса на «голубое топливо» в Европе. Wood Mackenzie прогнозирует увеличение поставок СПГ в европейские страны на 64% в 2019 г., до 77 млн т (или 105 млрд м³ в год). В 2020 г. возможен дальнейший рост – ещё на 10 млн т. Тогда как в этом году импорт СПГ в Европу останется без изменений по сравнению с 2017 г. в связи с жёсткой конкуренцией со стороны Азии.

В 2018 г. Вашингтон оказывал значительное давление на Германию, заставляя её переориентироваться на американский СПГ вместо трубопроводного газа из России. Однако в январе – августе 2018 г., по информации Wood Mackenzie, поставки СПГ из США успешно вытеснялись из Европы российским сжиженным газом с нового арктического проекта на Ямале. Мюррей Дуглас считает «Ямал СПГ» и «Сахалин-1» одними из наиболее конкурентоспособных проектов в мире. Россия успешно управляет уже работающими СПГ-заводами, на подходе принятие решения по ещё одному проекту на Гыдане.

Вместе с тем, 2019 г. может оказаться одним из наиболее щедрых на принятие новых инвестиционных решений для новых проектов по сжижению природного газа и в мировом масштабе. Хотя до 2025 г. прогнозируется дефицит поставок СПГ примерно на уровне 65 млн т в год. Катар, Россия и Мозамбик будут основными источниками их роста.

Стимулы и сдерживающие факторы

На Европейской осенней газовой конференции также выступил Денис Королёв, выходец из российского «НОВАТЭКа», возглавляющий ныне торговую платформу LNG Octolng. *«Я сомневаюсь, что Европа обеспечит высокий спрос для новых поставщиков»*, – считает топ-менеджер. Королёв заявил об отсутствии гарантий того, что европейский спрос на газ останется выше 500 млрд м³ в год. Декарбонизация начинает давить и на газовую отрасль в Европе. Любое замедление европейской экономики сразу же негативно отразится на газовом рынке. В условиях падения спроса на газ у СПГ нет шансов на расширение рыночной доли, потому что «Газпром» будет «цепляться» за своё место на рынках европейских стран. *«Российский газ на самом деле довольно дешёвый, поэтому, если “Газпром” действительно захочет ценовой войны, он её легко выиграет»*, – отметил Королёв.

По мнению украинских властей, завершение строительства газопровода Nord Stream 2 приведёт к «масштабному вторжению» России на территорию Украины. Об этом в Берлине заявила заместитель министра иностранных дел страны Олена Зеркал. По её словам, газотранспортная система Украины – единственное, что препятствует полномасштабному вторжению России. Пока Москва нуждается в украинской газопроводной системе, по которой европейским потребителям поставляется примерно 93 млрд м³ газа, что составляет почти половину экспорта РФ в этом направлении. *«Мы считаем, если у них будет*

«Газпром»

другая возможность поставлять газ в Европу и иметь такой же масштаб доходов, они в состоянии начать полномасштабное вторжение», – заявила Зеркал.

Поль Коркоран, представлявший на конференции компанию Nord Stream, отверг обвинения украинской стороны. По его мнению, российские газопроводы являются чисто коммерческими предприятиями, которые помогают повышать энергетическую безопасность Европы, обеспечивая потребителей газом по самым низким ценам. Согласно его прогнозам, до 2035 г. добыча газа в Европе будет сокращаться в среднем на 3% в год, что приведёт к недостатку поставок – примерно 120 млрд м^3 в год.

«Европе нужно больше газопроводов: чем больше у вас мощностей, тем лучше безопасность поставок», – заявил Коркоран. «Северный поток – 2» добавит ещё 55 млрд м^3 газа в год, а «Турецкий поток» обеспечит поставки 32 млрд м^3 в год через территорию Турции. По словам топ-менеджера, Европа не может позволить себе рассчитывать на СПГ для удовлетворения потребностей в импорте, поскольку европейским странам нужны стабильные цены и они не должны полагаться на «капризы» рынка сжиженного газа. Ведь цены на СПГ на азиатском рынке на 30–50% выше…

Сейчас в европейских странах созданы мощности по регазификации СПГ на 200 млрд м^3 в год, но они не востребованы на 75%, так как трубопроводный газ дешевле.

Сейчас в европейских странах созданы мощности по регазификации СПГ на 200 млрд м^3 в год, но они не востребованы на 75%, так как трубопроводный газ дешевле. Как сообщил топ-менеджер, запуск «Северного потока – 2» запланирован уже на следующий год.

Согласно заявлениям европейских официальных лиц, украинский транзит в период до 2023 г. должен остаться на неизменном уровне – примерно 90 млрд м^3 в год. Однако ранее «Газпром» называл другие сроки – 2021–2022 гг. Сейчас, в преддверии президентских и парламентских выборов на Украине, предстоящих соответственно в марте и октябре 2019 г., представители российской компании предпочитают не раскрывать свох планов на этот счёт.

В свою очередь, Эндрю Уокер, вице-президент американской компании Cheniere Energy (главный поставщик американского СПГ на мировые рынки), по-прежнему уверен, что в Европе будет продолжаться рост спроса на сжиженный природный газ. Европейские страны, по его мнению, сыграют роль балансирующего фактора на рынке, а прирост спроса в Старом Свете поможет сократить избыток предложения СПГ, прогнозируемый на ближайшие годы. *«Если цена на газ будет достаточно низкой, люди захотят его купить»*, – считает Уокер.

Приросту потребления сжиженного газа в европейских странах, по мнению выступавших, до сих пор мешает Китай. Спрос на СПГ в КНР подскочил в прошлом году в два раза, до 38 млн т. Это привело к тому, что китайский рынок «проглотил» большую часть нового предложения данного энергоресурса. Страна по итогам 2017 г. уже вышла на второе место в мире по потреблению СПГ, уступив по этому показателю только Японии. А в текущем году прирост спроса на сжиженный газ в Поднебесной достиг 50%.

По информации Wood Mackenzie, в прошлом году власти КНР перевели 4 млн домашних хозяйств с угля на газ, и ещё 2 млн должны пройти через это ближайшей зимой. Такой прирост спроса отражается на всех мировых рынках газа: если в Китае холодно или жарко, это влечёт увеличение потребления энергии и ведёт к беспрецедентному уровню волатильности цен.

Однако осень нынешнего года многое поменяла на рынках СПГ. Дефицит газовозов привёл к росту стоимости транспортировки сжиженного газа, косвенно поддерживая увеличение поставок на европейские рынки (из-за более короткого транспортного плеча). По словам Пьеро Эрколи, топ-менеджера компании Eni, у происходящих изменений на рынках СПГ потрясающая скорость. В середине осени премия поставок в АТР по сравнению с Европой за пару недель сократилась в два раза – более чем до двух долларов за 1 млн британских тепловых единиц. Рост поставок СПГ в европейские страны этой зимой произойдёт за счёт снижения объёмов, отправляемых на удалённые от экспортных терминалов рынки (пусть и с высокими ценами на газ).

Нехватка газовозов по-прежнему останется одним из главных сдерживающих факторов для дальнейшего наращивания поставок СПГ в мире. Строительство нового флота, как правило, связано с долгосрочными контрактами на поставку сжиженного природного газа, а сроки создания одного судна составляют примерно два года. Рынок может решить эту проблему лишь при условии наличия достаточных стимулов для инвестиций в этот сегмент.

Нехватка газовозов по-прежнему останется одним из главных сдерживающих факторов для дальнейшего наращивания поставок СПГ в мире. Строительство нового флота, как правило, связано с долгосрочными контрактами на поставку сжиженного природного газа, а сроки создания одного судна составляют примерно два года.

Американский СПГ: рост и экспортные стратегии

В последнюю неделю октября из США отправлено 7 газовозов с сжиженным природным газом. Из них пять танкеров были отгружены на терминале Sabine Pass компании Cheniere Energy в Луизиане, а ещё два – на терминале Cove Point (мощностью 5,25 млн т в год) компании Dominion в Мэриленде.

В середине ноября начались поставки со второго СПГ-терминала Cheniere – Corpus Christi в Техасе. Вводимые мощности первой и второй линий нового проекта составляют по 4,5 млн т в год каждая. Одобрена к реализации третья линия, планируется строительство четвёртой и пятой. В результате производственный потенциал проекта в перспективе достигнет 22,5 млн т СПГ в год. Кроме того, до конца текущего года Cheniere Energy собирается ввести в эксплуатацию пятую линию по сжижению природного газа на Sabine Pass (мощность терминала достигнет 22,5 млн т в год). Окончательное инвестиционное решение по шестой линии на данном терминале Cheniere собирается принять в начале следующего года. Таким образом, к концу 2018-го производственные мощности трёх действующих терминалов в США должны превысить 36 млн т в год. Однако Cheniere Energy удавалось выпускать на терминале Sabine Pass более 5 млн т в год (при проектной мощности в 4,5 млн т), поэтому общий показатель может быть выше.

Одним из главных событий 2019 г. станет запуск первой фазы (три линии) проекта Cameron LNG компании Sempra Energy в Луизиане. Его экспортный потенциал составляет 12 млн т СПГ в год. Американскими властями уже одобрена вторая фаза проекта – ещё две линии по сжижению газа.

В ближайшее время также ожидается старт проектов Elba Island компании Kinder Morgan в Джорджии (в течение 2019 г. намечено запустить в эксплуатацию 10 линий общей мощностью 2,5 млн т в год) и Freeport в Техасе (три линии, 15 млн т, ввод в эксплуатацию в 2019 г. – втором квартале 2020 г.). Планируется строительство четвёртой линии Freeport, что увеличит мощности проекта до 20 млн т в год.

Потребности новых проектов в сырье уже вывели добычу природного газа в США в августе нынешнего года на рекордный для страны уровень – более 102,5 млрд ф^3 (2,9 млрд м^3) в сутки. Эти показатели опережают все ранее озвученные прогнозы. По сравнению с августом 2017 г. газодобыча в Соединённых Штатах выросла на 14,3%. Если страна сможет сохранить такие темпы, производство газа превысит 1 трлн м^3 в год. Напомним, в России в 2017 г. было произведено 690,5 млрд м^3 газа. В результате "сланцевой революции" Соединённые Штаты ещё в 2009 г. обогнали РФ по объёмам извлечения газа. Однако большая часть добываемого в США «голубого топлива» ранее шла на внутреннее потребление, а также поставлялась по трубопроводам в Мексику и Канаду.

Экспорт американского СПГ стартовал в феврале 2016 г., с тех пор на международные рынки отправлено 1,5 трлн ф3 (42 млрд м^3) газа. Управление энергетической информации (EIA) США насчитало 30 направлений экспортных поставок американского СПГ. По данным Reuters, сейчас на этапе строительства находятся мощности по производству порядка 50 млн т СПГ в год, что вместе с существующим потенциалом обеспечит США место в тройке лидеров на рынке сжиженного природного газа на долгие годы. По данным S&P Global Platts, реализация порядка 12 новых проектов, одобренных властями страны, вызовет ещё одну волну американского СПГ, которая хлынет на рынок в 2020-х.

Польская компания PGNiG уже подписала долгосрочный договор с американской Cheniere Energy на покупку сжиженного природного газа. Напомним, что Польша является одной из европейских стран, выступающей за диверсификацию газовых поставок и снижение зависимости от российского импорта. Согласно подписанному контракту, PGNiG получит 29,52 млн т СПГ, или примерно 39,72 млрд м^3 газа, с

2019-го и до 2042 г. Американская Cheniere со своих терминалов Sabine Pass и Corpus Christi на условиях DES (delivery ex-ship) поставит на польский регазификационный терминал Swinoujscie 0,52 млн т СПГ в 2019–2022 гг., а затем, в 2023–2042 гг., будет отправлять туда 1,45 млн т сжиженного газа в год.

В октябре нынешнего года Польша также заключила контракты с американскими фирмами Venture Global Calcasieu Pass и Venture Global Plaquemines на поставки на условиях FOB 2,7 млрд м^3 газа в год в течение 20-летнего периода, начиная с 2022 г. Поляки не раскрывают финансовых условий заключённых сделок. По словам главы PGNiG Петра Возняка, Соединённые Штаты предложили газ на 20–30% дешевле, чем у «Газпрома». *«Быстрое развитие рынка СПГ позволяет нам выбирать лучшие предложения... Цена на газ в этом контракте является конкурентоспособной»*, – заявил Возняк, добавив, что его компания работает ещё над двумя сделками по закупке сжиженного газа.

В начале ноября Польшу посетил министр энергетики США Рик Перри. Он совершал турне по странам Восточной Европы, уговаривая правительства этих государств отказаться от закупок газа и угля из России. По данным Reuters, Польша потребляет в настоящее время около 17 млрд м^3 газа в год. Большая часть данного объёма поставляется «Газпромом» по долгосрочному контракту, срок которого истекает в 2022 г. Польские власти утверждают, что слишком много платят российской компании. Несмотря на такие заявления и высказываемое недовольство со стороны поляков, не так давно «Газпром» сообщил о росте поставок газа из РФ в Польшу на 10%. В прошлом году поляки импортировали 15,7 млрд м^3, в том числе около 10,32 млрд м^3 газа из РФ. Новые сделки с американскими компаниями обеспечили поставку с 2022 г. 4,65 млрд м^3 СПГ в год, что составляет менее половины текущего экспорта «Газпрома» в эту страну.

В 2017 г. в Польшу пришло 13 газовозов с СПГ, в первой половине нынешнего года объёмы поставок выросли на 50%, а в следующем году поляки рассчитывают принять 28 газовозов. Ещё одной возможностью диверсификации поставок газа станет строительство магистрали Baltic Pipe, которая соединит Польшу с газопроводной системой Дании и с месторождениями газа на шельфе Норвегии. Мощность газопровода составит 10 млрд м^3 в год, его строительство планируется закончить к 2022 г.

Отметим, что в октябре 2018 г. PGNiG вошла в проект по добыче газа на норвежском континентальном шельфе. За 220 млн долларов она приобрела у Equinor долю в освоении газоконденсатного месторождения Tommeliten Alpha, расположенного в крупнейшей нефтегазоносной провинции Норвегии – зоне Экофиск в Северном море. На сегодняшний день у PGNiG 20 лицензий на разведку и разработку месторождений на шельфе скандинавского королевства: на балансе польской компании 83 млн баррелей н. э. запасов углеводородного сырья в Норвегии. В конце октября поляки представили план разработки газового месторождения Fogelberg в Норвежском море с запасами 7–14 млрд м^3 газа. Оно станет одним из источников поставок для газопровода Baltic Pipe.

Пересмотр позиций газа в электроэнергетике приведёт к таким изменениям в современном ТЭК, к таким политическим пертурбациям, что их последствия для мирового порядка сейчас сложно предсказать.

Закат газа не за горами?

Однако на рынках природного газа не всё так однозначно. Много шума наделал выход компании Toshiba из проекта на американском терминале по сжижению природного газа Freeport в Техасе. Японская корпорация, по информации Bloomberg, предпочла потерять 806 млн долларов, но покинуть американский СПГ-бизнес. Toshiba является одним из мировых технологических лидеров. Согласно заявлениям руководства компании, она больше не видит конкурентоспособного рынка для развития проектов по сжижению газа. Дело в том, что снижение стоимости производства возобновляемой энергии привело к замедлению глобального спроса на газовые турбины, что уничтожило планы Toshiba на синергию поставок газа и выпускаемого ею оборудования для производства электроэнергии.

Toshiba заплатила отступные и передала свою долю на терминале Freeport китайской ENN Ecological Holding. Это произошло несмотря на то, что японская компания не так давно заключила контракты на поставки СПГ с этого американского терминала. Таким образом, корпорация провела зачистку своих долгосрочных инвестиционных обязательств, что даст ей выигрыш в перспективе. Wood Mackenzie оценил постоянные издержки Toshiba по данному проекту примерно в 360 млн долларов в год, или 7,2 млрд в течение срока действия 20-летнего контракта, заключённого в 2013 г.

Компания заявила, что больше не фокусируется на газовом бизнесе и хочет выйти из него как можно быстрее, чтобы устранить риски изменения рыночных условий. Примечательно, что в январе этого года Toshiba избавилась от американской Westinghouse, тем самым отказавшись от проектов в США и в области атомной энергетики. Отсутствие перспектив в этой области в Штатах подтверждается также свёртыванием всех новых проектов General Electric, которая больше не считает их экономически эффективными. В ноябре 2018 г. Toshiba отказалась также от проекта по строительству АЭС в Великобритании.

О сокрушительном поражении атомной энергетики в Соединённых Штатах начали говорить несколько месяцев назад. Но пересмотр позиций газа в электроэнергетике приведёт к таким изменениям в современном ТЭК, к таким политическим пертурбациям, что их последствия для мирового порядка сейчас сложно предсказать. Казалось, отказ компании-производителя газовых турбин от СПГ-бизнеса в США – всего лишь частное событие. Но за ним маячит обрушение устаревающих на глазах конструкций американского президента Дональда Трампа, нацеленных на продвижение американского сжиженного газа в Европе и по всему миру. Впрочем, под вопросом оказываются и стратегии российских компаний по доминированию на рынках трубопроводного и сжиженного природного газа в Европе и АТР.

О сокращении спроса на нефть в перспективе двух десятилетий говорят много, а вот такого быстрого взлёта и заката природного газа ни компании, ни политики предсказать не могли. Это отчасти объясняет тот факт, что на фоне растущей возобновляемой энергетики построенные в европейских странах терминалы по приёму сжиженного природного газа остаются недозагруженными на 75%. Этот просчёт Европы, а также 806 млн долларов потерь Toshiba должны были бы послужить наглядным примером всем лоббистам развития рынков СПГ. Но в правильность жёсткого решения японской корпорации трудно поверить на фоне текущего роста спроса на газ и бурного развития рынка СПГ прежде всего в Азии. ■

Ямало-Ненецкий автономный округ

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:
SIBEXPO SERVICE
ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис",
г.Новосибирск
тел.: (383) 335 63 50 - многоканальный,
e-mail: vkses@yandex.ru,
www.ses.net.ru

2019 ВЫСТАВКА Газ. Нефть. Новые Технологии - Крайнему Северу

РЕКЛАМА

Интенсивное развитие или пробуксовка?

Итоги реализации нефтегазовых проектов в Арктической зоне в 2018 г. вызывают неоднозначную оценку

Юрий БАНЬКО

Мероприятия VII Мурманской международной деловой недели прошли с 12 по 16 ноября не только в столице Кольского Заполярья – Мурманске, – но и в городах Кола, Мончегорск, Кировск, Полярные Зори, посёлке городского типа Никель. Их участниками стали около 3 тыс. человек из 11 регионов России, а также из 12 зарубежных стран: Норвегии, Швеции, Финляндии, Исландии, Южной Кореи, Китая, Италии, Казахстана, ЮАР, Швейцарии, Канады, Белоруссии.

Как и прежде, главная тема пленарного заседания «Арктическим курсом» – развитие Арктической зоны РФ в целом и Мурманской области в частности.

Среди мероприятий деловой недели появилось новое – международная сессия «Сотрудничество в Арктике», которая организована совместно с МИДом Российской Федерации. Вместе с представителями РФ их коллеги из Норвегии, Швеции и Финляндии обсудили вопросы взаимодействия и расширения международного сотрудничества. В сессии приняли участие не только главы регионов соседних северных стран, но и представители Исландии и Южной Кореи.

Традиционной площадкой общения представителей бизнеса, энергетической отрасли, органов власти, российских и зарубежных инвесторов стала специализированная выставка-конференция «СевТЭК-2018».

В рамках деловой недели было подписано соглашение между Правительством Мурманской области и ПАО «Энел Россия» о сотрудничестве при реализации инвестиционного проекта на сумму 273 млн евро по строительству в Кольском районе ветропарка мощностью 201 МВт.

Одним из центральных событий также стала конференция «Освоение арктического шельфа: шаг за шагом».

Осенью считают не только цыплят

Время для проведения конференции «Освоение арктического шельфа: шаг за шагом» выбрано отнюдь не случайно. Близится к завершению год, и можно подвести предварительные итоги выполненных работ, наметить перспективы на следующий год. О важности этой конференции говорит и тот факт, что она традиционно открывает мероприятия Мурманской международной деловой недели. Ведь именно с нефтегазовыми, шельфовыми проектами связаны перспективы развития региона. Это подчеркнул и первый заместитель губернатора Мурманской области Алексей Тюкавин.

«Мы понимаем роль и место региона в открывающихся перспективах. В Мурманской области предусмотрено формирование технологического кластера обеспечения добычи и переработки углеводородов в Арктической зоне РФ. И уже сегодня реализуется ряд инвестиционных проектов по созданию производств, которые станут якорными в рамках формируемого кластера. Общими усилиями шаг за шагом мы будем осваивать арк-

Первый заместитель губернатора Мурманской области Алексей Тюкавин

тический шельф и развивать наш регион», – отметил А. Тюкавин.

Он обратил внимание на такой важный проект, как создание Центра строительства крупнотоннажных морских сооружений. Его реализует компания «НОВАТЭК-Мурманск». Ещё одним серьёзным проектом, имеющим огромное значение для импортозамещения в интересах освоения арктического шельфа, является создание компанией ООО «РусГазШельф» производственной площадки на западном берегу Кольского залива, в районе поселка Абрам-мыс. Это предприятие будет производить «под ключ» подводные добычные комплексы, которые ранее закупались за рубежом. В частности, данная компания планирует выпускать оборудование для подводного обустройства морского технологического комплекса на Киринском газовом месторождении, разрабатываемом ПАО «Газпром».

С особым интересом было воспринято выступление генерального директора ООО «НОВАТЭК-Мурманск» Дмитрия Агеева, который рассказал о ходе реализации проекта «Центр строительства крупнотоннажных морских сооружений». Оно и понятно. Впервые за постсоветский период в Мурманской области реализуется столь масштабный проект, имеющий огромное значение не только для Северо-Западного региона, но и для всей России. Инвестиции в него составят около 120 млрд рублей. На заводе будет трудоустроено 15 тыс. человек, солидные поступления получит региональный бюджет. ЦСКМС позволит развивать кадровый потенциал области, увеличить конкурентоспособность предприятий региона в масштабах России.

В Мурманске предполагается построить три завода СПГ на основаниях гравитационного типа для проекта «Арктик СПГ – 2» общей мощностью 18,3 млн т в год. Этот проект станет использовать ресурсную базу полуострова Гыдан. В частности, запасы месторождения Утреннее составляют 1,29 трлн м^3 газа.

В ноябре на строящемся ЦСКМС была пущена в эксплуатацию электроподстанция на 150 кВ, которая будет обеспечивать объект электроэнергией. Её сооружением занималась компания ООО «Квадро-Электрик» из Санкт-Петербурга. Для этих целей проложили две линии электропередачи протяжённостью 18 и 55 км.

Выполнен огромный объём земляных и буровзрывных работ, к осуществлению которых привлекли 165 единиц техники. Разработано 5,3 млн м^3 нескальных и 3,4 млн м^3 скальных грунтов, пробурено 322,5 км скважин для взрывных работ.

К весне 2019 г. будет завершено строительство арматурного цеха и бетонного завода с четырьмя бетоносмесительными установками. К июлю введут в строй первый из двух сухих доков циклопических размеров – длина 415, ширина 175 и высота стенок 20,2 м. Его строительство ведёт АО «Теплохиммонтаж».

Летом начнётся закладка основания гравитационного типа массой 420 тыс. т. Его размеры – длина – 300 м, ширина – 152 м и высота – 30 м. На этом основании разместится завод СПГ, состоящий из 15 модулей общим весом 142 тыс. т. Вес каждого модуля – от 5 до 12 тыс. т, длина – от 40 до 66 м, ширина – от 30 до 40 м и высота – от 18 до 40 метров.

Генеральный директор ООО «НОВАТЭК-Мурманск» Дмитрий Агеев

В июле 2019 г. планируется ввод в строй двух причалов. Строительство сухого дока № 2 намечается завершить в 2020 г., а первый завод СПГ должен быть сдан заказчику в 2022 г.

Впечатлил участников конференции и слайд с изображением гигантского цеха изготовления модулей верхних строений. При длине 350 м, ширине 280 м он будет иметь высоту 88 м.

Не забыты и жители села Белокаменки и сельского поселения Междуречье. В рамках Мурманской международной деловой недели было подписано соглашение о сотрудничестве Кольского района и ООО «НОВАТЭК-Мурманск» на сумму 5,57 млн рублей. Эти средства пойдут на развитие упомянутых населённых пунктов.

На вопрос члена Совета Федерации от Мурманской области Игоря Чернышенко о том, как будут решаться проблемы обеспечения нового предприятия кадрами, последовал незамедлительный ответ: часть работников завезут подрядные организации, будут привлечены иностранные специалисты, не забудут и местные трудовые ресурсы. Руководство ООО «НОВАТЭК-Мурманск» тесно сотрудничает с учебными заведениями региона. Так, в рамках конференции «Освоение арктического шельфа: шаг за шагом» была организована «Биржа контактов подрядчиков инвестиционных проектов. Кадры для подрядчиков». В её работе приняли участие генеральные подрядчики сооружения ЦСКМС, заинтересованные промышленные предприятия, Мурманский индустриальный колледж, Строительный колледж имени Н. Е. Момота, университеты региона.

К слову, в августе Ассоциация подрядчиков арктических проектов «Мурманшельф» провела второй День подрядчика этого инвестиционного проекта. В нём приняли участие ООО «Нова», АО «Дорстроймеханизация», АО «Теплохиммонтаж», ООО «Квадро Электрик», ООО «Ренейссанс Хэви Индастрис», ООО «Велесстрой». Кроме местных компаний, заинтересованных в получении подрядов, к мероприятию проявило интерес объединение предпринимателей Северной Норвегии Kirkenes Naeringshage AS из города Киркенеса.

Итоги бурового сезона

Алексей Фадеев, руководитель программ по продвижению шельфовых проектов ООО «Газпромнефть-Сахалин», рассказал о работе компании на шельфе Охотского моря. Он отметил, что полученный

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

в данной акватории опыт, технологические решения найдут применение и на арктическом шельфе. Ведь у «Газпром нефти» имеется несколько лицензионных участков (ЛУ) в северных морях: Долгинское нефтяное месторождение и Северо-Западный ЛУ в Печорском море, Хейсовский ЛУ в Баренцевом море, Северо-Врангелевский ЛУ в Восточно-Сибирском и Чукотском морях, а также Аяшский ЛУ в Охотском море.

На Аяшском участке в 2017 г. с использованием полупогружной буровой установки HAKURYU-5 было открыто месторождение Нептун с геологическими запасами нефти более 415 млн т. В 2018 г. с применением полупогружной буровой платформы шестого поколения была построена ещё одна разведочная скважина уже на Баутинской структуре, входящей в тот же лицензионный участок, – «Баутинская-1». В середине июня ППБУ была доставлена на точку бурения и установлена с использованием удержания якорного типа. Бурение проводилось с середины июня по начало сентября. Месяц, почти до конца октября, осуществлялось испытание скважины, а ноябрь ушёл на ликвидацию скважины и демобилизацию ППБУ. По итогам анализа данных, полученных в ходе испытания скважины на Баутинской площади, стало ясно, что открыто месторождение нефти с запасами свыше 137 млн т. Оно получило название Тритон.

Говоря об освоении арктического шельфа, нельзя не остановиться на деятельности ООО «Газпром флот», которому в следующем году исполнится 25 лет. Эта компания имеет самый большой в России парк буровых платформ: СПБУ «Полярная звезда», «Северное сияние», «Арктическая» и «Амазон». В 2018 г. её буровые установки – «Арктическая» и «Амазон» – выполнили бурение на арктическом шельфе.

К пробуренным с 1994 г. 58 разведочным скважинам на Печорском шельфе Баренцева моря, Обской и Тазовской губ Карского моря в этом году прибавилось ещё две.

Нынешний год для СПБУ «Амазон» завершился строительством разведочной скважины № ПО-1 на Северо-Обском лицензионном участке по заказу компании «НОВАТЭК». Природный газ этого месторождения, ресурсы которого оцениваются более чем в 1 трлн м^{3}м газа и почти 150 млн т нефти, будет востребован в рамках проекта «Арктик СПГ-3». Эта разведочная скважина стала 23-й на арктическом шельфе.

В свою очередь, СПБУ «Арктическая» работала в Карское море на месторождении Нярмейское по заказу ООО «Газпром-геологоразведка». В середине ноября она вернулась в Кольский залив после труднейшего бурового сезона, который начался на месяц позже намеченного срока из-за сложной ледовой обстановки в Карских воротах и невозможности её буксировки на точку бурения. Тем не менее с поставленной задачей буровики справились успешно.

К этому перечню нельзя не приплюсовать разведочные скважины, пробуренные установками шестого поколения – «Полярная звезда» и «Северное сияние» – в Охотском море, на Южно-Киринском месторождении. Готовя это месторождение к промышленной эксплуатации, две ППБУ построили четыре скважины (по две каждая) глубиной от 2700 до 2800 м.

Ещё одну разведочную скважину на Русановском месторождении в Карском море по заказу ООО «Газпром-геологоразведка» построила китайская полупогружная буровая установка «Nanhai VIII».

Работала на шельфе, правда на вьетнамском, и СПБУ «Мурманская», оставшаяся без заказов в Арктике. Такая ситуация вызывает не просто удивление, а недоумение. Ведь «Роснефть» и «Газпром» просят о переносе сроков выполнения разведочного бурения на своих лицензионных участках, ссылаясь на невозможность из-за санкций привлечь к бурению иностранные установки. А тем временем отечественная СПБУ работает на «Вьетсовпетро» на шельфе Юго-Восточной Азии.

Ещё в 2016 г. Роснедра разрешили «Роснефти» и «Газпрому» перенести сроки геологоразведки и начала добычи на 31 участке (на 19 и 12 соответственно) на шельфах арктических, дальневосточных и южных морей. В этот перечень входят девять участков в Печорском море, где СПБУ «Мурманская» в прежние годы трудилась наиболее активно. И если «Газпром» может использовать имеющиеся у нее самоподъёмные и полупогружные буровые установки, то нежелание «Роснефти», не имеющей морских БУ, воспользоваться СПБУ «Мурманская» понять сложно.

В целом с использованием буровых установок ФГУП «Арктикморнефтегазразведка», по словам заместителя гене-

рального директора этой компании Александра Баруева, за 25 лет на арктическом шельфе начато строительство 59 скважин (из них 46 закончено). В результате открыта новая сырьевая база, включающая 15 уникальных и крупных месторождений углеводородного сырья (пять в Баренцевом море, шесть в Печорском и четыре в Карском).

Оставшись без работы на арктическом шельфе, СПБУ «Мурманская» пробурила на шельфе Вьетнама для СП «Вьетсовпетро» 21 поисково-разведочную скважину, добившись скорости проходки 2464 м в месяц. Всего за девять лет, с 2009-го по 2018 г., с использованием данной СПБУ пробурено 77879 метров. В октябре 2018 г. она завершила бурение скважины на блоке 12/11, а в апреле – мае 2019 г. вновь приступит к работе.

Нельзя не вспомнить и о буровом судне «Валентин Шашин», которое может бурить скважины при глубине воды до 1715 м. Именно ему принадлежит слава первооткрывателя уникального Штокмановского газоконденсатного месторождения. Его огромными достоинствами являются мобильность и высокий ледовый класс корпуса. Его не нужно буксировать в точку бурения, привлекая для этого буксиры и ледоколы.

За 12 лет на арктическом шельфе с помощью этого судна построено 14 скважин в Баренцевом море и одна скважина в Карском общей протяжённостью 43919 м, в том числе четыре скважины – на Штокмане. За период работы на иностранные компании было также построено 15 скважин. Но в Арктике оно оказалось невостребованным и сейчас используется как склад и судно снабжения.

Получается, что в общей сложности страна недополучила десятки скважин, не обеспечив работой на арктическом шельфе СПБУ «Мурманская» и буровое судно «Валентин Шашин».

Санкции сотрудничеству не помеха

Традиционно в конференции приняли участие представители генерального консульства Королевства Норвегия и деловых кругов этой страны. К сожалению, в условиях санкций в последние три года в мероприятии не участвуют представители компании Statoil, которая теперь носит название Equinor.

На конференции выступил генеральный консул Норвегии в Мурманске Эрик Сведал. Он акцентировал внимание на необходимости обеспечения высокого уровня трудовой занятости, повышения деловой активности в топливно-энергетическом комплексе, обеспечения возможности доступа к новым перспективным месторождениям, а также стабильных и предсказуемых условий для их разработки.

Норвежская нефтегазовая промышленность не только является крупнейшей отраслью этой страны, но и оказывает мультипликативный эффект на развитие смежных секторов, обеспечивая стабильный рост доходов государственного бюджета. Действующий налоговый режим и прямое финансовое участие государства способствуют тому, что значительная часть сверхдоходов от нефтегазовой промышленности становится общим достоянием. Показательны цифры, которые привел Эрик Сведал: в 2017 г. доходы от нефти и газа пополнили государственный фонд на 168 млрд крон, или 30 тыс. крон на душу населения (240 тыс. рублей). Отрасль обеспечивает работой 7% населения страны, или 200 тыс. человек.

Около половины углеводородов в Норвегии добыто на континентальном шельфе. Оценка оставшихся запасов, по словам Эрика Сведала, показывает, что 44% из них расположены на действующих месторождениях, чуть больше 9% – на перспективных участках, а доля неразведанных запасов достигает 47%.

После падения цен на нефть в 2014 г. в Норвегии были предприняты меры по повышению эффективности и снижению затрат. В частности, уменьшились инвестиции в новые проекты, в бурение разведочных и эксплуатационных скважин. Вместе с тем, такая экономия позволила обеспечить конкурентоспособность норвежских углеводородов на мировом рынке, несмотря на то, что добывать нефть и газ приходится в непростых условиях.

Крупномасштабным норвежским проектом является разработка месторождения Johan Castberg в Баренцевом море с запасами нефти 558 млн баррелей. Оно расположено на глубине моря 400 м. Его

Генеральный консул Норвегии в Мурманске Эрик Сведал

разработка будет вестись с помощью плавучей установки судового типа с подводной производственной системой. Погрузка извлеченного из недр сырья будет осуществляться на танкеры-челноки. Работы на месторождении должны стартовать в конце 2022 г. Проект будет рентабелен даже при цене нефти менее 31 доллара за баррель. У нас же почему-то говорят, что добыча нефти на шельфе нерентабельна при ценах на нефть ниже 80–100 долларов за баррель.

Эрик Сведал напомнил, что в 2016 г. между Россией и Норвегией был подписан договор об обмене сейсморазведочными данными, особенно по акватории бывшей «серой зоны», являвшейся до 2010 г. предметом спора двух стран. А 25 октября 2018 г. в Осло в рамках деловой программы 18-й сессии Межправительственной Российско-Норвежской Комиссии по экономическому, промышленному и научно-техническому сотрудничеству министр природных ресурсов и экологии России Дмитрий Кобылкин и министр нефти и энергетики Норвегии Хель-Бурге Фрайберг подписали соглашение о сборе сейсмических данных по лимитированной линии. Это позволит покрыть сейсмическими исследованиями приграничные акватории шириной до 10 км, выявить потенциальные месторождения нефти и газа вдоль линии разграничения.

Норвегия добилась значительных успехов в развитии добычной техники для работы на шельфе. К примеру, здесь созданы дистанционно управляемые с берега необитаемые морские платформы. Недалеко от Бергена в 2017 г. был открыт первый такой центр для управления платформой Valemon. Эрик Сведал выразил надежду, что компетенции норвежских поставщиков будут востребованы и при реализации проекта компании «НОВАТЭК» по строительству ЦСКМС.

О технологиях для арктического шельфа говорил в своём выступлении и Владимир Ряшин, региональный менеджер ассоциации Norwegian Energy Partners, в которую входят более 250 компаний-поставщиков нефтегазовых проектов. Эта ассоциация появилась после слияния INSTOK и INTROW. При поддержке Министерства нефти и энергетики и Министерства торговли и промышленности Норвегии она в течение трёх лет реализовывала проект «Решения для Арктики и холодного климата». Его цель – проектирование и строительство платформ и

Директор ООО «Гекон» Михаил Григорьев

судов для освоения шельфа, береговых сооружений и терминалов, оборудования, предотвращающего выбросы и защищающего окружающую среду и т. д.

Без атомных ледоколов не обойтись

Андрей Макаров, руководитель проекта по развитию грузоперевозок в Енисейском бассейне ФГУП «Атомфлот», остановился на роли атомного ледокольного флота в освоении Арктики. Сегодня обеспечением ледокольной проводки судов в акватории Севморпути занимаются ледоколы «Ямал», «50 лет Победы», «Таймыр» и «Вайгач». Интенсивность их работы составляет 36 ледоколомесяцев в год. В рамках проекта «Ямал СПГ» между ФГУП «Атомфлот» и «НОВАТЭКом» заключён договор о проводках судов до 2040 г. С 9 декабря 2013 г. открыта круглогодичная навигация из порта Сабетта.

С декабря 2013-го по декабрь 2017 г. атомными ледоколами выполнено в общей сложности 627 проводок судов из порта и в порт Сабетта. В том числе в 2015–2017 гг. обеспечена проводка 34 судов с модулями для завода СПГ, а 8 декабря 2017 г. – первая отгрузка СПГ на газовоз «Кристоф де Маржери». Только с ноября 2017-го по сентябрь 2018 г. при участии атомных ледоколов и портового флота выполнено по договорам с «Ямал СПГ» 80 проводок судов со снабжением, выведено 70 танкеров СПГ, 21 танкер с газоконденсатом.

Для работы в порту Сабетта «Атомфлот» построил и эксплуатирует буксиры «Пур» и «Тамбей», ледокольные буксиры «Юрибей» и «Надым», строится портовый ледокол «Обь».

Атомный ледокольный флот обеспечивает также вывоз нефти Новопортовского месторождения, объёмы которой в период 2020–2023 гг. составят 8,6 млн т в год, и продукции ГМК «Норильский Никель». В планах – сопровождение вывоза угля с полуострова Таймыр.

В настоящее время в зимних условиях проводка судов-газовозов по СМП невозможна и они идут в страны АТР через Суэцкий канал. Чтобы обеспечить круглогодичную навигацию по Севморпути, необходимо построить кроме атомных ледоколов проекта 22220 ЛК-60 «Арктика», «Сибирь» и «Урал» ещё два таких же ледокола. Кроме того, три ледокола 10150 «Лидер» и четыре ледокола Aker ARC СПГ ЛК-40.

Михаил Григорьев, директор ООО «Гекон», обратил внимание на необходимость создания перевалочного комплекса для СПГ в Ура-Губе с использованием двух танкеров-накопителей. Пока же он не создан, вероятнее всего, перевалка СПГ будет осуществляться с судов-газовозов усиленного ледового класса на суда-газовозы на рейде Киркенеса или Хоннингсвога.

Предстоит уделить серьёзное внимание развитию портов Кольского полуострова (Мурманск, Лиинахамари, Ура-Губа, Териберка) с учётом реализации до 2030 г. 18 проектов, из которых семь связаны с вывозом руды и угля и 11 – с углеводородным сырьём. В том числе 10 логистических схем затронут Мурманский порт.

Конечно, реализация дорогостоящих арктических проектов потребует колоссальных средств. Но именно Арктика с её несметными богатствами обеспечит будущее развитие России.

От слов к делу

Постановлением Правительства РФ от 21 апреля 2014 г. № 366 утверждена государственная программа «Социально-экономическое развитие Арктической зоны Российской Федерации», включающая три основных направления:

- формирование опорных зон развития и обеспечение их функционирования;
- развитие Северного морского пути и обеспечение судоходства в Арктике;
- создание оборудования и технологий нефтегазового и промышленного машиностроения, необходимых для освоения минерально-сырьевых ресурсов Арктической зоны.

На реализацию этой госпрограммы в 2018–2025 гг. планировалось выделить

190,45 млрд рублей. Правда, из них 120 млрд – на нужды Министерства обороны. В новой редакции программы, разработанной Минэкономразвития и принятой в феврале 2017 г., запланировано выделение 210 млрд рублей.

Часть проектов правительство намерено отдать на откуп бизнесу. Так, планируется, что строительство атомного ледокола «Лидер» стоимостью 80–90 млрд рублей будут финансировать «Совкомфлот» и ФГУП «Атомфлот».

Что касается создания оборудования и технологий для НГК, то тут ответственным исполнителем является Минпромторг. Общий объём бюджетных ассигнований на реализацию данной программы в 2021–2025 гг. определён в размере 23,7 млрд рублей.

К сожалению, сегодня сложно сказать, как реализуется это направление госпрограммы. Единственное, что в ней однозначно определено на 2018 г., – это начало проектирования и строительства ледостойкой самодвижущейся платформы «Северный полюс» ледового класса Arc 8. Предусмотрено финансирование данного проекта за счёт федерального бюджета: 363 млн рублей в 2018 г., 4325,6 млн в 2019-м и 2278 млн в 2020-м. Строительством платформы займутся Адмиралтейские верфи.

Ещё несколько лет назад заявлялось, что к 2030 г. в России будет 30 морских буровых платформ, которые станут реализовывать около 100 проектов по разведочному и эксплуатационному бурению. Но пока их число на практике не растёт – плавучих платформ по-прежнему всего семь с учётом уже упоминавшихся СПБУ «Мурманская» и бурового судна «Валентин Шашин», которые не ведут работы в Арктике. Плюс к этому имеются восемь стационарных буровых платформ. Итого 15. Для сравнения, в Азиатско-Тихоокеанском регионе работает 91 платформа, на Ближнем Востоке – 46, а во всём мире – 2251. С июля 2017-го всего за один год количество буровых установок возросло на 141 единицу. А в ближайшем будущем планируется построить ещё 130. Но, к сожалению, не у нас.

***

Мурманская область, где, по словам губернатора Марины Ковтун, реализуются 140 проектов стоимостью почти 950 млрд рублей, где базируются компании, работающие на арктическом шельфе, не может не интересоваться ходом реализации госпрограммы «Социально-экономическое развитие Арктической зоны РФ».

В рамках VII Мурманской международной деловой недели состоялось заседание рабочей группы «Развитие промышленности и технологий» Государственной комиссии по вопросам развития Арктики. Его провёл заместитель министра промышленности и торговли РФ Алексей Беспрозванных. Это уже второе такое заседание, прошедшее в регионе. В его ходе А. Беспрозванных напомнил, что сейчас в рамках госпрограммы «Арктика» разрабатываются 75 проектов. Однако первый заместитель губернатора Мурманской области Алексей Тюкавин отметил, что «ни один из регионов Арктической зоны не удовлетворён этой программой». ■

РЕКЛАМА

Обустройство нефтегазовых месторождений Технический форум

12 февраля 2019
Хилтон Ленинградская, Москва
+7 (495) 488-6749
info@forumneftegaz.org
www.forumneftegaz.org

Главная цель форума - представить и обсудить современные принципы и технологии обустройства месторождений нефти и газа для эффективной их разработки

Темы Форума
- Технологическое проектирование объектов обустройства месторождений и первичной подготовки и переработки продуктов добычи.
- Подготовка концептуального проекта разработки и обустройства нефтегазовых месторождений.
- Технико-экономические расчеты при проектировании обустройства нефтегазовых месторождений.
- Расчеты при оценке стоимости капитального строительства.
- Блочно-модульное исполнение основного технологического оборудования. Примеры блочных поставок.
- Информационные технологии в проектировании обустройства. Рассмотрение методологии создания моделей.
- Другие темы отрасли.

Возможности для вашего продвижения на рынке

Форум и выставка привлечет в качестве участников ключевых менеджеров компаний, что обеспечит вам, как партнеру Форума, уникальные возможности для встречи с новыми заказчиками. Большой зал будет удобным местом для размещения стенда вашей компании. Выбор одного из партнерских пакетов позволит Вам заявить о своей компании, продукции и услугах, и стать лидером быстрорастущего рынка.

Для дополнительной информации и подбора решения, удовлетворяющего Вашим задачам и бюджету, пожалуйста, свяжитесь с нами по электронной почте info@forumneftegaz.org или по телефону +7 (495) 488-6749.

Рынок морских буровых платформ: дно найдено

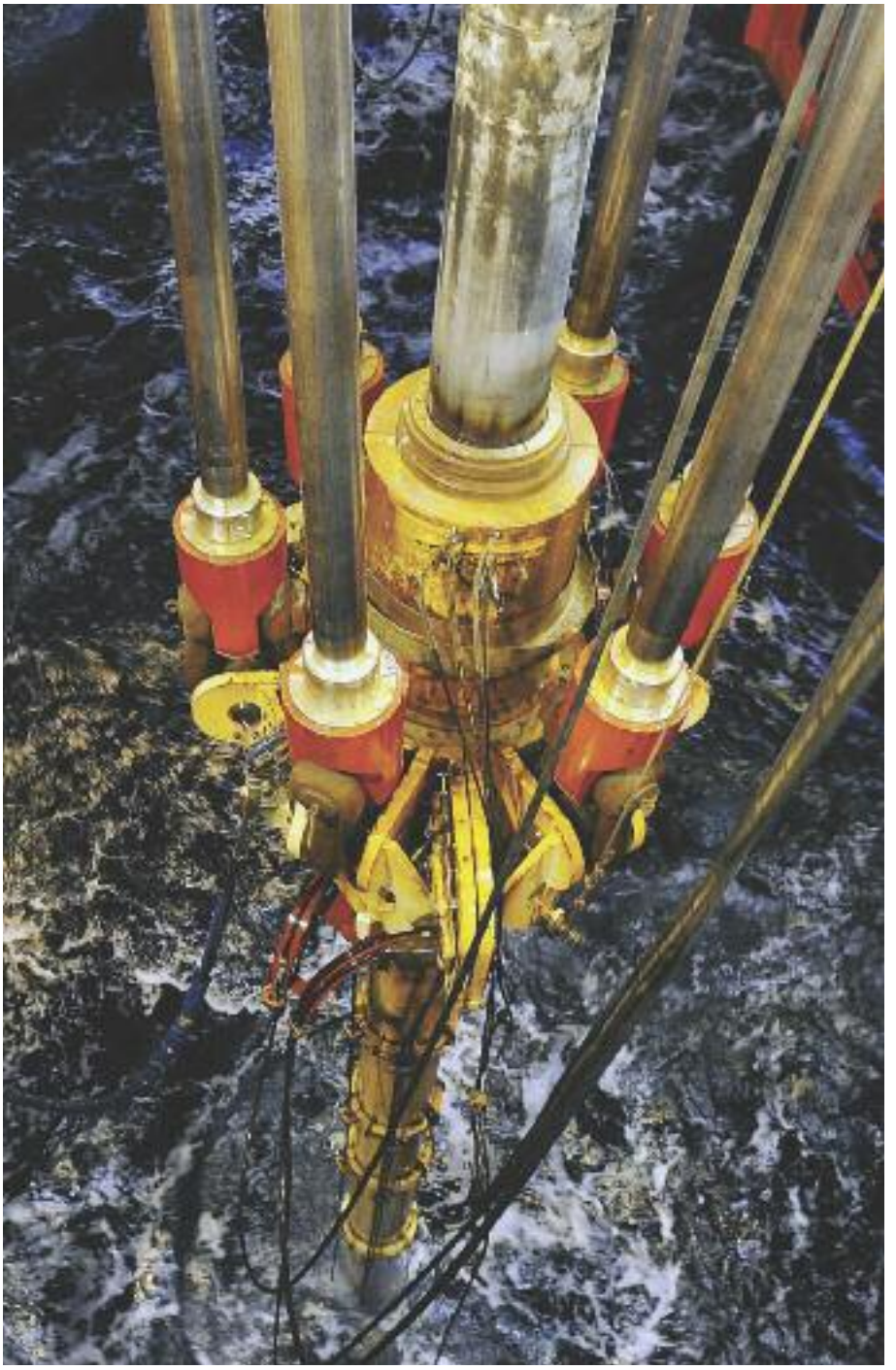
Рост мировых цен на «чёрное золото» способствовал реанимации проектов разработки месторождений на морском шельфе

Константин СЕРГЕЕВ

Согласно ноябрьским прогнозам экспертов Douglas-Westwood, в ближайшие пять лет затраты добывающих компаний на оборудование для подводных работ и на проведение ГРР в морской зоне составят 152 млрд долларов. Причём на операции с привлечением морских буровых платформ (МБП) и вспомогательного флота по их обслуживанию придётся 36% от этой суммы (55,4 млрд). Стоит отметить, что небольшой, но поступательный рост (до 10–12 млрд долларов ежегодно) ожидается именно в сегменте расходов на использование специализированных судов. Это почти на треть меньше аналогичного показателя 2014-го (последнего предкризисного года), однако всё же внушает операторам МБП осторожный оптимизм.

К тому же, по оценкам Westwood, к 2023 г. можно ожидать как минимум 12-процентного увеличения количества востребованных судо-дней, что должно способствовать постепенному росту арендных ставок.

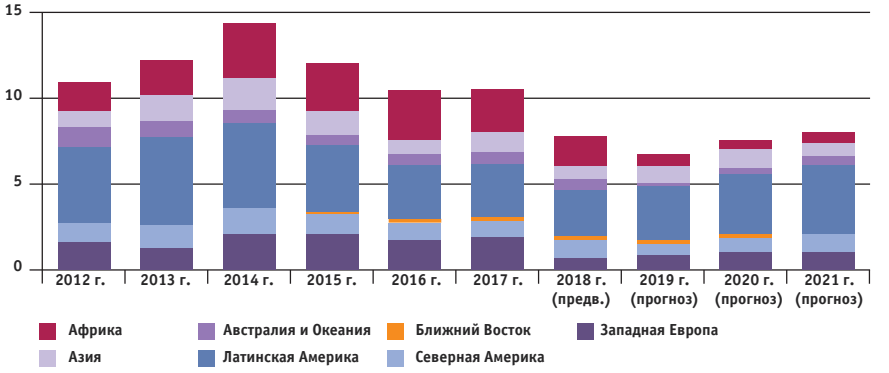
Дополнительным свидетельством в пользу увеличения спроса конкретно на услуги МБП является принятие окончательных инвестиционных решений по новым проектам разработки месторождений в шельфовой зоне, количество которых в 2018 г. на 154% превысило показатели двухлетней давности.



Чем глубже, тем лучше

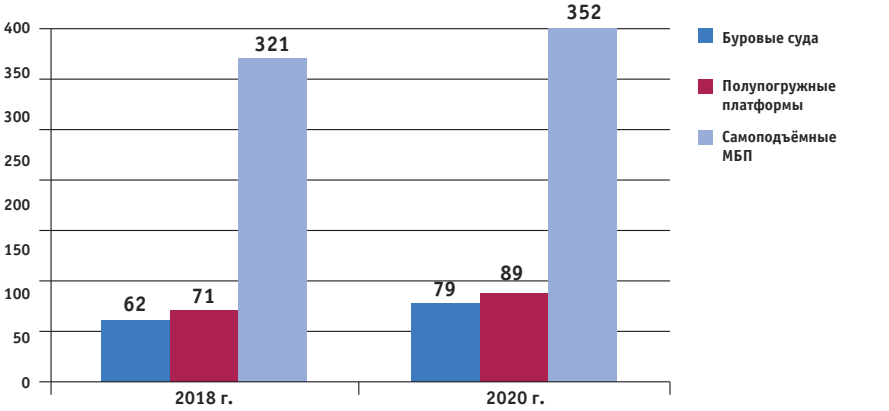
Период «дешёвой» нефти (осень 2014-го – декабрь 2016 г.) заставил добывающие компании принять меры по совершенствованию как технологий и оборудования, так и общей организации работ для дости-

Рис. 1. Динамика расходов на плавучие системы нефтедобычи (FPS) по основным регионам мира, млрд долларов



Источник: Douglas-Westwood.

Рис. 2. Динамика спроса на МБП по сегментам, ед.



	2018 г.	2020 г.	%
Буровые суда	62	79	+27,4
Полупогружные платформы	71	89	+25,4
Самоподъёмные МБП	321	352	+9,7
Всего	**454**	**520**	**+14,5**

Источник: IHS Petrodata.

жения большей эффективности при меньших капитальных затратах. Последовавший рост мировых цен на энергоносители возродил надежды операторов на освоение запасов углеводородов в глубоководной зоне (от 1500 м до 3000 м и более). В свою очередь, это стимулировало спрос на плавучие системы нефтедобычи (см. рис. 1).

В январе 2018 г. в процессе строительства находилась 31 плавучая система, а до конца года ожидается размещение ещё от семи до десяти новых заказов на их строительство. Ожидаемым лидером по использованию FPS в ближнесрочной перспективе останется Латинская Америка (Мексиканский залив, Бразилия, Гайана, Аргентина), однако рост их популярности предполагается и в Северо-Западной Европе, в основном для разработки месторождений Норвежского и Баренцева морей. Наряду с этим умеренное увеличение спроса на полупогружные МБП наблюдается в Западной Африке, Юго-Восточной Азии, а также на Ближнем Востоке.

Некоторое оживление добычи в Северном море способствует росту востребованности полупогружных МБП для средних глубин, адаптированных к жёстким внешним условиям эксплуатации. В целом профильные эксперты позитивно оценивают рыночные перспективы для всех типов морских буровых платформ, причём наибольшее увеличение спроса (почти на треть) предполагается на буровые суда (см. рис. 2).

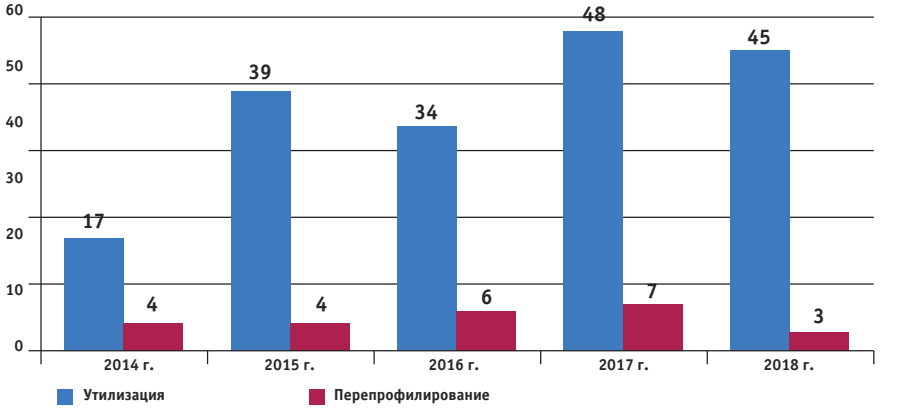
Однако в целом оптимистичные прогнозы по спросу не могут служить однозначной гарантией грядущего процветания отрасли, поскольку не вполне ясным остаётся вопрос с предложением.

Слишком много платформ?

По данным отраслевой статистики, за последние пять лет из эксплуатации было выведено порядка 220 МБП. Причём после всплеска в 2017 г. темпы этого отрадного для рынка процесса, похоже, замедляются (см. рис. 3).

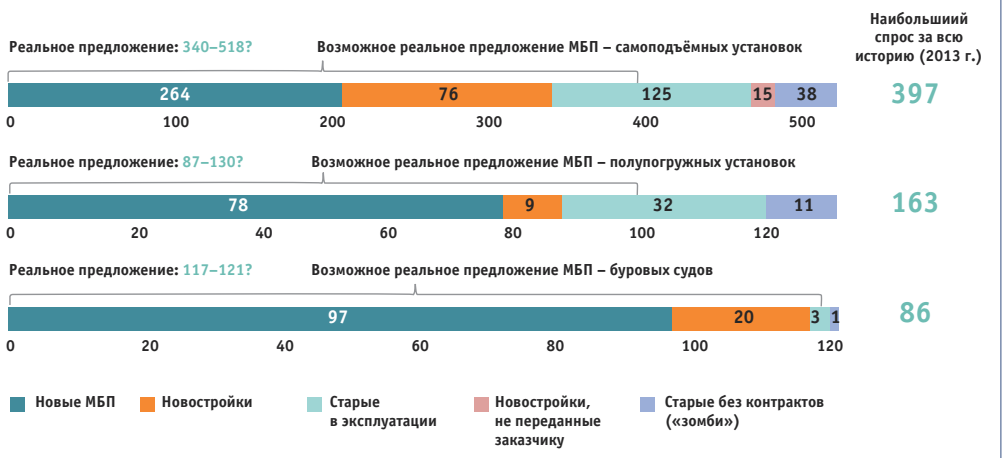
Как следствие, достигнутых показателей по утилизации и переоборудованию платформ может оказаться недостаточным для того, чтобы обеспечить постоянной работой все оставшиеся – особенно с учётом ввода в строй всех замороженных (на различных этапах сооружения) и законсервированных (готовых, но не введённых в эксплуатацию) новостроек. В 2014–2018 гг. на рынке появи-

Рис. 3. Вывод МБП* из эксплуатации, 2014–2018 гг., ед.



*Буровые суда, полупогружные и самоподъёмные платформы, данные по 15.09.2018 г.
Источник: Bassoe Offshore Analytics, IHS Markit.

Рис. 4. Предложение МБП по основным типам в 2018–2020 гг., ед.



Источник: Bassoe Offshore Analytics.

При этом точность прогнозов в среднем составляет от ±41–43%(!) для самоподъёмных и полупогружных платформ до приемлемых ±3,35% для буровых судов. С учётом исторических максимумов спроса в 2013 г. (которые вряд ли будут достигнуты в ближнесрочной перспективе), можно с уверенностью сказать, что рынок МБП по-прежнему находится под давлением значительного избыточного предложения, в особенности сегмент самоподъёмных буровых установок. Какие же приоритетные тенденции наблюдаются на рынке?

лось порядка 125 новых МБП, а поставки ещё 118 ожидаются в ближайшие два – три года. Два десятка должны войти в строй уже в 2019-м. Причём, по данным RigLogix, контрактами пока обеспечены лишь четыре (!) из них.

Прогнозирование баланса спрос/предложение осложняется ещё и тем, что данные по общему количеству МБП различных типов на рынке, приводимые в разных исследованиях, на самом деле не являются абсолютно точными. Причём это касается как возрастных платформ, так и новостроек. Так, по мнению специалистов Bassoe Offshore Analytics, в списках действующих флотов в настоящее время всё ещё числится значительное количество устаревших так называемых платформ-зомби, которые, вероятнее всего, никогда больше не будут использованы по назначению. Как правило, их основными отличительными характеристиками являются: год постройки – до 2000-го, отсутствие контрактов в течение года и более, а также истекшие сроки очередного сюрвейерского обследования. Формально числясь в пригодном для эксплуатации состоянии, они имеют крайне низкие шансы вновь получить работу и, следовательно, не являются достаточно конкурентоспособными. Однако всё же нельзя исключить, что некоторые из этих «зомби» будут срочно реанимированы при очередном приливе регионального или сезонного спроса, не говоря уже об очередном росте цен на мировом рынке энергоносителей.

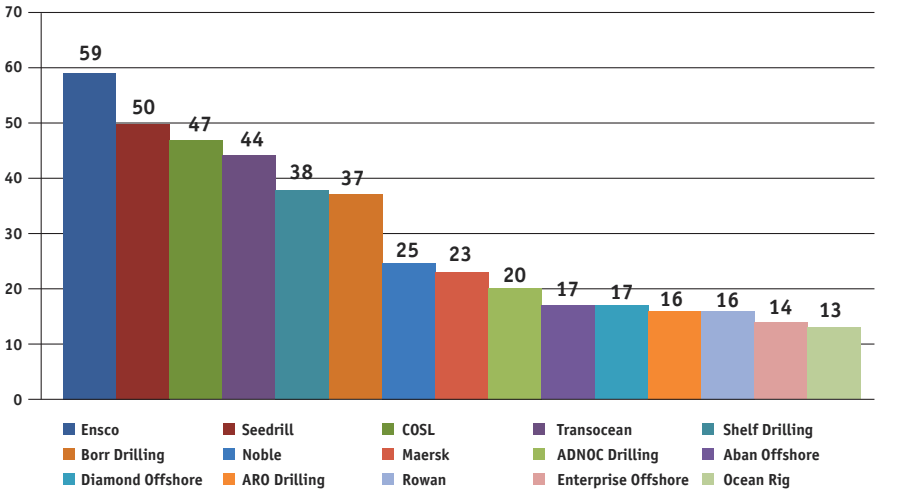
В то же время многие новостройки рискуют никогда так и не выйти на рынок. Это в первую очередь касается достаточно многочисленных МБП (особенно самоподъёмных), заложенных в период бума 2012–2014 гг., в том числе и на верфях, не обладающих достаточным опытом сооружения специализированных судов. После резкого падения спроса многие операторы пытались отсрочить приём уже выполненных заказов или отказывались от них. В результате уже готовые МБП пока остаются на балансе судостроительных предприятий, которые пытаются (зачастую безуспешно) найти для них новых владельцев. Таким образом, общее число платформ, доступных для потребителей в настоящее время и в ближайшем будущем (два – три года), можно спрогнозировать лишь весьма приблизительно (см. рис. 4).

Операция «Консолидация»

Согласно исследованиям Bassoe Analytics, к концу сентября нынешнего года в мире насчитывалось 125 компаний, которые можно с определённой долей осторожности назвать операторами МБП. В их число включены и верфи, которые волей рыночных обстоятельств стали владельцами плавучих буровых установок. Общая численность флота оценивается в 815 МБП – включая заказанные, но так и не сданные в эксплуатацию новостройки и спящих «зомби». Более половины (436 платформ) приходится на долю 15 компаний (см. рис. 5).

Для сравнения, 32 компании располагают всего одной платформой, а ещё 20 – только двумя платформами. Подобное изобилие мелких операторов представ-

Рис. 5. ТОП-15 ведущих компаний-операторов МБП



Источник: Bassoe Offshore Analytics.

ляется неизбежным следствием кризиса 2014–2017 гг., в то время как надежды на восстановление спроса возродили тягу рынка к консолидации.

В 2018 г. тенденция к укрупнению существенно усилилась, причём главными героями поглощений и слияний стали компании из ТОП-перечня. Так, в январе швейцарская Transocean за 1,2 млрд долларов приобрела норвежскую Songa Offshore, что позволило ей владеть тремя действующими полупогружными МБП и четырьмя, находящимися на различных этапах достройки.

В первых числах сентября Transocean объявила о новой сделке: за 2,7 млрд долларов предполагается купить греческую Ocean Rig. Таким образом, флот компании пополнится ещё девятью буровыми судами и двумя полпогружными платформами для работ в жёстких климатических условиях.

К этому стоит добавить два буровых судна, ранее заказанных Ocean Rig, постройка которых должна завершиться в 2020 г. Своё решение руководство Transocean объясняет желанием укрепить позиции на рынке сверхглубоководных работ, на котором ожидается «неминуемое» оживление.

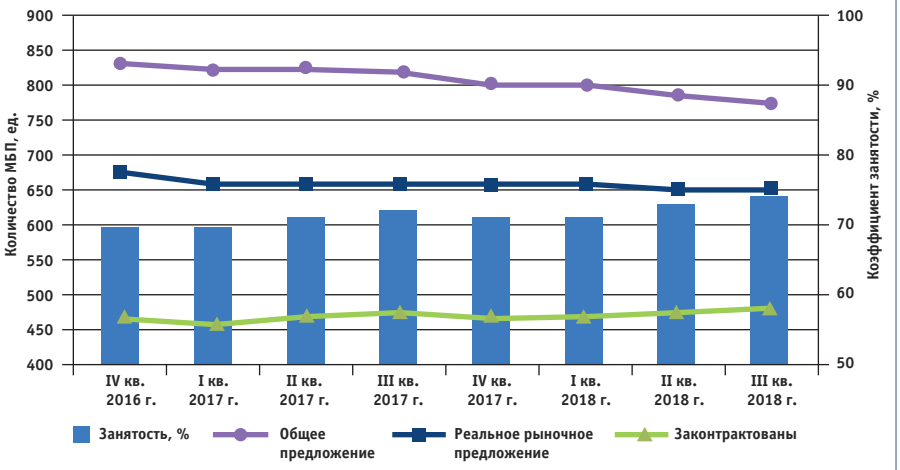
Таким образом, прошлогодняя распродажа самоподъёмных МБП (в результате которой Transocean впервые за много лет опустилась с первого на четвёртое место среди крупнейших операторов) оказалась лишь этапом перегруппировки активов компании для освоения более перспективного сегмента рынка.

А начало октября ознаменовалось известием о слиянии британской Ensco и американской Rowan. Эскадра последней в 2017 г. сократилась с 30 до 19 единиц, а ещё три были выведены из эксплуатации уже в этом году. Оставшиеся 12 самоподъёмных платформ и четыре сравнительно новых буровых судна теперь сольются с флотом Ensco, после чего объединённая компания получит все шансы стать абсолютным лидером рынка (75 МБП).

Тем самым Ensco расширяет свои возможности по освоению глубоководных месторождений Норвежского и Баренцева морей, а также получает шанс увеличить собственное присутствие на Ближнем Востоке (благодаря участию в проектах ARO Drilling – дочки Rowan и Saudi Aramco).

В свою очередь, Rowan может рассчитывать на усиление присутствия в сегменте глубоководных и сверхглубоководных (свыше 2000 м) работ, включая шельфовую зону Бразилии, Западной Африки, Австралии и Юго-Восточной Азии.

Рис. 6. Динамика мирового флота МБП (ед.) и его занятости (%), средняя за квартал*



* Учтены данные по буровым судам, самоподъёмным и полупогружным платформам.
Источник: IHS Markit RigPoint.

Не исключено, что в ближайшие месяцы мы станем свидетелями дальнейшей консолидации рынка услуг МБП. Причём наряду с участившимися слияниями в верхней части рейтинга, активизируется и процесс сокращения числа владельцев 1–10 платформ. В первую очередь это касается судостроительных предприятий, оказавшихся заложниками кризиса и многочисленных отказов профессиональных операторов от уже находящихся в постройке или даже полностью сооружённых МБП.

Начало уже положено: норвежская Borr Drilling, которая в прошлом году купила у Ensco большую часть самоподъёмных МБП, теперь за 2 млрд долларов приобрела ещё 14 новостроек на сингапурских верфях Keppel FELS и PPL Shipyard. По предварительным данным, пять платформ уже доставлены покупателю, причём заключение контрактов для двух из них ожидается до конца года.

Итак, несмотря на то что массовой утилизации возрастных МБП пока не наблюдается, на рынок выходят всё новые, причём некоторые из них почти сразу же находят себе работу. Вопрос – надолго ли и по каким ставкам?

Аренда и занятость: противоречивый оптимизм

Профильная статистика показывает поступательный рост коэффициента занятости МБП с начала 2018 г., подтверждая тезис о том, что худшее для отрасли действительно уже позади (см. рис. 6).

Возникает реальная надежда, что дно рынка уже действительно пройдено и картина 2017 г. (с достаточно оптимистичным подъёмом спроса в начале года и проседанием в конце 2017-го) больше не повторится. Заметим, что общее количество платформ продолжает снижаться прошлогодними темпами, а вот их реальное рыночное предложение (без «зомби», готовых новостроек и т. п.) в целом остаётся на постоянном уровне. Постепенное восстановление спроса на услуги МБП отражается в увеличении числа контрактов, что свидетельствует о позитивных тенденциях рынка. Однако приводимые значения среднего коэффициента занятости (около 75% по итогам III квартала 2018 г.) всё же выглядят чрезмерно оптимистичными. Более реальными (с учётом вероятной мобилизации операторами всех имеющихся ресурсов при резком росте спроса) представляются оценки общей занятости, то есть соотношение законтрактованных платформ к их общему количеству (см. табл.).

Кстати, рост спроса на услуги морских буровых платформ от этого становится лишь нагляднее. Используя статистические данные IHS Markit, можно установить, что коэффициент общей занятости МБП всех типов даже к концу ноября нынешнего года составил порядка 64%, что почти на 5% выше аналогичного показателя ноября 2017-го и на 1% – достижений октября 2018 г. Лидерами по его приросту за последние 12 месяцев оказалась Западная Африка (+20,3%) и Мексиканский залив (+10,7%), а снижение этого показателя наблюдалось в

Общее количество (ед.), коэффициенты рыночной и общей занятости МБП (%) – самоподъёмные, полупогружные БУ и буровые суда

	Ноябрь 2017 г.			Октябрь 2018 г.			Ноябрь 2018 г.		
	Кол-во	Занятость, %		Кол-во	Занятость, %		Кол-во	Занятость, %	
		Рыночная	Общая		Рыночная	Общая		Рыночная	Общая
Мексиканский залив	94	66	37,2	74	76,5	44,6	73	81,4	47,9
Южная Америка	42	88,9	76,2	37	78,1	67,6	36	77,4	66,7
Северо-Западная Европа	101	77,9	59,4	90	81,3	67,8	87	80,8	67,8
Западная Африка	61	65,9	47,5	62	68,8	53,2	62	72,9	67,8
Ближний Восток	175	73,8	67,4	176	80,3	73,9	175	80,8	74,3
Юго-Восточная Азия	94	68,4	55,3	87	63	52,9	86	65,3	54,6
Всего	804	72,4	59,3	767	74,5	63,1	765	75,4	64,1

Источник: IHS Markit.

Южной Америке (–9,5%) и Юго-Восточной Азии (–0,7%).

Что же касается отдельных сегментов рынка, то здесь с начала 2018 г. наблюдается следующая динамика.

Буровые суда для глубоководных работ (на глубинах свыше 2000 м)

За проседанием коэффициента общей занятости в I квартале (к рубежу 60%) последовал его осторожный рост, подстёгиваемый дальнейшим расширением инвестиций добывающих компаний в глубоководные проекты (см. рис. 7).

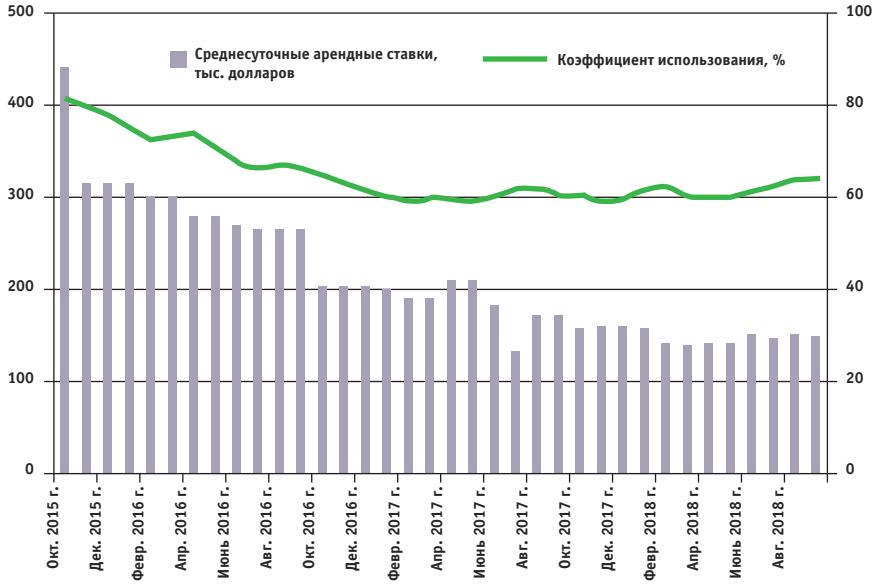
Два из трёх наиболее перспективных регионов для использования буровых судов (сектор США в Мексиканском заливе и Латинская Америка) остаются лидерами по уменьшению количества МБП. Но к настоящему времени это лишь в незначительной степени отразилось на арендных ставках. Их средний уровень по-прежнему колеблется в диапазоне 150–165 тыс. долларов в сутки. Существенного прироста этого показателя в ближнесрочной перспективе ожидать не приходится – приоритетное расширение спроса на буровые суда будет в значительной степени компенсировано поставками новостроек, основная часть которых ожидается как раз в последующие год-два. С учётом этого обстоятельства и коэффициент занятости в рассматриваемый период вряд ли достигнет 70-процентного порога.

Глубоководные полупогружные платформы

Надежды начала года на рост занятости или хотя бы на её удержание вблизи 40-процентной отметки так и не оправдались. Несмотря на достаточно активный вывод из эксплуатации возрастных платформ, уже в июле коэффициент занятости возобновил своё снижение и в октябре вплотную приблизился к 35%, установив очередной антирекорд среди всех типов МБП (см. рис. 8).

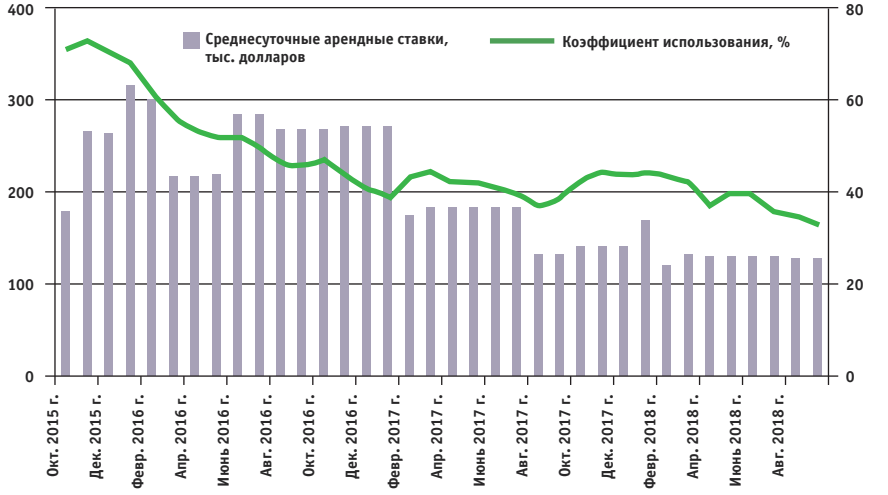
Арендные ставки с февраля лишь немного подросли и всё ещё удерживаются

Рис. 7. Динамика суточных арендных ставок и коэффициента использования буровых судов (глубина работ >7500 ф)



Источник: IHS Markit.

Рис. 8. Динамика суточных арендных ставок и коэффициента использования полупогружных буровых платформ (глубина работ >7500 ф)



Источник: IHS Markit.

в пределах 110–120 тыс. долларов в сутки. Однако и этот горизонт может оказаться не предельно низким – до 2021 г. только бразильская Petrobras планирует ввести в строй 19 новых FPSO. Если вывод возрастных платформ данного типа из эксплуатации не будет ускорен, то сегмент ожидает дальнейший рост безработицы с балансированием арендных ставок вблизи психологического уровня 100 тыс. долларов в сутки.

Самоподъёмные МБП для жёстких внешних условий эксплуатации

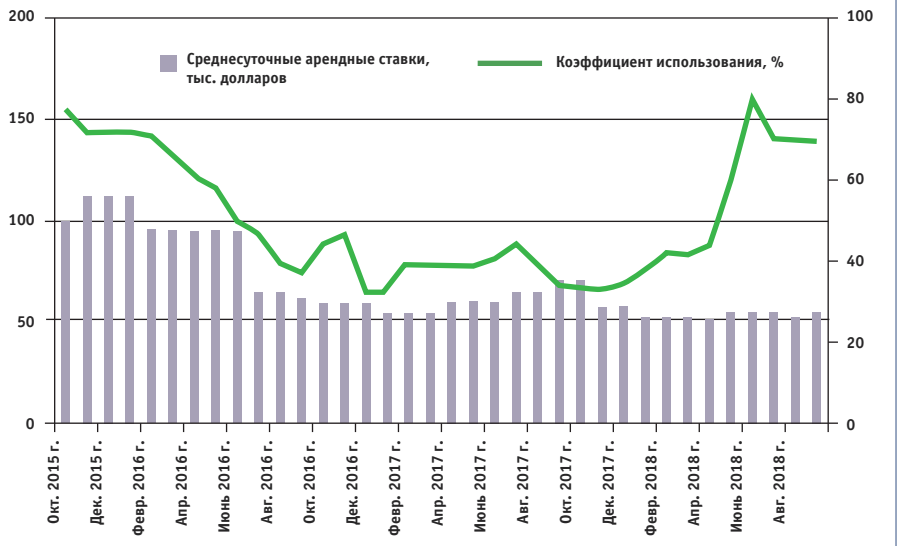
Секрет успеха данного сектора оказался достаточно простым – на фоне бодрого роста нефтяных котировок в первой половине 2018 г. операторы наконец-то решились на сокращение количества буровых установок в северных морях Европы. При этом они не ограничились лишь «замораживанием» старых платформ и не повторили ошибок осени 2017 г., пробуя преждевременно поднять плату за аренду. В результате с февраля по июнь коэффициент занятости вырос почти вдвое, до рекордных за последние три года 80% (см. рис. 9).

Последующее его проседание к 70-процентной отметке отражает как естественную реакцию рынка на слишком бодрый прирост спроса на услуги МБП для жёстких внешних условий в I полугодии, так и сомнения в сохранении достаточной инвестиционной активности на фоне наблюдаемого снижения цен на «чёрное золото». В ближнесрочной перспективе логично ожидать дальнейшей коррекции занятости к 60% с умеренным повышением арендных ставок до 70–80 тыс. долларов в сутки.

Сегменту самоподъёмных платформ типа 361-400 IC, которые в основном предназначены для работ на сравнительно небольших глубинах (361–400 ф, или до 122 м) на шельфе морей Юго-Восточной Азии, явно пошла на пользу стабилизация обстановки в регионе. Неслучайно график их занятости с начала года напоминает температурный лист политического кризиса (см. рис. 10).

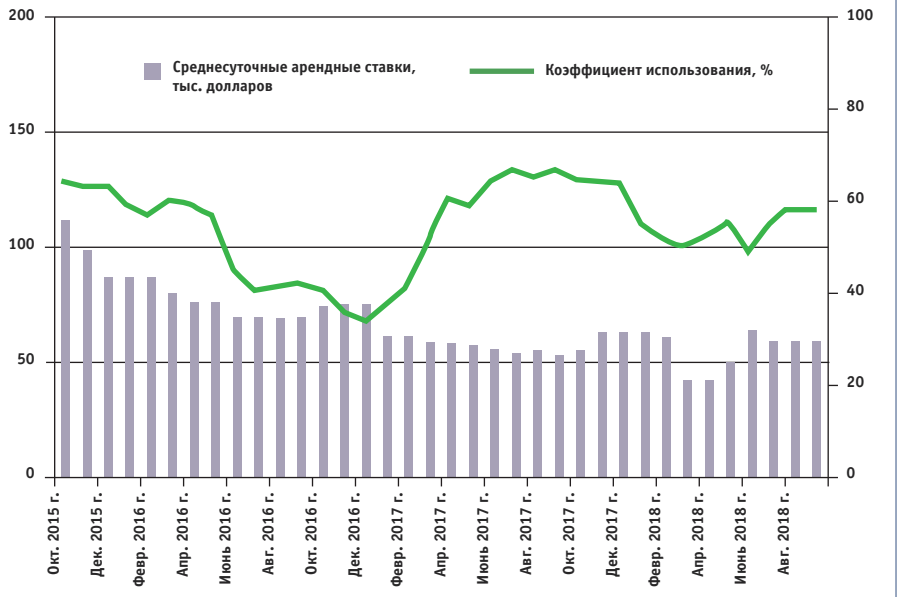
Первый осторожный всплеск спроса был зафиксирован на фоне ожиданий позитивных результатов от апрельской встречи лидеров Северной и Южной Кореи и подкреплён существенным снижением арендных ставок (до 30–40 тыс. долларов в сутки). Затем вновь последовало снижение к порогу 50-процентной безработицы и – новый, более устойчивый рост после июньского саммита КНДР и США в Сингапуре. На этот раз восходящая коррекция обещает стать более продолжительной, о чём свидетельствует и умеренное (+10… +15 тыс. долларов в сутки) увеличение средних арендных ставок. Дополнительными факторами в пользу роста обоих показателей могут стать достаточно активное списание возрастных МБП, а также наращивание добывающих мощностей в Китае, в частности увеличение флота корпорации COSL.

Рис. 9. Динамика суточных арендных ставок и коэффициента использования буровых платформ для жёстких внешних условий эксплуатации



Источник: IHS Markit.

Рис. 9. Динамика суточных арендных ставок и коэффициента использования буровых платформ для жёстких внешних условий эксплуатации



Источник: IHS Markit.

***

Итак, рынок морских буровых продолжает жить надеждами, осуществить которые в полной мере могло бы лишь возвращение на длительный срок нефтяных котировок в комфортный коридор – 70–100 долл./барр. Однако с учётом роста влияния на мировые цены откровенно нерыночных факторов избыточный оптимизм пока представляется неуместным. ■

Depositphotos

Кто нужен отрасли?

Итоги года и ключевые тенденции на кадровом рынке нефтегазового комплекса

Андрей ЗАХАРОВ,
директор департамента компании «Контакт», InterSearch Russia

Компания «Контакт» работает с нефтегазовой индустрией уже более 10 лет, закрывая широкий спектр позиций преимущественно в топ-менеджменте. Конечно, мы стараемся отследить все важнейшие тенденции в отрасли. Рассматривая данный сектор, можно с уверенностью говорить о позитивном векторе развития.

Проводя анализ позиций, над которыми мы работали в последний год, важно отметить ряд изменений. Во-первых, расширился диапазон должностей, связанных с технологией производства (нефть, газ). Во-вторых, выросло количество позиций, включающих работу с высокими технологиями и использованием высокотехнологичного оборудования. В-третьих, увеличился региональный диапазон поиска кандидатов: поиск персонала для нефтегазового сектора осуществлялся в том числе в тех секторах экономики, которые не связаны с рассматриваемым сегментом.

Из-за высокой скорости развития нефтегазового сектора у некоторых компаний появилась необходимость формирования кадрового резерва, включая специалистов других отраслей, а также возникла потребность в поиске иностранного персонала.

В таблице приведены данные по некоторым позициям, которые сегодня наиболее востребованы и с которыми наша компания чаще всего работала в последнее время.

Если оценивать средние размеры зарплат, то по сравнению с прошлым годом нельзя отметить какую-то резкую динамику. Тенденции, скорее, касаются бонусной части: компании, уверенно чувствующие себя на рынке, готовы предлагать более высокие выплаты в зависимости от объёмов добычи или переработки сырья.

Наиболее востребованные позиции в нефтегазовом комплексе

Название должности	Причина востребованности	Требования к кандидату	Проблемы поиска	Совокупный доход, тыс. руб. в месяц
Руководитель завода по переработке (нефть, газ)	Строятся новые заводы по переработке (особенно по переработке газа)	Релевантный опыт управления. Знание технологии переработки	Мало специалистов, имеющих требуемый опыт	500000–1200000
Главный инженер завода по переработке (нефть, газ)		Релевантный опыт работы. Знание используемого оборудования		350000–800000
Директор по технологии переработки (нефть, газ)		Знание технологии переработки. Наличие реального опыта переработки		250000–500000
Технолог по переработке (нефть, газ)		Знание технологии переработки. Наличие реального опыта переработки		100000–200000
Начальник лаборатории (нефть, газ)		Профильное образование. Аналогичный опыт работы		80000–150000
Геолог нефти и газа	Необходимость проведения изысканий	Релевантный опыт работы. Наличие успешных изысканий		50000–100000
Специалист по горизонтальному бурению	Необходимость поиска новых способов добычи углеводородов	Релевантный опыт работы	Мало специалистов, имеющих требуемый опыт	250000–450000
Специалист по восстановлению эффективности скважины	Увеличение эффективности добычи в ранее разработанных скважинах			350000–550000
Специалист по гидроразрыву пласта (ГРП)	Увеличение эффективности добычи	Релевантный опыт работы. Наличие успешных проектов		450000–850000

Источник: компания «Контакт».

Всё хорошо, несмотря на кризис

На сегодняшний день нефтегазовый сектор остаётся одним из самых востребованных у кандидатов. Мы ежегодно наблюдаем, что среди абитуриентов пользуются большой популярностью профильные вузы – Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина, Тюменский индустриальный университет (ТИУ) и другие. Например, если смотреть статистику поступления в РГУ нефти и газа, здесь по-прежнему фиксируется высокий конкурс среди молодежи: в 2018 г. – 20 человек на место. Летом выпускники школ и колледжей подали почти 8900 заявлений на очную бюджетную форму обучения, что считается очень хорошим показателем.

Ещё одно подтверждение востребованности нефтегазового сектора – редкие переходы из него в другие сферы производства. Скорее верна обратная ситуация: многие специалисты готовы перейти в «нефтегаз» из иных отраслей. По нашим исследованиям, всего 10–15% сотрудников уходят из НГК, остальные продолжают развиваться внутри сегмента. При этом следует отметить, что доля кандидатов, вновь пришедших в компанию из совершенно других индустрий, составляет порядка 30%.

Межотраслевые переходы: все больше и чаще

Можно совершенно точно утверждать, что сегодня при формировании кадровых резервов крупнейших нефтегазовых компаний рассматриваются профессионалы, в том числе и из других индустрий.

Можно совершенно точно утверждать, что сегодня при формировании кадровых резервов крупнейших нефтегазовых компаний рассматриваются профессионалы, в том числе и из других индустрий.

Действительно, нефтегазовый комплекс нельзя назвать закрытой сферой – межотраслевые переходы сотрудников внутри блока происходят регулярно. Особенно это касается нефтяного и газового сегмента, где технологии по переработке сырья во многом схожи, поэтому и руководители, и специалисты могут менять работу на нефтяном предприятии в пользу газовой индустрии или наоборот.

Открытость сферы объясняется самой структурой производства. Нефтяные предприятия – это комбинаты и холдинги, которые включают в себя множество заводов. И каждый из них – практически живой механизм, который состоит из различных видов технических устройств, требующих управления, – это оборудование по переработке сырья, вентиляции, заливки, отгрузки и т. д. Подобные механизмы и принципы работы используются во многих других отраслях, поэтому специалисты спокойно могут переходить не только с одного завода на другой, но из самого нефтегазового сектора в другие индустрии.

Если мы говорим о руководящем составе, то здесь тоже очень много должностей, которые не требуют детального знания специфики нефтегазового сегмента. Например, финансовые директора, главные бухгалтеры, юристы, любые специальности, связанные с инвестициями, капитальным строительством. Всё это позиции, на которые могут рассматриваться специалисты из любых сфер деятельности (или почти из всех).

Конечно, самым правильным решением было бы переманить специалиста с аналогичными функциями из аналогичной компании. Но скорость развития отрасли не всегда позволяет это сделать. Тогда приходится прибегать к более демократичному способу подбора и привлечения персонала – компании не ограничивают себя поиском кандидатов в нефтегазовой отрасли, а ставят задачу более широко. В зависимости от поставленной цели (кого ищем?) определяют компетенции для данного кандидата и проводят по ним поиск, отодвигая отраслевой опыт в список второстепенных факторов. Так и появляются в нефтегазовом комплексе директора по информационным технологиям из компаний телеком сектора или руководители, отвечающие за вентиляцию и очистку воздуха, из компаний, которые профессио-

нально занимаются вентиляционным оборудованием.

Линейные специальности

Состояние кадрового рынка напрямую зависит от экономики и ситуации в отрасли. Пока основное развитие мы наблюдаем в газовой индустрии, где до 2024 г. планируется завершение строительства пяти крупнейших предприятий по производству сжиженного природного газа: «Ямал СПГ» (16,5 млн т), Балтийский СПГ (10 млн т), «Владивосток СПГ» (10 млн т), «Арктик СПГ» (18 млн т), Дальневосточный СПГ (5 млн т). Такое развитие требует от компаний новых путей поиска и привлечения персонала. Причём эта деятельность должна осуществляться не только на территории РФ, но и за рубежом, в местах доставки и транспортировки нефти и газа. К слову сказать, наша компания входит в международную сеть executive search, компании-участники которой осуществляют поиск персонала более чем в 52 странах мира. И мы имеем подобные проекты по подбору персонала за рубежом.

Другая тенденция, связанная с предприятиями добычи и переработки углеводородного сырья, – внедрение высоких технологий. К примеру, это задачи, связанные с наклонным и направленным бурением, разрывом пласта, восстановлением эффективности скважин. Соответственно, всё больше востребованы сотрудники, которые умеют работать со специальным оборудованием и обладают соответствующим опытом. В нашей практике было немало примеров, когда крупнейшие нефтегазовые компании искали специалистов за рубежом и приглашали их на предприятия для обмена опытом. Приходилось подбирать профессионалов и на Востоке (Ирак), и на Западе.

Пенсионная реформа: позор или благо?

Одно из главных событий минувшего года, затронувших трудовую сферу, – пенсионная реформа, определившая новый возраст выхода на пенсию для всех специалистов.

Безусловно, новый закон очень сильно ударит по специалистам предпенсионного и пенсионного возраста из нефтегазового сектора. Ни власти, ни бизнес не готовы брать на себя ответственность за людей, которые всю жизнь проработали в отрасли, но после 50 лет оказываются совершенно не нужны своей компании. Тем более если мы говорим о рабочих специальностях, где довольно часто принят вахтовый метод работы, а сами условия труда чрезвычайно суровы. Вопрос: насколько «возрастные» специалисты, занимавшиеся тяжёлым трудом, будут здоровы и выносливы к 65 годам?

Рис. 1. Итоги опроса HR-директоров на тему «Есть ли у работодателей лазейки, чтобы избежать закона? Если да, то какие будут самыми распространенными?»

Источник: компания «Контакт».

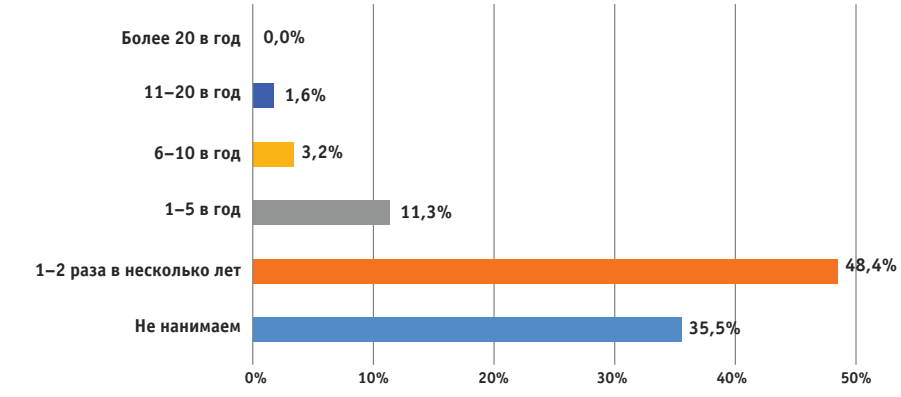
Некоторые работодатели прямым текстом говорят о том, что возрастные сотрудники не могут так же быстро справляться с обязанностями, как молодые. И поднимают производительность с помощью смены поколений, игнорируя тот факт, что старшие специалисты тоже могут принести выгоду бизнесу, но с позиции опыта и передачи знаний.

Практически во всех сферах сегодня делается ставка на более молодое поколение. В принципе, это заметно даже на высшем уровне. К примеру, новым заместителем министра энергетики в этом году стал 32-летний Павел Сорокин, работавший до этого аналитиком в Ernst & Young, «Альфа-банке» и Morgan Stanley.

Некоторые работодатели прямым текстом говорят о том, что возрастные сотрудники не могут так же быстро справляться с обязанностями, как молодые. И поднимают производительность с помощью смены поколений, игнорируя тот факт, что старшие специалисты тоже могут принести выгоду бизнесу, но с позиции опыта и передачи знаний.

Другой нюанс – постоянное развитие технологий. Для того чтобы всё более эффективно заниматься добычей и перера-

Рис. 2. Итоги опроса топ-менеджеров на тему «Как часто вы нанимаете сотрудников в возрасте 50+ на руководящие позиции?»



Источник: компания «Контакт».

Этот опрос продемонстрировал общую картину по всем индустриям. Если говорить конкретно о газовой отрасли, то здесь на руководящих позициях фактически ещё не было смены поколений, так как это одно из самых молодых направлений.

боткой нефти и газа, нужно всё более мощное и всё более современное оборудование. Кто будет лучше знать его? Молодой человек, который владеет английским языком, мог обучаться не только у нас, но и за границей, поэтому имеет более широкий кругозор и зачастую может гораздо быстрее освоить методику? Или человек пожилой, который, скорее всего, всю жизнь работал с одним и тем же старым оборудованием? Естественно, преимущество остаётся за молодым поколением. Но куда отправлять поколение старое? Это большой вопрос, на который ни у государства, ни у бизнеса нет внятного ответа. И даже наказания для работодателей, увольняющих сотрудников предпенсионного возраста (теперь за дискриминацию по возрасту компаниям грозит уголовная ответственность), на практике не будут действовать – это совершенно очевидно. Потому что компании будут применять другие формулировки для увольнения сотрудников, договариваясь с каждым работником отдельно. Об этом свидетельствуют данные нашего исследования, проведённого в октябре среди HR-специалистов (выборка составила 438 человек, см. рис. 1).

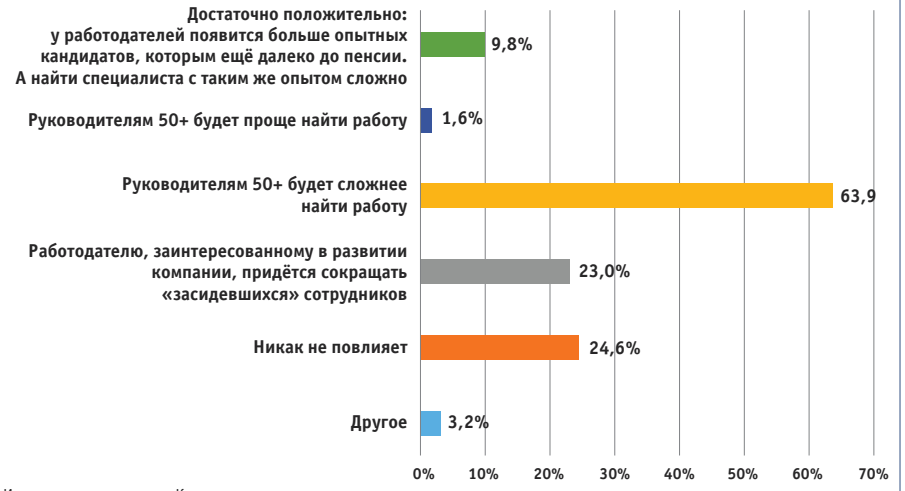
Уязвим не только линейный персонал, но и руководители. Летом наша компания проводила другой опрос среди собственников, топ-менеджеров и HR-директоров российских компаний на тему пенсионной реформы. Около 36% работодателей признались, что вообще на нанимают сотрудников старше 50 лет на руководящие позиции. А 50% делают это с периодичностью 1–2 раза в несколько лет (см. рис. 2).

На вопрос, какие трудности, на их взгляд, возникают в работе с сотрудниками 50+, респонденты чаще всего отмечали следующие аспекты: консерватизм и устаревший подход (30%), нехватка гибкости и неготовность прислушиваться к другому мнению (28%), отсутствие мотивации развиваться дальше (26%) (см. рис. 3).

Рис. 3. Итоги опроса топ-менеджеров на тему «Какие трудности возникают в работе с сотрудниками в возрасте после 50 лет?»

Источник: компания «Контакт».

Рис. 4. Итоги опроса топ-менеджеров на тему «Как, по вашему мнению, отразится на рынке руководителей закон о повышении трудового возраста?»



Источник: компания «Контакт».

При этом почти 64% опрошенных признали, что даже руководителям после принятия нового пенсионного закона будет сложнее найти работу (см. рис. 4).

Этот опрос продемонстрировал общую картину по всем индустриям. Если говорить конкретно о газовой отрасли, то здесь на руководящих позициях фактически ещё не было смены поколений, так как это одно из самых молодых направлений. Когда-то стоял вопрос о приглашении иностранных специалистов, которые вначале помогали отстраивать систему управления, но теперь из-за санкций мы видим всё больше замен экспатов на российских сотрудников.

В нефтяной отрасли руководители действительно могут долго сидеть на своих местах, в том числе до самой пенсии. Однако сегодня всё больше компаний заботятся о создании кадровых резервов, и в этих списках, безусловно, ведётся учёт специалистов, готовых заменить действующих топ-менеджеров. Так что в любом случае существует вероятность того, что руководителя могут попросить уйти или опуститься на позицию ниже. В некоторых компаниях принята практика стимулирования к уходу: возрастным специалистам предлагается некий «золотой парашют» в обмен на отставку здесь и сейчас. Если работник отказывается и решается на увольнение позже, его «подушка безопасности» сгорает. ■

Два вектора каспийской нефти

Наряду с западным направлением транспортировки сырья из Прикаспия наращивает обороты восточное, в сторону динамично развивающихся стран АТР

Лариса РУБАН,
доктор социологических наук, профессор, руководитель отдела исследования проблем международного сотрудничества ИСПИ РАН и международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции»
Ван БАОДОН,
заместитель директора отдела Средней Азии Китайской корпорации по развитию технологий – China Petroleum Technology and Development Corporation (CPTDC)

В данной статье авторы проанализировали проблемы и перспективы западного и восточного направлений экспорта российской нефти из Каспийского региона. Показано действие системы трубопроводов в Европу и азиатские страны и отраслей, использующих углеводородное топливо, а именно электроэнергетику и нефтепереработку. Прежде чем мы рассмотрим направления экспорта каспийской нефти, следует проанализировать, какие отрасли (электроэнергетика, нефтехимия и нефтепереработка, транспорт и т. д.) являются главными потребителями нефти в период 2014–2018 гг.

Источники спроса

В рамках международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции» нами была подготовлена и издана монография «Социально-политические сообщества планеты и лидерство в современном мире» (энергетический аспект). В этом издании эксперты анализировали данный вопрос, особенно подробно на примере европейских стран – крупнейших потребителей энергии. Было констатировано, что в Германии выработка электроэнергии на мазуте за последние 40 лет сократилась почти в пять раз, во Франции к 2013 г. доля угля увеличилась на 14% на фоне снижения производства на мазуте на 19,2% и природном газе на 18,9%. В Италии к 2013 г. доля «нефтяных» электростанций сократилась до 6,3% [1, с. 83, 93, 105].

В 2017 г. этот процесс получил дальнейшее развитие и нашёл отражение в снижении использования нефти в электроэнергетике. Это сказалось на уровне и процентных долях использования топлива в объёме выработки электроэнергии в странах Европы (см. табл. 1).

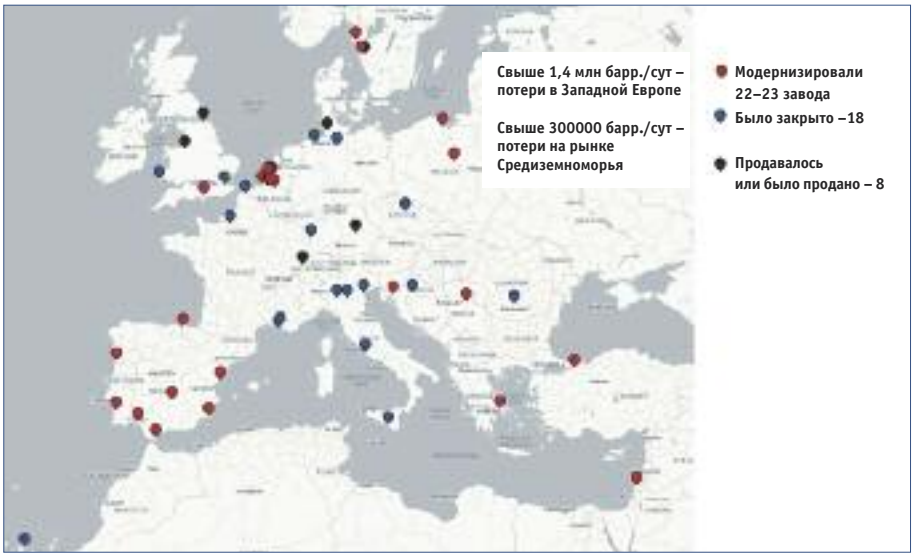
Таким образом, мы видим, что в электроэнергетике Европы использование нефти и её производных продолжает сокращаться.

Как же обстоят дела в нефтехимии и нефтепереработке? Эти изменения мы

Табл. 1. Топливный баланс в электроэнергетике Германии, Франции и Италии в 2017 г., %

Виды топлива	Германия	Франция	Италия
Уголь	37,7	2,5	11,7
Нефть	0,9	0,6	3,9
Газ	13	7	46,8

Рис. 1. НПЗ в Европе и Средиземноморье (по данным на 2018 г.)



Источник: Platts, McGFAW HILL FINALCIAL.

проследим в динамике (см. рис. 1). Мы видим, как и эта сфера резко сужается в связи со сложной ситуацией в европейской нефтепереработке. Если в 2013 г. модернизировалось девять заводов, было закрыто восемь, а продавалось или было продано 15, то в 2018 г. модернизировалось 22–23 предприятия, было закрыто 18, а продавалось или было продано восемь.

В то же время активное развитие, расширение и модернизация этой отрасли происходят на Ближнем Востоке, в Азиатско-Тихоокеанском регионе, в первую очередь в Китае и Индии (см. рис. 2). Рост нефтеперерабатывающих мощностей на 20% ожидался на Ближнем Востоке уже к 2016 г., что и произошло (см. рис. 3).

Прямая «Дружба»

Теперь рассмотрим, каким образом доставляется на европейский и азиатский рынки каспийская нефть.

Существует только один прямой трубопровод, доставляющий нефть от производителей к потребителям. Это самый крупный в Европе нефтепровод «Дружба», который запустили 54 года назад – 15 октября 1964 г. В 1974 г. завершилось строительство второй очереди для увеличения поставок нефти из СССР в Польшу, Чехословакию, Венгрию и ГДР. Протяжённость нефтепровода составляет 8,9 тыс. км от Самары до Брянска, затем до Мозыря, где он разветвляется на два направления: северное – через Белоруссию в Польшу и Германию, южное – через Украину в Чехию, Словакию, Венгрию и Хорватию.

Мы проследим, как функционировал этот нефтепровод за последние пять лет. Следует отметить, что всплеск активности на этой магистрали произошёл весной 2014 г. Так, экспорт российской нефти по южной ветке трубопровода «Дружба», по которой сырьё идёт в Словакию, Венгрию, Чехию и Хорватию, в марте 2014 г. резко увеличился из-за сложной политической ситуации на Украине. В результате компании стремились как можно быстрее выбрать все объёмы за тот год. Это был пик активности в деятельности нефтепровода за период с 2014-го по 2018 г.

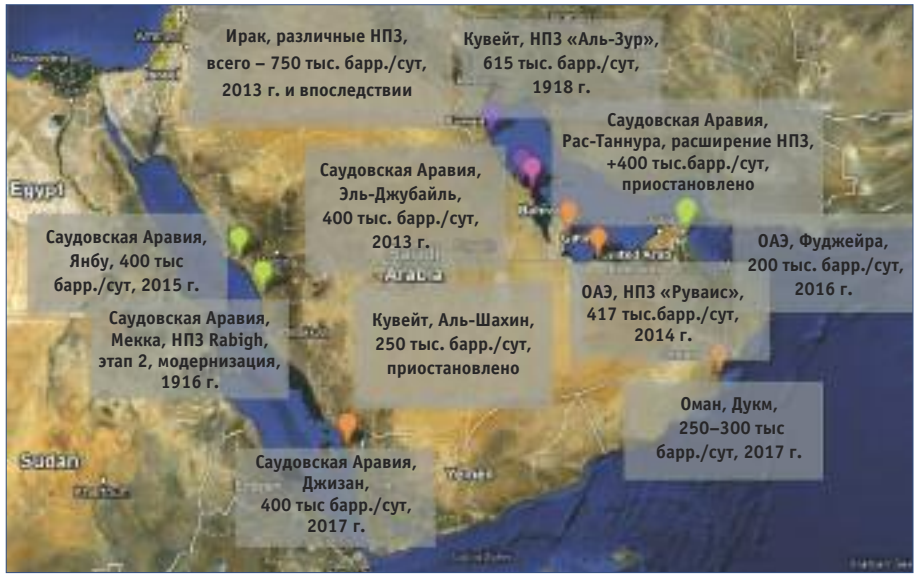
В 2015 г. по «Дружбе» прокачивалось в среднем 1071 тыс. барр./сут, из них на Россию приходилось 1039 тыс. барр./сут, а на остальных экспортёров – 32 тыс. барр./сут.

В 2016 г. прокачка увеличилась на 1 тыс. барр./сут и составила 1072 тыс. барр./сут. Из них российской нефти – 1040 тыс. барр./сут, остальных поставщиков – 32 тыс. барр./сут.

13 октября 2016 г. российская сторона официально известила Киев, что отказывается от эксплуатации украинских магистральных нефтепроводов. Всё происходило в соответствии с соглашением 1995 г. [2].

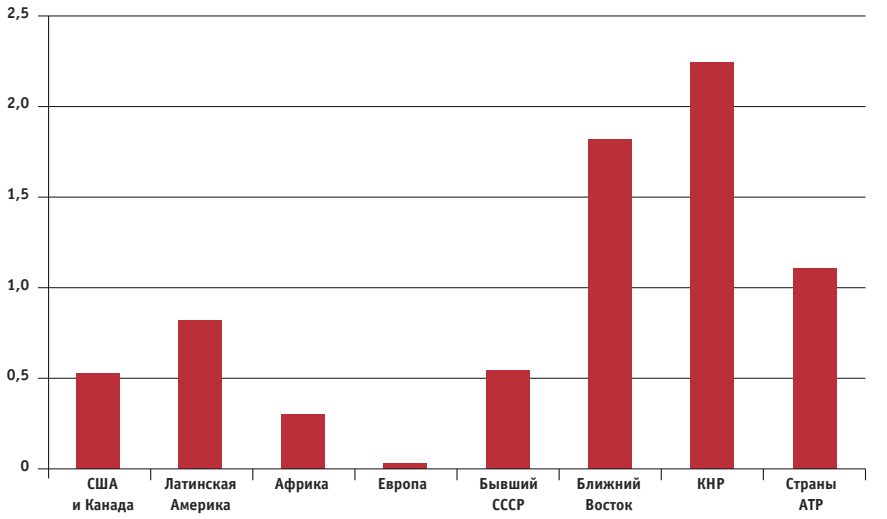
В 2017 г. произошло дальнейшее снижение прокачки по нефтепроводу «Дружба», до 988 тыс. барр./сут, из них на РФ приходилось 956 тыс. барр./сут., на других экспортёров – 32 тыс. барр./сут [3].

Рис. 2. Проекты строительства НПЗ в странах Ближнего Востока



Источник: Pllats, McGFAW HILL FINALCIAL.

Рис. 3. Мощности нефтеперерабатывающей промышленности в 2012–2016 гг., млн барр./сут



Источник: World Oil Outlook, ОПЕК.

Табл. 2. Транспортировка азербайджанской нефти, млн т

	Баку – Новороссийск	Баку – Супса	БТД
2016 г.	1,30	4	29,2
2017 г.	1,50	3,9	27,3
2018 г. по 31.10.2018 г.	1,05	3	23

Следует отметить, что в отличие от «Дружбы» другие нефтепроводы (КТК, Баку – Новороссийск, Баку – Супса) доставляют нефть до портовых терминалов, а дальше транспортировка осуществляется танкерами. И здесь (за исключением маршрута БТД) экспортёры сталкиваются с проблемой проливов Босфор и Дарданеллы, где из-за введённых Турцией ограничений прохода танкеры простаивают летом от одного до семи дней, а в зимнее время – от недели до двух недель (см. табл. 2).

КТК на траектории роста

Каспийский трубопроводный консорциум (КТК) стал одним из крупнейших инвестиционных проектов в энергетической сфере с участием иностранного капитала на территории СНГ. Его акционерами являются:

Российская Федерация – 31% (представлена ПАО «Транснефть» – 24% и «КТК Компани» – 7%);

- Республика Казахстан – 20,75% (представлена «КазМунайГазом» – 19% и Kazakhstan Pipeline Ventures LLC – 1,75%);
- Chevron Caspian Pipeline Consortium Company – 15%;
- LUKARCO B.V. – 12,5%;
- Mobil Caspian Pipeline Company – 7,5%;
- Rosneft-Shell Caspian Ventures Limited – 7,5%;
- BG Overseas Holding Limited – 2%;
- Eni International N.A. N.V. – 2%;
- Oryx Caspian Pipeline LLC – 1,75%.

Протяжённость трубопровода – от нефтяных месторождений Западного Казахстана до морского терминала в Новороссийске – составляет 1511 км. По КТК транспортируется нефть не только с Тенгиза и Карачаганака, но и из других регионов Казахстана и с российских месторождений. Проектная мощность – 28,2 млн т в год.

Подача нефти в трубопровод КТК началась 26 марта 2001 г. В октябре того же года на терминале в Южной Озерейке была осуществлена пробная загрузка первого танкера. В августе 2003 г. был сдан в эксплуатацию трубопровод Карачаганак – Большой Чаган – Атырау протяжённостью 635 км. С середины 2004 г. по нему начались регулярные поставки нефти с месторождения Карачаганак. В апреле 2003 г. начал работу трубопровод Кенкияк – Атырау протяжённостью 450 км. Он подключил к системе КТК нефтяные промыслы Актюбинской области Казахстана.

С середины 2004 г. загрузка трубопровода КТК подошла к пределу его технических возможностей. После того как в систему стала поступать нефть российских грузоотправителей, транспортировка возросла до 30 млн т в год при проектной мощности 28,2 млн т. Прокачка дополнительных объёмов осуществляется за счёт добавления в нефть антифрикционных (противотурбулентных) присадок.

Проследим динамику функционирования нефтепровода за последние пять лет. Максимальный объём годовой прокачки по КТК в 2014 г. составлял около 33–35 млн т. Было запланировано его расширение до 48, а затем и до 67 млн т в год (1,35 млн барр./сут).

В 2016 г. объём экспорта нефти через терминал Каспийского трубопроводного консорциума составил 44,3 млн т [4]. В 2016 г. консорциум прокачал 634,7 тыс. т с месторождения имени Филановского и 110,3 тыс. т с месторождения имени Корчагина, а с начала 2017 г. «ЛУКОЙЛ» поставил в нефтепроводную систему КТК ещё 2,3 млн т нефти с этих месторождений. В планах КТК было увеличить прокачку сырья с месторождений им. Филановского и им. Корчагина в 2017 г. в семь раз – до 5,4 млн т (для сравнения см. [5]).

В 2017 г. объёмы прокачки нефти по КТК по сравнению с предыдущим годом выросли на 24,4%, до 55,1 млн т.

В апреле 2018 г. КТК ввёл в эксплуатацию последнюю нефтеперекачивающую станцию в рамках проекта расширения мощностей трубопроводной системы – КТК-НПС-2 в Калмыкии. Глава ПАО «Транснефть» Н. Токарев заявил о том, что мощность КТК может быть увеличено с 67 (в ноябре 2018 г.) до 72 млн т за счёт специальных присадок [6].

Самая востребованная магистраль

Нефтепровод Баку – Тбилиси – Джейхан (БТД) в настоящий момент является одним из наиболее загруженных. Его протяжённость – 1768 км (443 км по Азербайджану, 249 км по Грузии и 1076 км по Турции). Мощность БТД составляет 1,2 млн барр./сут. Первоначальная пропускная способность – 25 млн т, нынешняя – 50 млн т в год.

Строительство магистрали началось в апреле 2003 г., а его заполнение нефтью – 18 мая 2005 г. Акционеры БТД: BP – 30,1%, ГНКАР – 25%, Unocal – 8,9%, Equinor – 8,7%, ТРАО – 6,5%, Eni – 5%, Itochu – 3,4%, ConocoPhillips – 2,5%, Inpex – 2,5%, Total – 5% и Amerada Hess – 2,4%. Оператором БТД выступает компания BP.

Как сообщала ГНКАР, с июня 2006 г. по 1 октября 2017 г. по трубопроводу Баку – Тбилиси – Джейхан было прокачано 341 млн 864,853 тыс. т нефти. В январе – сентябре 2017 г. по БТД транспортировано 20 млн 326,791 тыс. т [7].

По сообщению агентства Trend, в 2017 г. «ЛУКОЙЛ» активно вёл переговоры с ГНКАР об экспорте российской нефти по

нефтепроводу Баку – Тбилиси – Джейхан. Ранее компания уже транспортировала по БТД нефть с месторождения им. Юрия Корчагина, но затем перенаправила её в нефтепроводную систему КТК. Это решение было принято в связи с тем, что прокачка сырья до Новороссийска дешевле, чем до Джейхана [8].

В 2017 г. Казахстан, который не осуществлял транспортировку нефти по данному трубопроводу со второй половины 2015 г., также возобновил её, экспортировав 90 тыс. т [9].

Хорошее начало, проблемное настоящее

Нефтепровод Баку – Новороссийск имеет диаметр 700 мм, протяжённость 1348 км, пропускную способность 62 млн т в год. В настоящий момент он переживает не лучшие времена. А ведь всё начиналось так оптимистично. 25 октября 1997 г. Азербайджан начал экспорт сырой нефти на мировые рынки по модернизированному Северному трубопроводному маршруту, и 12 декабря 1997 г. из Новороссийска вышел первый танкер с данным сырьём.

Следует отметить последовательное снижение (с 2012 г.) прокачки нефти ГНКАР по трубопроводу Баку – Новороссийск. Так, в 2013 г. было экспортировано 1,751 млн т, что на 313 тыс. т ниже показателя 2012 г.

В 2014 г. ситуация не улучшилась и 14 февраля российская сторона официально сообщила о прекращении действия договора, по которому с 1997 г. осуществлялся транзит азербайджанской нефти через РФ по трубопроводу Баку – Новороссийск в объёме 5 млн т в год.

18 февраля 2014 г. между ГНКАР и «Транснефтью» был подписан новый коммерческий договор о транспортировке азербайджанской нефти по северному маршруту до конца 2014 г. При этом ГНКАР планировала перекачать в 2014 г. 1,02 млн т, то есть 85 тыс. т ежемесячно. В 2017 г. ГНКАР и «Транснефть» подписали новый договор о транспортировке 1,5 млн т в год по трубопроводу Баку – Новороссийск.

Самый короткий маршрут

Нефтепровод Баку – Супса – самый короткий из всех кавказских маршрутов доставки нефти с Каспийского моря к терминалам Чёрного. Он был пущен в эксплуатацию компанией British Petroleum в 1999 г. для транспортировки так называемой «ранней лёгкой нефти» с месторождений Азери, Чираг и Гюнешли в европейские страны. Протяжённость его составляет 830 км, из которых 370 км проходят по территории Грузии, диаметр трубы 530 мм. Пропускная способность 7 млн т в год (140 тыс. барр./сут). Оператором трубопровода является компания BP [10].

В августе 2008 г. BP-Azerbaijan, оператор азербайджанского и грузинского участков трубопровода БТД, приостановила прокачку нефти по магистрали Баку – Супса, продолжая её по двум оставшимся альтернативным маршрутам: по нефтепроводу Баку – Новороссийск и по железной дороге до Батуми.

В целом в 2014 г. экспорт каспийской нефти через морские порты начал падать. Так, поставки через Новороссийск сократились на 3 млн т, до 17,5 млн т. Транспортировка по нефтепроводу «Дружба» также уменьшилась на 628,5 тыс. т, до 36,7 млн т.

Восточный вектор

Рассмотрим, как идёт транспортировка нефти в восточном направлении. В 2006 г. был пущен нефтепровод Атасу – Алашанькоу протяженностью 988 км. Он является второй очередью нефтетранспортного проекта Казахстан – Китай и проходит от нефтеналивной железнодорожной эстакады на станции Атасу в Карагандинской области до границы с Китаем в районе железнодорожного терминала Дружба – Алашанькоу. Пропускная способность первой очереди составила 10 млн т, второй – 20 млн т в год с перспективой увеличения до 50 млн т в год. Работы были завершены в середине декабря 2005 г. Первая очередь введена в эксплуатацию в 2006 г., вторая – в 2011 г. Казахстанская нефть впервые получена в Алашанькоу 25 мая 2006 г.

11 ноября 2013 г. «Роснефть», «КазМунайГаз» и «Казтрансойл» подписали предварительный договор о транспортировке нефти через территорию Казахстана. В декабре того же года в Москве было заключено соглашение по ежегодным поставкам через нефтепровод на казахской территории в Китай 7 млн т нефти с возможностью увеличить объём до 10 млн т в год. Российская сторона получила доступ к системе магистральных трубопроводов по направлению Омск – Атасу (Казахстан) – Алашанькоу (КНР).

Мажилис Казахстана в июне 2014 г. подтвердил соглашение о транспортировке российской нефти в Китай через казахскую территорию.

«Роснефть» уже в I квартале 2014 г. экспортировала в Китай транзитом через Казахстан 1,7 млн т нефти. За транзит она ежегодно платит около 55 млн долларов. Срок действия договора составляет пять лет с возможностью автоматической пролонгации на дополнительные пять лет.

Китай заинтересован в маршруте через Казахстан, так как компания CNPC является владельцем 50-процентной доли в нефтепроводе Атасу – Алашанькоу. На момент подписания договора данная магистраль не была загружена на полную мощность. Обменные операции позволяют Казахстану заполнить нефтепровод в КНР за счёт высвобождающихся объёмов, которые сейчас поставляются на запад и будут замещены объёмами «Роснефти».

С 2014 г. были утверждены новые тарифы для транзита российской нефти по нефтепроводу Прииртышск – Атасу – Алашанькоу с северной части Казахстана в Китай. Для участка нефтепровода от Прииртышска (Павлодарская область) до Атасу (Карагандинская область) был установлен тариф в размере 76,2 цента за тонну, от Атасу до Алашанькоу – 7,1 доллара. Тарифы приведены без учёта НДС [11].

Таким образом, мы можем констатировать, что наряду с западным направлением транспортировки каспийской нефти наращивает обороты восточное направление, в сторону динамично развивающихся стран Азиатско-Тихоокеанского региона. И в будущем эта тенденция только усилится.

Источники

1. Социально-политические сообщества планеты и лидерство в современном мире (энергетический аспект) /Под ред. Рубан Л. С. – М.: Academia, 2014. 328 с.
2. См.: http:// vichivisam.ru/?p=4632 [Конец нефтепроводу «Дружба». 20.10.2016 г.].
3. OPEC MOMR Oil Monthly Report. № 1. 2018.
4. См.: http://www.ngv.ru/news/export_nefti_cherez_terminal_ktk_v_2017_godu_vyros_ na_24_4_do_55_mln_tonn_/ [Дата последнего обращения 14.11.2018 г.].
5. См.: http://www.ngv.ru/news/lukoyl_vedet_peregovory_s_socar_po_prodolzheniyu_ eksporta_rossiyskoy_nefti_po_btd/?sphrase_id=665741 [Дата последнего обращения 14.11.2018 г.].
6. ИА Rambler News Service (rns. online). [Москва. 21 августа 2018 г.].
7. См.: http://www.ngv.ru/news/postavki_azerbaydzhanskoy_nefti_po_truboprovodu_vts_ v_2017_g_sokratilis_na_14/?sphrase_id=665741 [Дата последнего обращения 14.11.2018 г.].
8. См.: https://rns.online/energy/Lukoil-vedet-peregovori-s-Socar-o-postavkah-po- nefteprovodu-Baku-Tbilisi-Dzheihan-2017-10-12/ [Дата последнего обращения 14.11.2018 г.].
9. См.: http://www.ngv.ru/news/kazakhstan_vozobnovil_transportirovku_nefti_cherez_ azerbaydzhan/?sphrase_id=665741 [Дата последнего обращения 14.11.2018 г.].
10. См.: https://www.newsru.com/finance/12aug2008/b_t_d.html [Дата последнего обращения 14.11.2018 г.].
11. Комплексная характеристика ситуации в АТР (по результатам международных экспертных опросов в 2005–2014 гг.) / Под ред. Рубан Л. С. – М.: Academia, 2016. 359 с.

Надуманные предлоги

Действия Анкары по ограничению прохода нефтяных танкеров через Босфор – попытка нечистоплотной экономической конкуренции

Институт развития технологий топливно-энергетического комплекса (ИРТТЭК) представил исследование «Экономическое и геополитическое значение международных проливов для транспортировки нефти и нефтепродуктов». Один из основных разделов исследования посвящён политике Турции и ситуации вокруг черноморских проливов Босфор и Дарданеллы.

Три месяца назад Турция ввела новые ограничения на прохождение крупнотоннажных судов по проливам, что обернулось повышением стоимости фрахта танкеров из Новороссийска до европейских портов, ростом очередей. Это вскрыло старые проблемы взаимоотношений с нашим турецким партнёром. О возможном развитии ситуации вокруг черноморских проливов мы попросили рассказать одного из авторов исследования, ведущего аналитика ИРТТЭК Сергея АЛИХАШКИНА.

– За последний месяц серьёзно осложнилась ситуация с прохождением судов по Босфору. Судоходные компании жалуются на препятствия со стороны Турции. Насколько ситуация острая?

– Положение с проходом судов из Чёрного моря в Средиземное и обратно действительно достаточно напряжённое. Буквально за последние два месяца время ожидания разрешения на проход через черноморские проливы выросло с одних суток до 13. Сам фрахт подорожал не так заметно, на популярном маршруте из Новороссийска в Геную где-то на 2,25%. Это около 16 тыс. долларов с рейса стандартного танкера дедвейтом 100 тыс. т нефти.

Причиной стало установление Министерством транспорта Турции с 1 сентября ограничений на прохождение по Босфору и Дарданеллам крупнотоннажных судов. Это было сделано в одностороннем порядке, что нарушает международные соглашения, регулирующие режим проливов.

– В чём нарушения? Всё-таки Босфор и Дарданеллы со всех сторон окружены турецкой территорией…

– Надо понимать, что регулирование отношений между разными странами в привычном нам сегодня виде выстраивается уже два века. Окончательно система международных соглашений по плаванию в важнейших для мировой торговли проливах была полностью сформирована перед Второй мировой войной. И вот как минимум 80 лет мы пользуемся этой системой.

Конкретно Турция сейчас нарушает Конвенцию о режиме Черноморских проливов, подписанную в 1936 г. в швейцарском Монтрё. Согласно конвенции, торговые суда могут свободно проходить проливами без ограничений, таким же правом пользуются военные корабли черноморских государств. Конвенция предусматривала беспрепятственный проход даже в условиях войны, если только Турция не являлась одной из воюющих сторон.

Иностранные суда должны проходить проливы без промедления, воздерживаться от любых противоречащих порядку или быстрому транзиту действий, а также соблюдать местные санитарные и экологические нормы.

А вот необоснованное закрытие проливов может быть отменено ООН. Так что да, желание Анкары получить больше контроля над черноморскими проливами действительно противоречит международному праву.

– Чем мотивирует Турция свою позицию и насколько адекватна аргументация?

– Турецкая сторона говорит о растущей аварийности и связанных с ней рисках. Активно эксплуатируется тезис о пределе пропускной способности проливов.

Наш анализ показывает, что транспортировка через Босфор и Дарданеллы действительно имеет некоторые ограничения, но они не настолько влияют на ситуацию, чтобы надо было ужесточать правила.

Риторике турок о перегрузке не один десяток лет. Анкара традиционно использует этот аргумент и своё господство над проливами для усиления переговорных позиций и создания преимуществ для своих компаний. Но эта риторика не выдерживает никакой критики. Мы это в исследовании показываем.

Существующие проблемы с задержками прохода судов связаны не с загруженностью проливов, а в первую очередь с управлением транспортными потоками, организованным турецкой стороной. До введения новых правил организация движения судов через Босфор всех удовлетворяла. Среднее время ожидания прохода пролива составляло около 10 часов, сейчас, напомню, задержки – уже почти две недели! Общее среднегодовое количество проходов судов на протяжении последних лет стабильно держится на уровне 50 тыс. Поэтому турецкая аргументация о загрузке проливов сильно натянута.

Второй аргумент, который используется турками, – экологические риски и аварийность в Босфоре. Но и он несостоятелен. По их данным, за последние 50 лет в зоне проливов произошли около 500 происшествий, 40 из них серьёзные. При этом наш анализ статистики ЧП показал, что наибольшую опасность представляют не нефтяные танкеры, а поперечное движение судов, совершаемое преимущественно турецким транспортом. Именно малогабаритные суда, осуществляющие поперечное движение через пролив, провоцируют масштабные аварии.

– Тогда зачем всё это? Что реально стоит за попытками турок в очередной раз ужесточить правила прохода через Босфор?

– Новыми правилами Турция намеренно увеличивает риски. Их введение приводит к тому, что с обеих сторон на входах в пролив скапливается большое количество крупнотоннажных судов, которые, ожидая очереди для прохода, вынуждены маневрировать на ограниченной площади. Получается коллапс.

По сути, это попытка «нечистоплотной» экономической конкуренции. А цель – перераспределение ренты от международной транспортировки нефти и нефтепродуктов. И тут есть несколько трактовок ситуации.

Основная – запоздалая реакция на успешное завершение строительства Каспийского трубопроводного консорциума (КТК). Это попытка создать препятствия для транспортировки нефти из Новороссийска и Южной Озереевки, перенаправив поток сырья в недозагруженный трубопровод Баку – Тбилиси – Джейхан (БТД). Нефтепровод проходит преимущественно по турецкои территории и приносит существенные поступления в бюджет страны.

Сейчас высокие тарифы БТД отпугивают нефтедобытчиков. В 2018 г. объём прокачки азербайджанского сырья по данному маршруту сократился на 0,4%. В 2017 г. этот показатель тоже имел отрицательную динамику, примерно минус 8%. Прокачка российской и туркменской нефти по БТД в 2018 г. также сократилась примерно на столько же.

При этом параллельно падению прокачки по БТД росла добыча в Казахстане. В текущем году казахи увеличили добычу нефти и газоконденсата на 5,3% (это Кашаган, Карачаганак, Тенгиз). Такой рост наряду с повышением рыночных цен стал триггером для Анкары. Особенность добычи нефти, например на Кашагане, заключается в её высокой стоимости. В открытых источниках даже нет точных цифр по этому поводу. В ситуации низких цен на нефть КТК безальтернативен. После 70 долларов (за баррель на бирже. – Ред.) дорогой вариант поставок БТД перестал выглядеть абсурдным. Очередной виток активности турок по времени как раз совпал с ростом котировок на нефтяном рынке.

– А в чём заключаются другие трактовки событий?

– Это вялотекущая попытка Анкары перенаправить грузопоток из Босфора в строящийся Стамбульский канал – искусственный дублёр пролива Босфор. Глава Турции Эрдоган неоднократно комментировал перспективы этого крупномасштабного проекта, заявляя, что решение о начале сооружения канала является необратимым. Предполагается, что объявление тендера на его строительство может состояться до конца 2018 г., а завершение работ – в 2023 г., к 100-летию основания Турецкой Республики.

С точки зрения навигации явной необходимости в сооружении канала нет. Аргументация турок – купировать экологические риски – выглядит весьма натянутой. И нам представляется, что интерес Анкары заключается в искусственном создании условий, при которых компании, осуществляющие транзит через Босфор, будут вынуждены платить по мировым стандартам, применяемым при прохождении международных каналов. В настоящее время это невозможно в рамках Конвенции Монтрё.

Проход по «Стамбулу» уже предварительно оценивается в сумму порядка 40 долларов за перевозимую тонну нефти. Так что тут туркам прямой профит. Мы не исключаем, что по мере ввода в строй «Стамбула» запретительные инициативы турок на Босфоре будут носить более жёсткий характер, вплоть до перекрытия под различными предлогами.

И третья версия мотивов турецкой стороны – активность американской дипломатии, пытающейся поддержать проект нефтепровода Бургас – Александруполис. Этот трубопровод изначально проектировался для транспортировки возрастающих объёмов нефти КТК по суше в обход черноморских проливов. Россия была в этом заинтересована. Нам принадлежала

50-процентная доля в консорциуме. Потом в 2011 г. Болгария отказалась от проекта, но в 2016 г. совершенно неожиданно выступила против ликвидации управляющей компании, снова обозначив свой интерес к проекту.

Вместе с тем, конъюнктура на мировом энергетическом рынке изменилась. Россия диверсифицировала свой энергоэкспорт: были построены нефтепроводы в Приморск и Усть-Лугу, которые позволяют в случае необходимости перенаправить сырьё из Новороссийска на Балтику. Нам это стало неинтересно. Зато резко возрос интерес американской компании Chevron, одного из основных акционеров КТК. В этом контексте активность американской дипломатии может быть объяснена попыткой создания надёжного коридора для экспорта нефти Западного Казахстана.

– Каков Ваш прогноз развития событий?

– Как будет развиваться ситуация на Босфоре, думаю, стопроцентно сейчас предсказать никто не сможет. Точно одно: объёмы транспортировки нефти через черноморские проливы больше уже не увеличатся. В 2005 г. был достигнут максимум. С тех пор ситуация практически не меняется. В среднем по году тут проходит около 120 млн т. Возможно небольшое увеличение в ближайшей перспективе, но это всё в пределах 2005 г. То есть с точки зрения каких-то перегрузок проливов или повышения рисков говорить не о чем. Ну а как себя в очередной раз поведут турки – посмотрим. ■

От реэкспорта сырья – к высоким переделам

Белорусская нефтехимия активно модернизируется и готовится следовать в русле глобальных отраслевых трендов

Алексей ЧУБАТ

Масштабный нефтехимический комплекс Белоруссии был создан в 1960–1970 гг. Сегодня в стране производят полтысячи видов нефтехимической продукции, которая поставляется более чем в 100 стран мира. Оборот нефтехимической отрасли превышает 3 млрд долларов в год, в том числе на долю экспорта приходится 1,5 млрд. Одним из основных экспортных направлений стала Великобритания. Через зарегистрированного там белорусского трейдера в 2017 г. было продано 5,8 млн т нефтехимической продукции на сумму 2,2 млрд долларов. Крупными покупателями стали также Польша и Сербия. В Польшу экспортировали 580 тыс. т нефтепродуктов на 287 млн долларов, в Сербию – 380 тыс. т на 94 млн.

Флагманы нефтехимии

В Белоруссии сложно найти крупное предприятие, хотя бы часть акций которого принадлежала частному инвестору. Не являются исключением и химические комбинаты.

Какие же предприятия сегодня составляют костяк нефтехимического комплекса Белоруссии? В последние годы инновационные продукты европейского качества по невысокой цене предлагает ОАО «Белшина». Это один из крупнейших производителей в шинной отрасли в Восточной Европе. Завод выпускает продукцию для легковых, грузовых, большегрузных автомобилей, строительно-дорожных и подъёмно-транспортных машин, электротранспорта, автобусов, тракторов и сельскохозяйственной техники.

В рамках проводимой модернизации ОАО «Белшина» реализует ряд крупных инвестиционных проектов, предполагающих закупку современного высокотехнологичного оборудования, имеющего высокий уровень автоматизации. Это позволяет снизить процент брака, уменьшить затраты на обслуживание, помогает решать вопросы по энергосбережению и экологии.

Цель одного из осуществлённых проектов – увеличение ассортимента и объёмов производства (на 220 тыс. штук в год) цельнометаллокордных шин радиальной конструкции для грузовых автомобилей и автобусов. Инвестиции в него составили 24 млн долларов.

Ещё один проект позволил увеличить до 84 тыс. штук в год выпуск широкопрофильных сельскохозяйственных шин радиальной конструкции с низким удельным давлением на почву для самоходной энергонасыщенной техники. Объём инвестиций равнялся 36,5 млн долларов.

В данный момент на предприятии создаётся производство шин радиальной конструкции с посадочным диаметром до 63 дюймов для самосвалов особо большой грузоподъёмности («БелАЗов»), а также для карьерной техники зарубежного производства (Komatsu, Caterpillar и т. д.). Запуск этого производства намечен на 2021 г. В

данный проект вложено 200 млн долларов, а срок окупаемости рассчитан на 10,5 года.

Ведётся также поиск финансирования для организации производства транспортёрных (конвейерных) лент. Их планируется поставлять промышленным предприятиям горно-добывающей, металлургической, деревообрабатывающей и машиностроительной отраслей стран ЕАЭС. Общая сумма необходимых инвестиций составляет 27 млн долларов. Предполагается, что зарубежный инвестор создаст совместное предприятие с участием местного партнёра.

В Белоруссии существуют и действительно уникальные производства. В частности, речь идёт о разработчике и изготовителе присадок к моторным маслам – «ЛЛК-Нафтан». Сейчас это предприятие успешно развивается и поставляет за границу продукцию на сотни тысяч долларов в год. Белорусские присадки используются для приготовления масел многих известных брендов (не только в ЕАЭС, но и дальнем зарубежье). «ЛЛК-Нафтан» выпускает более 100 видов этого продукта, общий объём производства достигает 20 тыс. т в год. Предприятие также модернизируется, и в скором времени данный объём существенно вырастет, а ассортимент расширится. В частности, будут изготавливаться присадки экстра-класса для судовых двигателей.

Новополоцкий «Полимир» специализируется на выпуске полиэтилена высокого давления. В 2017 г. предприятие переработало около 263 тыс. т углеводородного сырья, которое было поставлено с головного предприятия – ОАО «Нафтан». Основной технологией является пиролиз бензина и лёгких углеводородных фракций с получением конечных продуктов. Здесь применяются технологии крупнейших компаний из Великобритании, Японии, Германии, Италии, а также разработки НИИ и проектных институтов стран СНГ. Более 60% полиэтилена, акрилового волокна, продуктов органического синтеза и углеводородных фракций экспортируются в Россию, на Украину, в Германию, Финляндию, Польшу, Иран, страны Балтии, Венгрию, Болгарию, Китай и другие государства. Но всё же главный рынок сбыта полиэтилена – Россия, куда идёт 85% всего экспорта.

Что касается ПАН-волокна, то больше 50% данного продукта отгружается в страны Азии. В Россию идёт 20%, в Турцию – 13%. В то же время Турция закупает 40% нитрила акриловой кислоты, ещё почти 40% отправляется в Нидерланды. В последнее время растут экспортные поставки «Полимира» в Иран и Венгрию. Так, в Иране белорусские волокна используются для ткачества ковров.

bobruisk.ru

В последние годы инновационные продукты европейского качества по невысокой цене предлагает ОАО «Белшина». Это один из крупнейших производителей в шинной отрасли в Восточной Европе.

Одним из потенциальных инвестиционных проектов «Нафтана» является строительство новой этилен-пропиленовой установки, которая сможет производить до 200 тыс. т этилена и 100 тыс. т пропилена в год.

В свою очередь, ОАО «Могилёвхимволокно» – один из крупнейших производителей полиэфирных волокон и нитей в Европе, а также единственный в СНГ крупный изготовитель диметилтерефталата (ДМТ) и полиэфирного гранулята (ПЭТФ). Предприятие основано в 1968 г., а в начале 2000-х оно было реорганизовано в акционерное общество. Ассортимент его продукции насчитывает более 100 видов.

Ещё в 2010 г. ОАО «Могилёвхимволокно» стало полноправным членом Европейской ассоциации производителей химических волокон (CIRFS), штаб-квартира которой расположена в Бельгии. На долю компаний, входящих в CIRFS, приходится более 85% всего объёма производства данной продукции в Европе. Ассоциация представляет интересы своих участников в правительственных кругах Евросоюза, оказывает им помощь в решении экономических вопросов. Членство могилёвского предприятия в CIRFS позволило восстановить поставки полиэфирных волокон и жгута в страны ЕС. Появилась также возможность регулярно получать актуальную информацию о ситуации на европейском рынке полиэфирной продукции, участвовать в обсуждении нормативно-правовых и технических актов. Таким образом, предприятие получило страховку от экономических санкций и почти свободный доступ на рынок Европы.

В данный момент «Могилёвхимволокно» реализует проект по созданию нового комплекса производства полиэфирной продукции. Это позволит перейти на современную технологию выпуска продукта из терефталевой кислоты. Проект должен быть завершён к 2020 г.

В 2004–2016 гг. на «Могилевхимволокно» успешно реализовано более 30 инвестиционных проектов на сумму примерно 280 млн долларов. В частности, освоен выпуск новых видов продукции: гранулята ПЭТ пищевого назначения, высокопрочных и низкоусадочных технических нитей, полиэфирной основы для кровельных материалов.

Производство химических волокон и нитей на данном предприятии в три раза превышает потребности Белоруссии – всё остальное идёт на экспорт. Продажи за границу приносят стране больше 200 млн долларов в год.

Ещё одно предприятие, ОАО «СветлогорскХимволокно», занимается выпуском полиэфирных нитей и «умного текстиля». Данная продукция в виде опытно-промышленных партий поставляется на предприятия лёгкой промышленности Белоруссии, планируется также начало экспорта в Россию.

Ищет инвестиций и модернизирует своё производство и ОАО «Лакокраска» – производитель высококачественной лакокрасочной продукции. Уже сейчас это предприятие занимает свыше 1% на мировом рынке фталевого ангидрида. Такого результата позволила достичь реализация крупного инвестиционного проекта в период 2013–2017 гг. В него вложили более 50 млн евро. Было установлено современное оборудование ведущих производителей из Германии, Франции и Чехии.

Фталевый ангидрид служит сырьём для производства широкой гаммы химических изделий – от красок до композиционных материалов. Например, именно он придаёт пластмассам эластичность и гибкость. Сегодня мировое производство и потребление фталевого ангидрида составляет 4 млн т, в том числе ёмкость российского рынка достигает 40 тыс. т, украинского – 6–7 тыс. т. В Белоруссии сейчас выпускается 50 тыс. т данной продукции.

Причём потребление фталевого ангидрида в мире увеличивается почти на 5% в год. В основном рост отмечается в странах ЕС. Естественно, растущий рынок, новое оборудование европейских марок и близость к границе Евросоюза (до Польши – немногим более 100 км) – всё это обеспечивает ОАО «Лакокраска» и его инвесторам хорошие перспективы.

Всё громче заявляет о себе и ОАО «Завод горного воска». В 2010 г., после серьёзной модернизации, предприятие сконцентрировалось на производстве твёрдого парафина и стало ещё одним крупным экспортёром нефтехимической продукции из Белоруссии.

В русле глобальных трендов

В России, Белоруссии и других странах СНГ спрос на полимеры растёт опережающими темпами. Особенно если речь идёт об уникальных продуктах. В ближайшие 15 лет нефтехимическая продукция будет востребована в автомобилестроении, пищевой промышленности, строительстве, медицине и других областях.

Относительно новый и весьма перспективный сегмент нефтехимии – выпуск полимерных труб. Спрос на них будет однозначно расти в ближайшее десятилетие. Ещё один потенциально крупный потребитель нефтехимической продукции – жилищно-коммунальный комплекс, где будут весьма востребованы новые материалы. К примеру, компания Dow разработала новый вид пенополистирола, который позволяет на 30% сократить потребление энергии в жилом фонде.

Перспективы белорусской химической промышленности связаны с развитием малотоннажного производства. Это также отвечает глобальному тренду – химическая промышленность в мире идёт по пути всё большей специализации, стремясь не к выпуску массовой продукции, а к удовлетворению запросов конкретного заказчика. Так, один из ярких примеров – сотрудничество BASF и Adidas в рамках создания более пружинящих беговых кроссовок. А в автомобилестроении наблюдается рост спроса на термопластичные композиты и новые марки пластиков, которые позволяют сократить объёмы потребляемой автомобилем энергии. В результате та же BASF разработала для автомобиля Mercedes-Benz S-класса конструкцию пластмассовой поперечной балки в приводе заднего моста.

Перспективы белорусской химической промышленности связаны с развитием малотоннажного производства. Это также отвечает глобальному тренду – химическая промышленность в мире идёт по пути всё большей специализации, стремясь не к выпуску массовой продукции, а к удовлетворению запросов конкретного заказчика.

Есть аналогичные примеры и в Белоруссии. Так, Институт химии Академии наук Белоруссии не так давно синтезировал для заказчика из Канады всего 25 мг некоего соединения, но выручка составила 25 тыс. долларов. Это, конечно, особый случай, но в целом в будущем стоит делать ставку не столько на объёмы выпускаемой продукции, сколько на её уникальность.

Сила и слабость

В последнее десятилетие белорусская нефтехимия фундаментально модернизируется. Главный упор сделан на реконструкцию действующих производств, увеличение мощностей и создание новых активов. Инвестиции идут из многочисленных источников. В первую очередь это белорусские банки. Далее – связанные кредиты, в основном их предоставляют китайцы. На рынке Белоруссии работают различные стратегические инвесторы, инвестиционные фонды, международные финансовые институты.

Инвестициям в нефтехимический комплекс Белоруссии уделяется особое внимание. В этом году правительство заключило договор с компанией KPMG с целью поиска стратегических инвесторов для предприятий химической промышленности. Специалисты этой консалтинговой фирмы проводят всестороннюю комплексную экспертизу акционерных обществ, маркетинговые исследования рынков, делают оценку с учётом национальных и международных стандартов, собственно ищут и привлекают стратегических инвесторов. Очевидно, что это будет способствовать дальнейшему развитию предприятий отрасли и их выходу на новые рынки сбыта, а также проведению первичного размещения их акций (IPO).

В чём же заключается основное конкурентное преимущество белорусской нефтехимии? Прежде всего, это высокая степень комплексности и значительный уровень территориальной концентрации нефтехимических предприятий на небольшой территории и, конечно, подготовка профессиональных кадров белорусскими специализированными вузами.

Слабая же сторона нефтехимического комплекса республики заключаются в том, что страна не обладает серьёзными запасами углеводородов, достаточными для полной загрузки имеющихся мощностей. Также среди минусов – высокая энергоёмкость основных фондов, отсутствие собственного химического машиностроения, малая доля производства малотоннажных химических продуктов и слабо работающее на конечный результат научное сообщество.

Одним из инструментов повышения научного уровня отрасли стало проведение в Белоруссии в 2018 г. Первого международного научно-технического форума по химическим технологиям и нефтегазопереработке. В ходе форума заместитель председателя нижней палаты белорусского парламента Болеслав Пирштук отметил, что запуск производства инновационных продуктов происходит медленно, даже при наличии собственных исходных материалов. И это, пожалуй, одна из важнейших задач нефтехимической отрасли Белоруссии – научиться реагировать на запросы рынка моментально, а не создавать новые продукты годами.

Но всё же, невзирая на российский налоговый манёвр, реализация которого грозит Белоруссии потерей значительных прибылей, стоит отметить, что наша западная соседка уже успешно заместила реэкспорт сырой нефти экспортом высококачественных нефтепродуктов и нефтехимических продуктов. И вот-вот предложит мировому рынку сервис по выпуску такого продукта под нужды конкретного заказчика. ■

RPI

КАЛЕНДАРЬ КОНФЕРЕНЦИЙ 2019

II Международная конференция

«ОСВОЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ: ИНТЕГРИРОВАННЫЙ ПОДХОД – 2019»

18 апреля, Москва, ЦВК «Экспоцентр»

Международная конференция

«ПОЛИМЕРЫ: ЭФФЕКТИВНОСТЬ, РАЗВИТИЕ, ПЕРСПЕКТИВЫ - 2019»

26 апреля, Москва

XVI Международная конференция

«ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ - 2019»

17 мая, Москва, отель «Балчуг Кемпински»

IV Международная конференция

«ИНДУСТРИАЛЬНЫЕ МАСЛА И СОЖ В МЕТАЛЛУРГИИ, МЕТАЛЛООБРАБОТКЕ И МАШИНОСТРОЕНИИ - 2019»

28-29 мая, Москва, ЦВК «Экспоцентр», Novotel Moscow City

X «МЕЖДУНАРОДНАЯ НЕДЕЛЯ СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ - 2019»

8-11 октября, Москва, отель «Радиссон Royal»

III Международная конференция

«РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ РФ: ТЕКУЩЕЕ СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ДАЛЬНЕЙШЕГО РАЗВИТИЯ - 2019»

29 ноября, Москва, отель «Балчуг Кемпински»

РЕКЛАМА

+7 (495) 502 54 33; +7 (495) 778 93 32
Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru
www.rpi-conferences.com

Нефть Ливии – второе пришествие

Вводя новые санкции, США вынуждают европейских союзников возвращаться к ранее «демократизированому» североафриканскому поставщику

Константин СЕРГЕЕВ

Введение Вашингтоном очередной порции санкций против Ирана (5 ноября) вызвало весьма своеобразную реакцию нефтяного рынка – вместо ожидаемого взлёта котировки тут же приступили к решительному снижению. В результате к концу ноября баррель марки Brent подешевел почти на 14 долларов (до 59,10 долл./барр.), а WTI – на 12,5 доллара (до 50,68 долл./барр.). И только заявление В. Путина от 1 декабря о возможном продлении соглашения «ОПЕК+» по ограничению добычи вновь подтолкнуло котировки вверх.

Покупатели же «чёрного золота» (особенно в Европе) по-прежнему озабочены поисками источников его альтернативных поставок на случай, если обстановка всё же кардинально изменится к худшему. Примечательно, что в сложившейся ситуации основные надежды европейцев вновь обратились к... Ливии, которую Запад совсем недавно упрекал в «расшатывании» рынка.

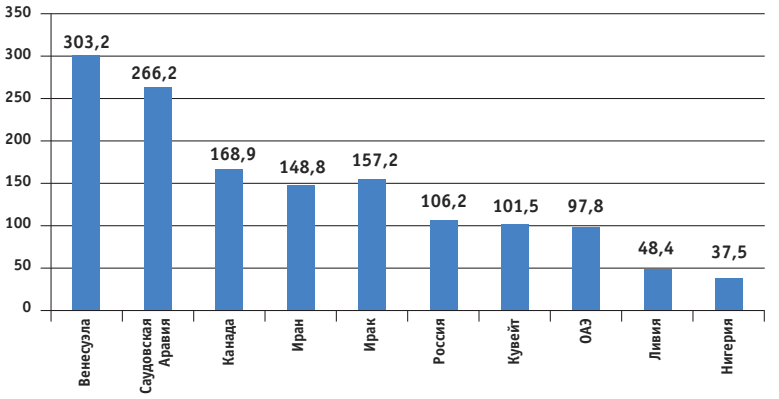
Из «возмутителей спокойствия» – в спасители

Помнится, стоило Ливии в прошлом году хоть немного стабилизировать добычу и приступить к восстановлению экспорта нефти, как против руководства ОПЕК тут же было выдвинуто обвинение в потере влияния и неспособности контролировать «избыточные» для рынка поставки. Теперь же, по мнению западных отраслевых медиа, именно Ливия возглавляет перечень членов этого мирового клуба, которые могли бы способствовать удержанию цен на нефть ниже 100 долл./барр. – в случае если Старому Свету в его вынужденном сотрудничестве с Россией и Китаем всё же не удастся достаточно эффективно минимизировать действие антииранских санкций США. В этот «список надежды» входят также Нигерия, Ирак, ОАЭ и, конечно, Саудовская Аравия. Однако наиболее перспективной для Европы представляется именно Ливия – как в силу географической близости и значительных резервных объёмов углеводородов, так и по своим реальным возможностям нарастить производство и экспорт нефти в сравнительно короткие сроки. Действительно, занимая девятое место в мире по доказанным запасам «чёрного золота» (см. рис. 1), эта страна в последние месяцы оказалась явным лидером ОПЕК по приросту его добычи.

Так, в августе Ливия резко опередила своих коллег по мировому нефтяному клубу, увеличив производство более чем на 250 тыс. барр./сут. В сентябре темпы роста снизились почти вдвое (+120 тыс. барр./сут). Тем не менее для сохранения лидерства этого оказалось вполне достаточно. А по итогам октября прирост добычи превысил 170 тыс. барр./сут, так что по данному показателю Ливия уступила во всём ОПЕК лишь Объединённым Арабским Эмиратам (+200 тыс. барр./сут).

Руководство же Национальной нефтяной компании Ливии (NOC) достаточно уверенно заявляет о дальнейшем росте добычи «чёрного золота». В частности, глава NOC Мустафа Саналла ещё в конце сентября в своём интервью S&P Global Platts сообщил о повышении производства нефти до 1,28 млн барр./сут. Позже, в октябре, выступая на Нефтегазовом форуме в Бенгази, М. Саналла отметил, что текущие объёмы добычи составляют 1,25–1,27 млн, временами достигая 1,3 млн барр./сут. Заметим, что в данном случае речь идёт о предельных значениях, которых добывающей отрасли страны действительно удавалось достичь в отдельные дни. Что же касается среднесуточных показателей, то они пока выглядят несколько скромнее (см. рис. 2).

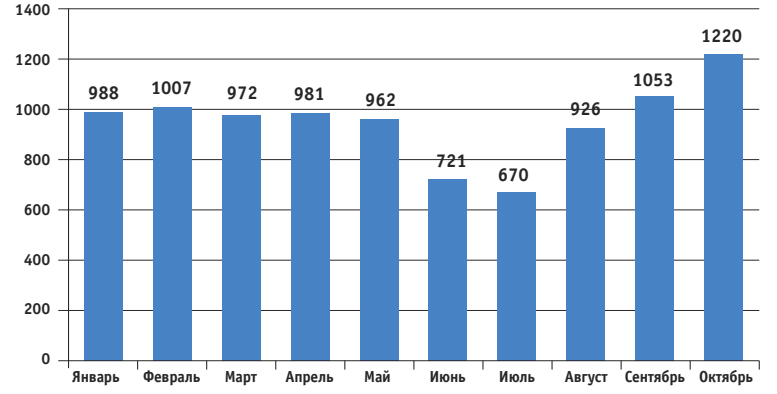
Рис. 1. ТОП-10 государств по доказанным запасам нефти, млрд барр.



Источник: статистический обзор BP, июнь 2018 г.

По итогам октября производство нефти в стране составило порядка 1,220 млн барр./сут. Однако и это «скромное» достижение существенно превышает результаты первых пяти месяцев 2018-го. Это указывает на формирование достаточно устойчивой тенденции к последующему росту – вплоть до 1,5–1,6 млн барр./сут, которые ежегодно добывала Ливия до своей принудительной «демократизации» в 2011 г. Правда, скептики напоминают, что NOC обещала повысить добычу до 1,25 млн барр./сут ещё в августе прошлого года (см. «Пробил час Ливии», «Нефть России», № 5-6/2017). Действительно, тогда этого достичь не удалось, но теперь ситуация заметно изменилась к лучшему.

Рис. 2. Динамика среднесуточной добычи нефти в Ливии в январе – октябре 2018 г., тыс. барр./сут



Источники: Национальная нефтяная корпорация (NOC), Секретариат ОПЕК.

Инвесторы: смена караула

Похоже, угроза американских санкций сотворила очередное чудо, на которое не рассчитывали в Белом доме. Призрак «дорогого барреля» оказался для европейцев страшнее гнева Вашингтона и внутриполитических рисков самой Ливии. Вместо того чтобы покинуть страну, инвесторы из ведущих стран ЕС решили лишь перегруппировать свои силы. Первой ласточкой стала корпорация Repsol, которая является ключевым партнёром NOC по разработке крупнейшего ливийского нефтяного месторождения Шарара. Ещё во второй половине прошлого года испанская компания объявила о продолжении поставок оборудования и увеличении инвестиций в проект, чтобы поднять его суточную производительность с 270 до 340–400 тыс. баррелей.

Несмотря на периодические перебои в работе добывающих установок и частичную блокаду поставок уже излечённой нефти к экспортным терминалам Триполи, это решение оказалось удачным. Объявляя в феврале текущего года о повышении объёмов добычи до шестилетнего максимума (695 барр./сут) и о 22-процентном увеличении чистого дохода (до 2,12 млрд евро) по итогам 2017 г., руководство Repsol особо подчеркнуло, что одной из основных составляющих этого успеха стала активизация её деятельности в Ливии. Как следствие – котировки акций компании на Мадридской фондовой бирже выросли на 0,77% (до 14,32 евро/шт.), а её коллеги-конкуренты по поставкам нефти на европейский рынок получили интересную информацию к размышлению.

Очевидным результатом стало решение о расширении присутствия в Ливии, принятое французской Total в марте нынешнего года. Для этого она планирует приобрести за 450 млн долларов 16,33-процентную долю Marathon Petroleum (США) в концессии по разработке нефтеносных полей Ваха на востоке страны. Стоит напомнить, что американская компания решила выйти из этого проекта ещё в 2013 г., однако до последнего времени сделка блокировалась ливийским регулятором. Согласно оценкам NOC, это приобретение обеспечит французскому оператору доступ к углеводородным резервам – 500 млн баррелей нефтяного эквивалента – и уже на начальном этапе гарантирует добычу около 50 тыс. барр./сут. Благодаря привлечению новых инвесторов, к 2020 г. среднесуточную производительность месторождения Ваха предполагается повысить с текущих 300 до 400 тысяч барр. н. э.

Наиболее же громким событием на инвестиционном рынке Ливии стало объявление о желании компании Eni купить 42,5-процентную долю BP в проекте по совместной добыче нефти на территории этой африканской страны. Соответствующий договор о намерениях был подписан в Лондоне 8 октября. Таким образом, итальянская и британская корпорации получат равное участие в разработке как наземных, так и шельфовых месторождений страны, общая площадь которых оценивается в 54 тыс. км². А 15-процентная доля по-прежнему останется в распоряжении Инвестиционного управления Ливии. Все необходимые для реализации этого соглашения документы предполагается подготовить до конца текущего года, а реальное увеличение добычи ожидается уже в I квартале 2019-го.

Конкретные цифры прироста пока не названы, однако, по оценкам руководства NOC, речь идёт о ежесуточной прибавке на «сотни тысяч баррелей». Помимо этого, ливийская сторона надеется, что до марта 2019 г. оба европейских нефтяных гиганта возобновят ГРР в перспективных нефтеносных районах вдоль границы с Тунисом.

Пока же реальным результатом оживления деятельности Eni в Ливии стала модернизация газодобывающего комплекса на месторождении Ваха, первый газ с которого партнёры рассчитывают получить уже в декабре нынешнего года. Примечательно, что решение об активизации своей работы в Ливии Eni и BP приняли, несмотря на сентябрьскую атаку боевиков так называемого

Исламского государства (террористическая организация, запрещённая в Российской Федерации) на штаб-квартиру NOC в Триполи и объявление террористами нефтяных месторождений страны «законными целями» своих последующих ударов.

На фоне повышения интереса со стороны европейских компаний Ливия всё ещё не теряет надежды на развитие сотрудничества и с США. Одним из шагов в этом направлении стало предложение NOC об открытии представительства компании в Хьюстоне, неофициальной столице нефтегазового бизнеса Соединённых Штатов. Судя по заявлениям руководства NOC, главным образом речь идёт о приобретении оборудования, технологий и сервисных услуг для нефтегазового комплекса страны. Характерным примером может служить возвращение в Ливию в 2017 г. корпорации Schlumberger, после более чем трёхлетнего отсутствия.

Что же касается привлечения американских операторов непосредственно к разработке нефтегазовых запасов страны, то в этом их явно опережают европейские коллеги. Заметим, что сдержанному отношению американского капитала в значительной степени способствует непредсказуемость политического фактора и вызванных им действий Белого дома. Дело в том, что 10 декабря 2018 г. в Ливии должны были одновременно состояться президентские и парламентские выборы. Вполне очевидно, что в случае «неправильного» выбора страна может попасть в санкционный список США (вслед за Венесуэлой и Ираном), а вместе с ней (в первую очередь!) – инвесторы, рискнувшие вложиться в развитие ливийского нефтегазового комплекса. Впрочем, пока западные операторы присматриваются к открывающимся перед ними возможностям, Ливия предпринимает достаточно успешные самостоятельные усилия по восстановлению добычи «чёрного золота». Вопрос только в том, удастся ли так называемому Правительству национального согласия (в Триполи) сохранить централизованный контроль как за производством, так и за экспортом нефти.

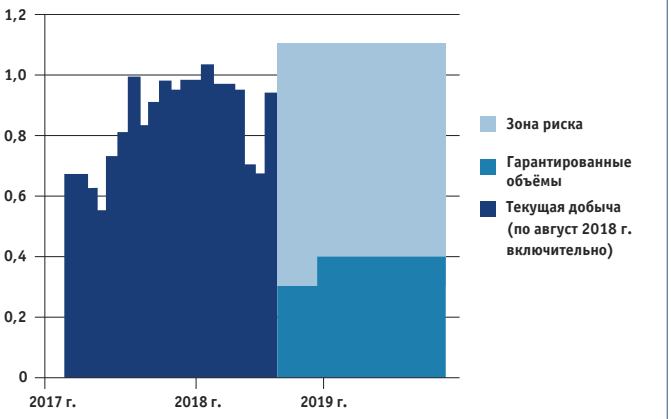
Нефть Ливии: вероятное и очевидное

В начале ноября была возобновлена добыча сразу на трёх сравнительно небольших месторождениях – Тибешти и Дор Марада на юге и Эль-Байда на востоке страны. По информации NOC, благодаря этому национальная добыча увеличилась на 10 тыс. барр./сут. Цифры эти представляются довольно скромными, поскольку производительность одного только нефтяного поля Эль-Байда в нормальных условиях достигает 12,4 тыс. барр./сут. Очевидно, до конца года можно ожидать дальнейшего увеличения производства как на этих, так и на других месторождениях юго-восточной Ливии (где извлекается более 60% «чёрного золота» страны), примыкающих к «Нефтяному полумесяцу» залива Сирт с терминалами Завейтина, Марса Эль-Брега, Рас-Лануф и Эс-Сидр.

Стоит напомнить, что с 14 июня два последних экспортных терминала были захвачены наёмниками из так называемых Бригад защиты Бенгази (BDB). Уже 21 июня подразделениям Ливийской национальной армии (ЛНА) под руководством маршала Халифа Хафтара удалось восстановить контроль над этим районом. Однако даже недели оказалось достаточно, чтобы львиная доля экспорта нефти (850 тыс. барр./сут) была заблокирована, а добыча в стране по итогам июня – июля просела почти на 450 тыс. барр./сут.

Сразу же после освобождения региона от мятежников NOC обвинила руководство ЛНА в передаче контроля над ним оппозиционному правительству в Бенгази – Палате представителей Ливии. При этом особо подчёркивалось, что официальный Триполи предпримет все меры, чтобы *«не допустить любые экспортные операции, нарушающие международное право»*.

Рис. 3. Текущая динамика и прогноз добычи нефти в Ливии, млн барр./сут



Источники: Global Platts (общие данные), Rapidan Energy (прогноз).

В июле, под объединённым давлением США, Италии, Франции и Великобритании, контроль над четырьмя ключевыми портами «Нефтяного полумесяца» был возвращён правительству в Триполи. Тем не менее своеобразное двоевластие над национальными углеводородными ресурсами сохраняется. В стране по-прежнему два основных центра силы (Триполи и Бенгази), каждый из которых располагает своей «общенациональной» нефтяной компанией и собственным «центральным» банком. Конечно, это гораздо утешительнее картины всего лишь двухлетней давности, когда нефтеносные районы находились под контролем более чем десятка враждующих между собой вооружённых группировок. Однако подобное положение ставит под вопрос эффективное использование добывающего и экспортного потенциала Ливии.

Учитывая достаточно оптимистичные обещания NOC – уже в 2019 г. достичь уровня производства 1,6 млн барр./сут, – отраслевые эксперты всё же отмечают, что львиная доля этих объёмов находится в зоне повышенных рисков. А гарантированная добыча (основа стабильного экспорта) в ближнесрочной перспективе вряд ли сможет превысить 500 тыс. барр./сут (см. рис. 3).

После кровавой арабской весны 2011 г. все попытки Запада прочно воссоединить западную и восточную части страны (исторические Триполитанию и Киренаику) пока не увенчались успехом. Национальные углеводородные запасы являются ключевыми катализаторами этого процесса (о чём свидетельствует проведение «объединительного» октябрьского нефтегазового форума в Бенгази). Однако их эффективное использование требует предварительного политического решения проблемы. И здесь в игру за нефть и газ Ливии как раз вступают мощные внешние силы.

Миротворцы и выгодополучатели

Определённые надежды на объединение Ливии ещё до недавнего времени возлагались на одновременные выборы высшей законодательной и исполнительной власти страны, которые назначены на 10 декабря. Однако чем ближе этот срок, тем меньше вероятность, что выборы вообще состоятся в текущем году. В частности, сомнения в этом почти одновременно высказали премьер-министр ливийского правительства Национального согласия Файез Серадж и глава миссии ООН в Три-

поли Гассан Саламе. В качестве основного повода для возможного переноса обоих электоральных мероприятий указывается нестабильность положения в стране (привычное состояние Ливии после свержения Муаммара Каддафи).

Однако истинные причины представляются гораздо более любопытными. Западные информационные агентства (например, Reuters) открыто заявляют о том, что конкурентную борьбу за нефть и газ Ливии активизировали бывшие «колониальные державы» – Италия (чьей колонией территория страны была до Второй мировой войны) и Франция (получившая мандат на управление нефтеносным Феццаном после её завершения). Именно этим и объясняются «миротворческие» инициативы обеих европейских стран по стабилизации положения в Ливии, фоном для которых служат вполне обоснованные опасения роста цен на нефть вследствие антииранских санкций США.

Предстоящее расширение деятельности корпораций Total и Eni лишь подстёгивает эти усилия, однако в планах Парижа и Рима имеются существенные различия. Франция, которой в мае нынешнего года удалось собрать представителей основных противоборствующих группировок на «объединительную» конференцию в Париже, настаивает на проведении одновременных президентских и парламентских выборов в Ливии 10 декабря. Что же касается Италии, то она официально заявила о несогласии с этим решением французского правительства и активно выступает за перенос выборов на 2019 г.

Более того, 12–13 ноября в Палермо (о. Сицилия) под эгидой теперь уже Италии прошла очередная международная конференция по вопросам «объединения» Ливии, на которую официальный Рим попытался собрать всех ключевых игроков этой многострадальной страны. Место её проведения выбрано отнюдь не случайно: Ливию с Сицилией соединяет «Зелёный поток» – экспортный газопровод, по которому Италия ежегодно получает свыше 5 млрд м^3 «голубого топлива».

Характерно, что, по заявлению МИД Италии, принимающая сторона не собиралась настаивать на определении точных сроков проведения выборов, делая ставку на предварительное политическое урегулирование и стабилизацию обстановки в Ливии. Организаторам удалось заручиться благословением на проведение мероприятия и в Москве, и в Вашингтоне, а также обеспечить довольно представительный кворум. В частности, помимо представителей обоих правительств Ливии (из Триполи и Бенгази), на встречу прибыли делегаты 38 стран и международных организаций.

Однако первоначальный план – привлечь к участию в конференции президентов России и США – так и не удался. До последнего момента оставалось под вопросом и участие во встрече командующего Ливийской народной армией Халифа Хафтара. Маршал всё же прилетел в Триполи (поздним вечером 12 ноября), однако так и не принял участия непосредственно в работе форума, использовав мероприятие скорее как площадку для личных переговоров с интересующими его лидерами.

Ряд западных медиа (в частности, британская The Guardian) с нескрываемым злорадством поспешили объявить о неудаче итальянской дипломатии и «хаосе», царящем на объединительной конференции без ключевых игроков. Между тем, уже в первый день встречи позицию официального Рима о переносе сроков выборов в Ливии в очередной раз поддержал глава миссии ООН при правительстве в Триполи Г. Саламе. По его мнению, они могут состояться не ранее марта – июня следующего года. При этом формат будущих выборов должен быть предварительно определён на конференции национального примирения, которая с большой долей вероятности может быть проведена уже на ливийской территории в начале 2019 г.

Примечательно, что в поддержку этого предложения высказалась и заместитель Г. Саламе Стефани Уильямс – по совместительству временная поверенная в делах США в Ливии, что расценивается наблюдателями как явный признак роста интереса к запасам ливийских углеводородов со стороны ещё и Соединённых Штатов.

Характерной оказалась реакция турецкой делегации, которая досрочно прервала свою работу и покинула Палермо. При этом её глава, вице-президент Турции Фуат Октай, заметил, что Ливия нуждается в снижении внешнего вмешательства, а кризис в ней невозможно будет урегулировать до тех пор, пока *«некоторые страны продолжат подрывать процесс ради собственных мелких интересов»*. Пока же, подчеркнул Ф. Октай, государства, несущие ответственность за сложившуюся в Ливии ситуацию, не вносят должного вклада в стабилизацию создавшегося положения.

Намёк оказался более чем прозрачным – первым с приветствиями итогов конференции в Палермо выступил Госдепартамент США, который откровенно заявил о готовности *«поддержать реформы по повышению финансовой прозрачности Ливии и более справедливому распределению её нефтяных ресурсов»*. Первая часть заявления касается достижения предварительной договорённости по сосредоточению управления финансовыми потоками от экспорта нефти под контролем Центрального Банка правительства в Триполи. Вторая же вполне отражает традиционную позицию США по «демократизации» ливийской нефти (вслед за иракской) и в дополнительных комментариях не нуждается.

Между тем, основные проблемы Ливии остаются нерешёнными. Мир облетела фотография улыбающихся Файеза Сераджа и Халифы Хафтара, чье рукопожатие (перед камерами) скрепляет радостно улыбающийся премьер-министр Италии Джузеппе Конте, однако на групповом фото по итогам встречи в Палермо не оказалось ни командующего ЛНА, ни президента Египта, ни, конечно, турецкого вице-премьера. Да и до реального воссоединения западной и восточной частей Ливии ещё далеко – назначенные было на декабрь единые выборы, скорее всего, будут перенесены в очередной раз. Это вполне устраивает США и Италию, заинтересованных в укреплении позиций правительства в Триполи, однако явно нарушает планы Франции, которая поддерживает Палату представителей Ливии в Бенгази. Таким образом, все три державы, несущие основную долю ответственности за события весны 2011-го, на сегодняшний день не обладают согласованным планом объединения Ливии. Основная же военная сила страны – Ливийская народная армия – остаётся под контролем независимого от Запада лидера Х. Хафтара. Кстати, благодаря своему присутствию (при фактическом неучастии) на конференции в Палермо, маршал обрёл международное признание, хотя еще совсем недавно западные медиа называли его «ренегатом» и «любимчиком Москвы». В сложившейся обстановке западные партнёры всё чаще ревниво поглядывают на Россию, предвидя её решающую роль в стабилизации Ливии. При этом учитывается как «дар предвидения», позволивший, к примеру, «Роснефти» заключить рамочный договор с NOC ещё в феврале 2017-го, так и успехи российских операторов в Ираке и Сирии (*«Нефть для России – не только в России»*. – Авт.).

Для того чтобы полностью восстановить свои позиции на экспортном рынке энергоносителей, Ливия должна стать единым (и по-настоящему независимым) государством. Как этого добиться? Похоже, в решении этой проблемы Риму, Парижу и Вашингтону никак не обойтись без помощи Москвы... ■

23-28 ИЮНЯ 2019 САНКТ-ПЕТЕРБУРГ

FUTURE LEADERS FORUM 2019

6-Й ФОРУМ БУДУЩИХ ЛИДЕРОВ
МИРОВОГО НЕФТЯНОГО СОВЕТА

ПЛАТИНОВЫЙ СПОНСОР

компания РуссНефть

www.flf-russia.com

FACEBOOK
EVENT

РЕКЛАМА

Иран под прессом

Приведёт ли новая порция американских санкций к взлёту мировых цен на нефть?

Владимир МИШИН

США, введя в ноябре этого года второй пакет санкций против Ирана, рассчитывают «обнулить» иранский нефтяной экспорт, подорвать экономику Исламской Республики и, доведя страну до «цветной революции», установить там подконтрольный Вашингтону лояльный режим.
В июле 2015 г. в Вене Иран и страны «шестёрки» (постоянные члены Совета Безопасности ООН – Великобритания, Китай, Россия, США, Франция плюс Германия) подписали Совместный всеобъемлющий план действий (так называемая «ядерная сделка»). Суть СВПД заключается в том, что Тегеран отказывается от обладания любым видом ядерного оружия, взамен отменяются международные санкции, введённые против него в период 2006–2010 гг.
Но 8 мая нынешнего года американский президент Дональд Трамп заявил, что Иран тайно продолжает разработку ядерного оружия, поэтому США в одностороннем порядке выходят из СВПД и возвращаются к режиму санкций. Их первый пакет был введён 7 августа. Второй, более жёсткий, направленный против нефтяного, банковского и судостроительного секторов, – 5 ноября.

Нефть под санкциями, дубль два

Цель санкций, заявленная Вашингтоном, – заставить Тегеран подписать с США (на американских условиях) новое ядерное соглашение, а также изменить свою внутреннюю и внешнюю политику.

С точки зрения Тегерана, цель американских санкций заключается в подрыве экономики страны и резком снижении уровня жизни граждан, что должно создать раскол между народом и правительством.

Существенный момент: против третьих стран, отказавшихся от исполнения односторонних санкций США и продолжающих экономическое сотрудничество с Ираном, Вашингтон обещает вводить так называемые вторичные санкции.

Духовный лидер ИРИ аятолла Али Хаменеи отверг идею переговоров с Америкой по новой ядерной сделке на условиях Вашингтона. Мотив непреклонной позиции – США легко отказываются от выполнения данных обещаний и взятых обязательств.

Ставки в политико-экономической игре, затеянной Вашингтоном, чрезвычайно высоки. Если Иран не устоит, США вполне могут попробовать повторить, «до победного конца», жёсткий санкционный эксперимент и по отношению к другим несговорчивым государствам.

В этом контексте безусловный интерес представляет также ответ на принципиальный вопрос, какую цену заплатит за «американский эксперимент» экономика – мировая и конкретных стран?

Иран обладает гигантскими извлекаемыми запасами нефти (по оценкам BP, 21,6 млрд т, 9% от мировых) и газа (33,2 трлн м^3, 17,2%). СВПД, освободив страну от международных инвестиционных и торговых санкционных барьеров, дало позитивный импульс для развития её нефтегазового сектора, обеспечившего в 2017 г. 5,38% мировой добычи жидких углеводородов (см. табл. 1).

После отмены санкций ВВП Ирана увеличился с 406 млрд долларов (данные МВФ) в 2014 г. до 432 млрд в 2017-м (суммарно на 6,4%). Самый значитель-

Табл. 1. Добыча нефти в Иране и её доля в мировом производстве

Годы	Мировая добыча, млн барр./сут	Динамика, %	Иран, млн барр./сут	Динамика, %	Доля Ирана в мировой добыче, %
2012	86,229	–	3,820	–	4,43
2013	86,570	+0,39	3,617	5,31	4,18
2014	88,721	+2,48	3,724	+2,96	4,19
2015	91,547	+3,19	3,862	+3,71	4,22
2016	92,023	+0,52	4,602	+19,16	5,0
2017	92,649	+0,68	4,982	+8,26	5,38

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2018.

ный вклад в экономический рост внёс нефтяной сектор (+9,8% за два года). Доля нефтяного экспорта в национальном ВВП составила в минувшем году 5,6% (24 млрд долларов), в 2018 г. этот показатель прогнозировался на уровне 40 млрд долларов. Другими словами, замысленное Вашингтоном «обнуление» иранского нефтяного экспорта – это действительно серьёзный удар и по экономике (падение ВВП), и по нефтегазовому сектору (потеря рынков сбыта, снижение добычи, «заморозка» ряда проектов), и по уровню жизни большинства граждан ИРИ (галопирующая инфляция, рост безработицы, уход в минус поступлений валюты и импорта товаров).

При этом у традиционных импортёров иранских углеводородов также возникнут проблемы, обусловленные поиском новых источников сырья, выстраиванием адекватных транспортно-логистических схем и т. д.

На первый взгляд объём иранского нефтяного экспорта в масштабе мирового потребления – относительно невысок (см. табл. 2). Поэтому его «обнуление» может быть без существенных усилий компенсировано из альтернативных источников.

Такой оптимистический сценарий устроил бы США: дескать, от введённых американских санкций пострадает лишь несговорчивый Иран, остальные государства эта энергетическая печаль обойдёт стороной.

Тегеран, естественно, с Вашингтоном не согласен: по заявлению министра нефти ИРИ Бижана Зангане, на мировом нефтяном рынке в настоящее время недостаточно резервных мощностей для замены иранской нефти. Следовательно, санкционный диктат ударит не только по экономике Исламской Республики, но и по энергетическим интересам других стран. В первую очередь по Китаю, Индии, Японии, Южной Корее и другим азиатско-тихоокеанским государствам, на долю которых приходится 60% иранского нефтяного экспорта, а также по странам ЕС. Одним из следствий новых санкций, по мнению пессимистов, может стать рост нефтяных котировок до 100 долл./барр.

Осторожность – мать мудрости или слабости?

Вопреки пессимистическим прогнозам, после введения Вашингтоном антииранских санкций цена барреля не устремилась к 100 долларам, а упала с 80 до 60 долларов и меньше, тем самым подтвердив «прозорливость США». Хотя, по сути, постсанкционное снижение цены, на которое повлияли два объективных фактора, абсолютно закономерно.

Фактор первый: Саудовская Аравия (ресурсы 36,6 млрд т нефти) продемонстрировала лояльность к антииранским планам США и, вопреки букве подписанного в декабре 2016 г. соглашения «ОПЕК +», увеличила в ноябре 2018 г. добычу сырья. Хотя упомянутое соглашение предусматривало снижение его участниками добычи суммарно на 1,7–1,8 млн барр./сут. Это должно было обеспечить приемлемую для поставщиков и импортёров цену (в начале ноября 2018 г. – от 80 долл./барр.).

В результате Саудовская Аравия, добывавшая в начале 2018 г. 9,8 млн барр./сут, легко увеличила в ноябре производство до 10,9 млн барр./сут, опровергнув тем самым заявления Тегерана, что-де у Эр-Рияда нет резервных мощностей. При этом в 2017 г. она добывала 11,951 млн, а в 2016-м – 12,402 млн барр./сут. То есть гипотетически она вполне может, задействовав все резервы, увеличить производство ещё на 1 млн барр./сут.

При плавном повышении уровня внутреннего потребления нефти в Саудовской Аравии (в 2017 г. – 3,918 млн барр./сут) Эр-Рияд будет вполне способен компенсировать вероятное «обнуление» иранского экспорта. Во всяком случае, президент Д. Трамп, похвалив в ноябре Эр-Рияд за упавший баррель, «бросил в массы» лозунг «Ещё ниже!».

«Добавить миру нефти» готовы и Объединённые Арабские Эмираты (ресурсы – 13 млрд т). Снизив в 2017 г. производство на 2,1%, до 4 млн барр./сут, эта страна пообещала, что к 2030 г. поднимет добычу на 25%, до 5 млн барр./сут. Правда, для достижения поставленной цели ОАЭ должны будут вложить в свою «нефтянку» 131 млрд долларов.

Фактор второй: Вашингтон, чтобы не допустить спровоцированного антииранскими санкциями кризиса на глобальном топливном рынке и, как следствие, роста цен на углеводороды, объявил, что даёт Китаю, Индии, Италии, Греции, Японии, Южной Корее, Тайваню и Турции 180-дневный тайм-аут, в течение которого разрешает им продолжать закупки нефти в Иране. То есть реального «обнуления» с 5 ноября не произошло, а падение иранского нефтяного экспорта чуть более чем на 1 млн барр./сут было компенсировано увеличением поставок Саудовской Аравии на 1,1 млн барр./сут.

В общем, «самые жёсткие антииранские санкции» США частично отложили на полгода. Другое дело, что это, как заявил Вашингтон, будет последняя уступ-

Табл. 2. Нефтяной баланс Ирана

Годы	Производство, млн барр./сут	Потребление, млн барр./сут	Доля потребления в объёме производства, %	Экспорт, млн барр./сут	Доля экспорта в объёме потреблении, %	Мировое потребление, производства, %	Доля иранского экспорта в мировом млн барр./сут
2012	3,82	1,849	48,4	1,971	51,6	90,509	2,18
2013	3,617	2,011	55,6	1,606	44,4	92,088	1,74
2014	3,724	1,953	52,4	1,771	47,6	92,986	1,91
2015	3,862	1,766	45,7	2,096	54,3	94,843	2,21
2016	4,602	1,722	37,4	2,880	62,6	96,488	2,99
2017	4,982	1,816	36,5	3,166	63,5	98,186	3,23

Источник: BP Statistical Review of World Energy 2018.

ка, так что вышеперечисленным «восьми счастливчикам» надо срочно искать источники нефти, альтернативные иранским. В этом контексте закономерен вопрос, когда закончится (к маю 2019 г.) 180-дневная отсрочка, не двинется ли цена барреля к отметке 100 долларов?

Географически самая близкая к Азиатско-Тихоокеанскому региону альтернатива иранским жидким углеводородам – это нефть России. В 2010 г. была сдана в эксплуатацию первая очередь нефтепровода Восточная Сибирь – Тихий океан пропускной способностью 1,16 млн барр./сут. А к 2020 г. будет сдана ВСТО-2, которая сможет прокачивать ещё до 1 млн барр./сут. Экспортный ресурс ВСТО в настоящее время задействован на 100%, и поэтому российская нефть не сможет компенсировать «обнуление» иранского экспорта, ориентированного на страны АТР.

Хотя «обнуление» – это скорее идеал США, чем реально достижимая цель. Впрочем, она всё же может быть достигнута при выполнении двух условий. Во-первых, Вашингтон вводит в Персидский залив мощную группировку ВМС, обеспечивающую тотальную морскую блокаду Ирана. И во-вторых, Тегеран в ответ «выбрасывает белый флаг».

Но пока до «идеала» дело не дошло, Китай (лидер по объёмам потребления нефти в АТР) уже заявил, что проигнорирует односторонние санкции США и продолжит закупки иранского сырья и после истечения 180-дневного тайм-аута. Потребление нефти в КНР в 2017 г. достигло 12,799 млн барр./сут, при этом собственная добыча составила 3,846 млн, импорт – 8,953 млн, а доля Ирана в нём – 0,623 млн барр./сут (6,96%). Для продолжения закупок у Исламской Республики Пекин намерен использовать иранские танкеры и новую банковскую систему (плановый запуск – в 2019 г.), транзакции через которую будут неподконтрольны Вашингтону.

Индия в 2017 г. потребляла 4,69 млн барр./сут, в которых доля собственного сырья – 0,865 млн, импортного – 3,825 млн (81,6%), в том числе иранского – 0,544 млн барр./сут (14,2% от всего импорта). Иран занимает третье место среди поставщиков «чёрного золота» на индийский рынок, и Дели не столь категоричен в своих антисанкционных заявлениях, как Пекин. Хотя Indian Oil Corporation заявила, что планирует в 2018–2019 финансовом году покупать 0,18 млн барр./сут иранской нефти, оплачивая поставки индийскими рупиями.

В свою очередь, Брюссель заявил, что Евросоюз намерен продолжить экономическое сотрудничество с ИРИ, создав для этого специальный финансовый механизм прямых расчётов. *«Евросоюз будет поощрять компании вести бизнес с Ираном в противовес рестрикциям Вашингтона»*, – заявила верховный представитель ЕС по иностранным делам и политике безопасности Федерика Могерини. «Твёрдая позиция» ЕС не повлияла, правда, на западные компании (OMV, Total, Airbus, Renault, Siemens и другие), которые, дабы не портить отношения с США, пошли на свёртывание сотрудничества с ИРИ.

Что касается России, то она объявила, что в соответствии с двухсторонним соглашением («нефть в обмен на товары») продолжит торговать иранской нефтью с третьими странами.

Ну и, наконец, президент Турции Реджеп Тайип Эрдоган сообщил, что Анкара не будет соблюдать антииранские санкции США.

Понятно, что политические заявления порой корректируются экономической целесообразностью. Но даже при худшем сценарии Тегеран рассчитывает, что его нефтяной экспорт не упадёт (после завершения 180-дневного тайм-аута) ниже 1 млн барр./сут. Если учесть, что до 2015 г., то есть в период действия санкций ООН, он составлял 1,6–1,97 млн барр./сут, то данный сценарий вполне вероятен. Во всяком случае, в конце октября 2018-го был запущен механизм продаж экспортной нефти частным посредникам на иранской фондовой бирже (основана в 2012 г., с 2015-го, после отмены санкций ООН, торги на ней не велись).

Американская отсрочка, позиции России, Китая и Турции, а также новые механизмы продажи иранской нефти закономерно снизили темпы падения экспорта (в начале 2018 г. – 2,8 млн барр./сут, в сентябре текущего года – 1,7 млн барр./сут), но тренд на «1 млн барр./сут» пока сохраняется.

Лёгкой отдушиной для Тегерана стал вывод Вашингтоном Южного газового коридора и соотнесённого с ЮГК проекта Шах-Дениз (Каспий, Азербайджан) из-под действия санкций (антииранских и вторичных). ЮГК и Шах-Дениз (в этом проекте иранская NICO имеет 10% долевого участия) оказались вне санкционной зоны, так как они, по заявлению Вашингтона, *«обеспечивают энергетическую безопасность и энергетическую независимость Турции и стран Европы от правительств России и Ирана»*. Плановый максимум добычи на Шах-Денизе (ориентировочно будет достигнут к 2025 г.) – 25 млрд м^3 газа в год, максимум поставок по ЮГК в рамках Фазы-2 – 16 млрд м^3 (6 млрд – в Турцию, 10 млрд м^3 – в Южную Европу).

Курс на самодостаточность

Санкции США сделают иранскую экономику более самодостаточной, программно заявил духовный лидер Исламской Республики аятолла Хаменеи. Что касается внутреннего потребления нефти и газа, то самодостаточность стране действительно гарантирована. Объём внутреннего спроса в Иране составляет 1,7–2 млн барр./сут, поэтому при сохранении достигнутых в 2017 г. масштабов добычи (4,982 млн барр./сут) и сокращении экспорта до 1 млн барр./сут появится дополнительный ресурс потребления – до 2 млн барр./сут.

Другое дело, что эти дополнительные объёмы могут быть не востребованы. А это означает, что добыча нефти в обозримом будущем не выйдет за пределы 3 млн барр./сут. В этом случае Иран ждёт падение производства на 1,8–2 млн барр./сут, или на 36–40%. В общем, жёсткая рецессия со всеми вытекающими негативными последствиями.

В определённой мере стабилизировать ситуацию мог бы рост потребления сырья в сфере нефтехимии. Но даже с учётом ввода в строй новых предприятий официальный Тегеран прогнозирует рост производства нефтехимической продукции в ближайшие годы не более чем на 5,6% (с 62 до 65,5 млн т в год).

В 2017 г. в Иране было добыто 223,9 млрд м^3 газа (6,08% от общемирового объёма), при этом большая его часть использовалась внутри страны. Газом обеспечены 100% городов и 95% сельских поселений, большинство промышленных и нефтехимических предприятий. По заявлениям Тегерана, по трубопроводам (в Турцию и Ирак) было экспортировано 16,4 млрд м^3. Кроме того, на экспорт отправлены также 7,1 млн т сжиженного пропана и бутана.

К 2021 г. добыча газа в Иране должна вырасти на 52%, до 340 млрд м^3. Но эти дополнительные объёмы придётся распределять исключительно на внутреннем рынке. И дело здесь даже не в антииранских санкциях, а в отсутствии мощных экспортных газопроводов, ориентированных на новые рынки сбыта, главным образом в АТР. Например, строительство газопровода Иран – Пакистан (длина 1800 км, стартовая мощность – 8 млрд м^3 в год,

цена – 7,5 млрд долларов) должно было завершиться в 2014 г., но к этому сроку проложен лишь иранский участок. Проект по сооружению подводного газопровода в Пакистан и Индию подготовлен, но лишь на уровне концепции. В конце сентября текущего года министерства энергетики России и Пакистана подписали меморандум о сотрудничестве по созданию этого газового коридора, работы по ТЭО магистрали, как ожидается, начнутся в 2019 г.

Санкции США плюс не самые светлые перспективы «нефтянки» и газодобычи мотивировали покинуть Иран австрийскую OMV и французскую Total. Доля Total (50,1%) в проекте освоения 11-й фазы месторождения Южный Парс, открытого в 1990 г. в Персидском заливе (ресурсный потенциал иранского участка – 14 трлн м^3 газа и 2,4 млрд т конденсата), передана китайской CNPC, владевшей до этого 30% акций. У самого Ирана остаётся 19,9% долевого участия. Но CNPC к работам в рамках 11-й фазы проекта (потенциал добычи – до 20,5 млрд м^3 в год) пока не приступила. Не исключено, что причиной тому – неопределённость, мотивированная антииранскими санкциями.

Какова ситуация с самообеспеченностью Ирана в других базовых отраслях экономики? В 2017 г. в стране выплавлено 21,8 млн т стали (13-е место в мире). Ориентиры на 2025 г. – 55 млн т. Было произведено 304,4 млрд кВт • ч электроэнергии, то есть 3730 кВт • ч на душу населения. Для сравнения, это в 1,5 раза больше, чем в соседнем Азербайджане. Установленные мощности электростанций Ирана всех типов к концу 2018-го достигли 78,5 ГВт (включая 1000 МВт первого блока АЭС в Бушере, построенного ГК «Росатом»). В сентябре 2016 г. Иран и Россия приступили к строительству второй очереди АЭС в Бушере (плановый срок завершения работ на втором энергоблоке – октябрь 2024 г., на третьем – 2026 г.). На сооружение второго и третьего блоков АЭС суммарной мощностью 2100 МВт Тегеран выделил 10 млрд долларов.

Обеспеченность энергией и сталью позволяет Ирану решать проблемы с выпуском оборудования для добычи нефти и газа, продукции ВПК, автопрома (до 110 тыс. автомобилей в месяц), судостроения (суммарный дедвейт иранских танкеров и сухогрузов – 6,5 млн т). Уровень развития ВПК дал возможность запустить в производство истребитель Kowsar (в мире не так много стран, способных проектировать и строить военные самолёты, оснащённые авионикой четвёртого поколения). Официальный Тегеран утверждает, что в ИРИ строятся 7800 км автодорог, а в развитие сети железнодорожных коммуникаций к 2021 г. может быть инвестировано до 22 млрд долларов.

Сложнее решить проблему с обеспечением населения лекарствами (в самом Иране производится около 70% сырья, необходимого национальной фармацевтической промышленности). Но особенно трудно будет решить вопрос с обновлением парка самолётов для гражданской авиации. После заключения СВПД Тегеран поспешил подписать контракты с Boeing (80 самолётов стоимостью 16,6 млрд долларов) и Airbus (118 аэробусов на 27 млрд). До ввода новых санкций было получено три лайнера от Airbus и 13 от франко-итальянского концерна ATR. Теперь страна готова покупать самолёты у других производителей (в частности, российские Sukhoi Superjet 100), но для этого количество американских деталей в них должно оказаться ниже 10%.

И, конечно, один из самых серьёзных ударов по экономике Ирана – это отключение банков от системы финансовых сообщений SWIFT. Тегеран, правда, заявил, что научился обходить санкционные запреты на международные финансовые операции, и вообще резервы Центрального банка Ирана (ЦБИ) достигли почти 100 млрд долларов, так что года на три для импорта необходимых товаров этих денег хватит. Пока же, по данным ЦБИ, к концу 2018 г. внешний долг страны составляет 10,3 млрд долларов, а вот инфляция подскочила до 39,9% (годом ранее – 9,8%).

Как следствие, аятолла Хаменеи призвал правительство к практическим и серьёзным мерам для решения основных экономических проблем, соотнесённых с банковской системой, созданием рабочих мест, инфляцией и ликвидностью выпускаемой продукции.

Обратный отсчёт

Президент США Д. Трамп пообещал Ирану, если тот не заключит с Вашингтоном нового соглашения по ядерной программе, «экономическую катастрофу». Москва и Пекин официально объявили, что не будут соблюдать санкции, а ИРИ и Турция продекларировали стремление довести взаимную торговлю до 30 млрд долларов в год. В ответ Департамент казначейства США заявил, что за импорт иранской нефти будут введены вторичные санкции против России, КНР, европейских стран и т. п. Ждать исполнения (или неисполнения) этих угроз осталось менее полугода – до мая 2019 г. Если обещанное Вашингтоном всё же произойдёт, то Тегеран может выйти из СВПД и возобновить обогащение урана до 20-процентной чистоты.

Ещё одним вариантом ответа Тегерана на санкции США может стать перекрытие судоходства в Ормузском проливе, по которому страны Персидского залива (Саудовская Аравия, ОАЭ, Ирак, Кувейт и сам Иран) экспортируют до 18 млн барр./сут нефти и до 3 млн барр./сут нефтепродуктов, плюс до 1,7 млн барр./сут СПГ из Катара.

Чисто гипотетически Иран, конечно, может заблокировать Ормузский пролив – путём минирования или перекрытия фарватера с помощью затопленных крупнотоннажных судов. Другое дело, что до 80% идущей по этой артерии нефти покупают страны АТР. То есть это ударит по интересам основного экономического конкурента США – Китая, пообещавшего продолжить закупки нефти в ИРИ и после завершения 180-дневного тайм-аута, а также по интересам других стран АТР и ЕС. Американские же интересы будут затронуты в последнюю очередь – через скачок цены барреля. Опять же пострадают американские потребители углеводородов, нефтяные же компании от роста цен на «чёрное золото» в краткосрочной перспективе однозначно выиграют.

Одним словом, перекрытие Ормузского пролива – довод серьёзный, но обоюдоострый. Решится ли на этот радикальный шаг Иран – вопрос открытый. Правда, Вашингтон не исключает отправки в Персидский залив мощной группировки ВМС. На что президент Ирана Хасан Рухани жёстко ответил: *«Если однажды США захотят помешать экспорту иранской нефти, нефть вообще не будет экспортироваться через Персидский залив»*.

Случится ли после этого в регионе «большая война» – сказать трудно. У США на масштабную операцию может просто не найтись необходимого количества солдат. Но в том, что после перекрытия Ормузского пролива взлетят мировые цены на нефть (к 150–200 долларам или даже выше), а глобальная экономика «пустится в пляску святого Витта», сомневаться не приходится.

Однако обратный отсчёт для запуска антииранского пресса США на полную мощность включён, и каждый день приближает момент истины. Сломается или выстоит ИРИ под американским политико-экономическим и даже, что не исключено, военным давлением? ■

РЕКЛАМА

MIOGE Moscow

ufi Approved Event

16-я Международная выставка
нефтегазового оборудования и технологий

НЕФТЬ И ГАЗ / MIOGE

РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС / RPGC

23–26 апреля 2019

Москва · Крокус Экспо

mioge.ru

564 участника

36 стран

17 575 посетителей

55 мероприятий деловой программы

Организатор

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

ITE

РЕКЛАМА