



15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА

НЕФТЬ И ГАЗ

18–21 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО
Павильон 3 • залы 13 и 14

www.mioge.ru



14-й РОССИЙСКИЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ КОНГРЕСС

в рамках выставки

18–19 июня 2018

МОСКВА • КРОКУС ЭКСПО

www.oilgascongress.ru



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

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

Лучший бренд в группе
Российские нефтегазовые выставки



ФАКТЫ MIOGE 2017

607 компаний-участников
Выставки и Конгресса

35 стран-участников
Выставки и Конгресса

18 500 посетителей

25 873 кв.м выставочной площади

50 мероприятий Конгресса и
Технической программы Выставки

235 докладчиков

1 000 делегатов

НЕФТЬ РОССИИ № 9 2017

Нефть россии

Сентябрь 2017

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

<https://neftrossii.ru>

Шельфовые проекты:
после штиля – попутный ветер

Перспективы бесплатформенных
технологий

Нефтехимия – драйвер экспорта
и импортозамещения

Транскаспий во сне и наяву

Африканский гигант расправляет плечи

Рано прощаться с «нефтяной эпохой»

ПО ВОПРОСАМ СОТРУДНИЧЕСТВА
ОБРАЩАЙТЕСЬ ПО ТЕЛЕФОНАМ:
+7 (495) 350-05-72; +7 (916) 138-52-99
e-mail: adv@neftrossii.ru;
asoldatov@neftrossii.ru;
msoldatova@neftrossii.ru
web-site: <https://neftrossii.ru>

ПОДПИСКА:
Агентство «Роспечать» Каталог «Газеты.Журналы» (73475)
Агентство «Книга-Сервис»
Объединенный каталог «Пресса России» (40788)
Интернет-каталог Агентства «Книга-Сервис»

Агентство «Прессинформ»
Агентство «Дельта Пост»
Агентство «Деловая Пресса»
Агентство «Урал-Пресс»

РЕКЛАМА

ITE Oil&Gas

2017–2018

НЕФТЕГАЗОВЫЕ
ВЫСТАВКИ И
КОНФЕРЕНЦИИ ITE



Global Oil&Gas



Connecting
your business
to the world

АЗЕРБАЙДЖАН

CASPIAN OIL & GAS

25-я АЗЕРБАЙДЖАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА И КОНФЕРЕНЦИЯ
«НЕФТЬ И ГАЗ КАСПИЯ»
5–8 июня 2018 | Баку



ВЕЛИКОБРИТАНИЯ

AFRICA INDEPENDENTS FORUM
май 2018 | Лондон

ГРЕЦИЯ

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

ИНДИЯ

IORS

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

КАЗАХСТАН

KIOGE

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



РОССИЯ

MIOGE

15-я МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА «НЕФТЬ И ГАЗ»

18–21 июня 2018 | Москва
Крокус Экспо

RPGC

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

18–19 июня 2018 | Москва
Крокус Экспо



ТУРКМЕНИСТАН

OGT

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

УЗБЕКИСТАН

OGU

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



ЮЖНО-АФРИКАНСКАЯ РЕСПУБЛИКА

AFRICA OIL WEEK

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

ОРГАНИЗАТОР

Международная Группа компаний ITE – лидер в организации выставок в России и одна из ведущих выставочных компаний мира.

За 25-летнюю успешную историю развития создана **международная сеть офисов ITE: более 30 офисов в 17 странах мира, в том числе 5 офисов в России.**

Портфель нефтегазовых мероприятий ITE включает выставки и конференции в различных регионах мира, по праву являющиеся ключевыми событиями отрасли в своих странах.

ITE неоднократно являлась Организатором или Партнером нефтегазовых и энергетических мероприятий мирового масштаба, в т.ч.:

- Мировой нефтяной конгресс / WPC (2005 г., ЮАР; 2008 г., Испания; 2014 г., Россия)
- Международная конференция и выставка по сжиженному природному газу / LNG-16 (2010 г., Алжир)
- Мировой энергетический конгресс / WEC (2013 г., Южная Корея; 2016 г., Турция).



ITE МОСКВА

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

ITE GROUP PLC

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

РЕКЛАМА

Красивые фейки и горькая правда

Несмотря на громкие рассуждения о скором «безуглеродном будущем», конкуренция на мировом нефтяном рынке только усиливается

Валерий АНДРИАНОВ

Недавно Интернет потрясла ошеломляющая новость: в Китае-де провели успешные испытания «вечного двигателя», работающего без всяких внешних источников питания. Сообщения о создании «двигателя EmDrive», нарушающего все законы физики и внешне напоминающего обыкновенное металлическое ведро, появились несколько лет назад, но были дружно высмеяны мировым научным сообществом. Теперь же британский таблоид Daily Mail опубликовал статью о том, что китайские учёные создали работающую версию двигателя, который «довезёт человека до Марса за 10 недель». Причём без всякого топлива, с использованием лишь волшебного «магнетрона». Что ж, над этим фейком можно только в очередной раз посмеяться. Но примечательно, что такая псевдонews мгновенно получила широкий резонанс если не в серьёзной печати, то, по крайней мере, в сетевых изданиях. Это свидетельствует не только о падкости непритязательной публики на подобные сенсации, но и о том, что «гнилое зерно» упало на плодородную почву. Публикация в жёлтой прессе прекрасно вписалась в общие рассуждения об очередных «энергетических революциях» и о закате «эры нефти».

Эту тенденцию точно подметил в своём интервью нашему журналу директор Фонда национальной энергетической безопасности Константин Симонов. «Раньше звучал вопрос, скоро ли закончится нефть и, если да, как нам жить дальше. Теперь же появляется другая тема о том, что сейчас нефть не особо нужна. То есть люди рассчитывают на отказ от нефти в обозримой перспективе и торопятся списать нефтяную индустрию “в утиль”, – отмечает эксперт.

Ещё хуже то, что подобной логикой начинают руководствоваться не только обыватели, но и власти предрекающие. «Представители компаний приходят в правительство и говорят, что у них есть проблемы с воспроизводством запасов, следовательно, стоило бы подумать, как стимулировать недропользователей к вложению денег в геологоразведку и НИОКР. С другой стороны, рассуждают, что через 20 лет это никому не будет нужно и что наша задача – построить экономику России на других основах», – обрисовывает типичную ситуацию К. Симонов.

Вместе с тем, нельзя недооценивать те изменения, которые действительно происходят на глобальном энергетическом рынке. Согласно расчётам экспертов Колумбийского университета, доля ВИЭ в мировом производстве энергоресурсов к 2035–2045 гг. достигнет 30–45%, а к 2050 г. – 50–70%. Это неизбежно приведёт к сокращению спроса на нефть и газ и поставит под угрозу благополучие стран-экспортёров углеводородного сырья, включая Россию. В то же время в выигрышной ситуации окажутся технологические лидеры – США, Китай, Индия, ряд европейских государств. Данный процесс не будет быстрым. Переход к ВИЭ – непростая

задача, решаемая сегодня в Европе за счёт государственных субсидий и постановлений на уровне правительства (подробнее см. статью М. Кутузовой «Экономика и политика новой энергетики»).

Поэтому умные разговоры о конце «нефтяной эпохи» пока представляют, скорее всего, теоретический интерес. На практике же они лишь маскируют прямо противоположную тенденцию – обострение борьбы за нефтяные ресурсы и за доли на углеводородном рынке, которая разворачивается как между отдельными компаниями, так и между целыми государствами.

В частности, профессор Е. Хартуков в своей статье «Трудно быть первыми» отмечает потенциальную возможность усиления конкуренции между национальными (ННК) и международными (МНК) нефтегазовыми корпорациями. Сейчас из 25 компаний, контролируемых крупнейшие запасы УВ в мире, 18 – это ННК. Но лишь 60% площадей, перспективных на нефть и газ, находятся под контролем ННК. А западные МНК активно ищут углеводороды в новых регионах.

Интересные перипетии возникли после начала «сланцевой революции» в США. Несмотря на всеобщие разговоры о том, что скоро нефть никому не будет нужна, Америка наращивает её добычу, и одновременно использует политические и иные рычаги, чтобы расчистить своему сырью место на мировом рынке.

Один из примеров подобной политики – ситуация вокруг Нигерии. «С 18 декабря 2015 г. в США было официально прекращено действие запрета на вывоз сырой нефти. Однако, вопреки обещаниям, это не привело к бурному росту экспорта “чёрного золота” из страны. Что тому виной? Колебания цен и капризы мировой конъюнктуры? Безусловно. Но реалисты из числа отраслевых экспертов отметили очередное интересное совпадение: нефтяной экспорт из США не начинал расти до тех пор, пока добыча в Нигерии не снизилась до критического минимума», – пишет наш автор К. Сергеев. А падение производства нефти в этой африканской стране было вызвано многочисленными политическими неурядицами. Не исключено, что инспирированными из-за рубежа (см. статью «Пистолет у виска»).

Конкуренция нарастает не только между странами и компаниями, но и между технологиями добычи. Например, на фоне падения нефтяных цен многие производители стремятся существенно уменьшить время использования морских буровых платформ или даже вообще отказаться от их применения. В качестве промежуточного решения предполагается более активно задействовать суда вспомогательного флота, которые при минимальных затратах на модернизацию и дополнительное оборудование смогут эффективно заменить специализированные МБП (см. статью «Попробуем без платформы»).

Поэтому ещё рано расслабляться и, мечтая о «безуглеродном будущем», отказываться от интенсивного развития отечественного нефтегазового комплекса. «Волшебные ведра» вряд ли когда-нибудь смогут заменить «чёрное золото» и «голубое топливо». А значит, надо не сдавать свои позиции, а активнее включаться в конкурентную борьбу – на уровне как отдельных компаний, так и государства в целом.



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

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
Академик РАН

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

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

Генадий ШМАЛЬ
Президент Союза нефтегазопромышленников

Александр РОМАНИХИН
Президент Союза производителей нефтегазового
оборудования

Андрей КОНОПЛЯНИК
Д. э. н., профессор

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

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

Александр МАТВЕЙЧУК
К. и. н., академик РАН

Анатолий ДИОРДИЕНКО
Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН
Секретарь Редакционного совета

Издатель

Андрей СОЛДАТОВ
asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор
Валерий АНДРИАНОВ
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора
Дмитрий ГУРТОВИЙ

Над выпуском работала:
Марина СОЛДАТОВА

Вёрстка Елена АРХИПОВА

Корректор Алла БАБИЧ

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

e-mail: adv@neftrossii.ru

Сайт: <https://neftrossii.ru>

Отпечатано в типографии

ООО «Типография ТалерПринт»

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

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 22.09.2017
Цена свободная

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

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

Обложка – © ОАО «Газпром нефть»



NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Красивые фейки и горькая правда

Несмотря на громкие рассуждения о скором «безуглеводородном будущем», конкуренция на мировом нефтяном рынке только усиливается

1

ИЗ ПЕРВЫХ УСТ

Нефти рано говорить «прощай»

Несмотря на позицию ряда российских чиновников, нефтегазовый комплекс имеет большие перспективы развития, но нуждается в стимулировании. Интервью с директором Фонда национальной энергетической безопасности Константином СИМОНОВЫМ

4



АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

М. КУТУЗОВА

Экономика и политика новой энергетики

Глобальный ТЭК стоит на пороге больших перемен, и Россия должна предпринять усилия, для того чтобы гармонично в них вписаться

9



ШЕЛЬФ

М. КУТУЗОВА

После штиля – попутный ветер

Морские нефтегазовые проекты начинают вновь активизироваться, чему способствует трансформация нефтесервиса

17

ТЕХНОЛОГИИ

К. СЕРГЕЕВ

Попробуем без платформы

Себестоимость разработки шельфовых месторождений можно существенно снизить за счёт применения бесплатформенных технологий

22





«Газпром нефть»



«Газпром нефть»

ДЕЛА КОМПАНИЙ**Е. ХАРТУКОВ,**

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

Трудно быть первыми

Национальные нефтяные компании добились широкого международного признания, но несут серьезное бремя ответственности

26

«СИБУР»

НЕФТЕХИМИЯ**Кульминация нефтяного цикла**

Несмотря на падение цен на «чёрное золото», нефтехимия продолжает демонстрировать рост как на мировом рынке в целом, так и в России. Интервью с руководителем Аналитического центра ООО «СИБУР» Ксенией КАРЕТИНОЙ

32**ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ****В. ВОЛНЯНСКИЙ,**

начальник отдела общесистемной инфраструктуры ООО Группа компаний «ЭнСи»

Защита от налоговых рисков

Проверку надёжности контрагентов, требуемую ФНС, можно осуществлять и в автоматическом режиме

36**Е. РАЗЖИВИН,**

начальник Центра компетенции по системам контроля качества ТУ Юг ООО «ЕАЕ-Консалт»

«Сердце» лаборатории

Программа EAE.LIMS позволяет оптимизировать управление работой лабораторного оборудования

38**И. ШИПИЛОВ,**

начальник центра высокотехнологичных решений ООО «Инфраструктура ТК»

Как снизить аварийность?

В этом помогут компьютерные тренажёрные комплексы и учебные стенды

40**БЛИЖНЕЕ ЗАРУБЕЖЬЕ****В. МИШИН****Транскаспий во сне и наяву**

Ашхабад, Баку и Анкара хотят реанимировать проект Транскаспийского газопровода, но не знают, как это сделать

42**МИРОВОЙ РЫНОК****П. БОГОМОНОВ,**

кандидат политических наук

Гигант расправляет плечи

Африка готовится к новому раунду борьбы за первенство в углеводородном ТЭК «третьего мира»

46**К. СЕРГЕЕВ****Пистолет у виска**

Является ли Нигерия «возмутителем спокойствия» в рамках ОПЕК или жертвой закулисных интриг на нефтяном рынке?

51**ЛЮДИ РОССИЙСКОЙ НЕФТИ****А. МАТВЕЙЧУК,**

кандидат исторических наук, действительный член РАЕН

Отец геологии Тимано-Печорского края

К 140-й годовщине со дня рождения Александра Чернова, выдающегося российского геолога, первооткрывателя месторождений ценных природных ископаемых на Севере России

57

Нефти рано говорить «прощай»

Несмотря на позицию ряда российских чиновников, нефтегазовый комплекс имеет большие перспективы развития, но нуждается в стимулировании

Ситуацию в российской нефтяной отрасли можно назвать весьма неопределённой. С одной стороны, она в последние годы демонстрирует рекорды по объёмам добычи. Наконец-то удалось обеспечить воспроизводство минерально-сырьевой базы. С другой стороны, низкие цены на нефть и западные санкции могут поставить под удар реализацию ряда крупных проектов, в первую очередь в Арктике. Многие эксперты выражают озабоченность по поводу недостаточного объёма разведанных и подготовленных к разработке запасов. Наконец, беспокоят медленные темпы импортозамещения и создания новых перспективных технологий, главным образом для переработки бажена.

Какие из этих рисков являются наиболее опасными для отечественного НГК, и что им можно противопоставить? На эти и другие вопросы на страницах «Нефти России» отвечает директор Фонда национальной энергетической безопасности Константин СИМОНОВ.

– Константин Васильевич, как Вы оцениваете ситуацию с обеспечением нефтяной и газовой отраслей запасами углеводородного сырья?

– На самом деле ситуация с запасами у нас не такая уж и плохая. По газу уровень обеспеченности запасами достаточно высокий. ВР в своём ежегодном статистическом отчёте ставит Россию на второе место по этому показателю (32,3 трлн м³) после Ирана (33,5 трлн м³). Но с этим можно поспорить. Мы прекрасно знаем, что аналитики ВР рассчитывают данные по России на основе собственной методики, а в случае с Ираном руководствуются цифрами, которые предоставляет правительство страны. Хотя в реальности никто не может сказать, что действительно происходит в Исламской Республике. В этом плане наша статистика более прозрачная.

А вот с нефтью вопросы возникают. Расширенное воспроизводство минерально-сырьевой базы по нефти, которое мы наблюдаем в последние годы, во многом обеспечивается за счёт пересчёта давно поставленных на баланс запасов. А вот открытий новых крупных месторождений почти не происходит.

Помнится, примерно восемь лет назад эта тема активно обсуждалась не только специалистами отрасли, но и всей российской общественностью. Тогда в массовом сознании присутствовал тезис о том, что у нас нефти осталось всего на 30 лет. Сегодня этот драматизм спал.

В этом есть свои плюсы и минусы. Плюс в том, что любая форма подобной истерии не слишком продуктивна, минус – что в последнее время нам навязывают другой дискурс. Раньше зву-

НАША СПРАВКА



Константин Васильевич СИМОНОВ – российский политолог, основатель и директор Фонда национальной энергетической безопасности. Первый проректор по внешним коммуникациям, заведующий кафедрой «Прикладная политология» Финансового университета при Правительстве Российской Федерации.

Специалист по негубернской политике, методологии политического анализа, системе принятия политических и экономических решений, политическим рискам, экономическим интересам политических элит, развитию энергетики, влиянию ресурсной проблемы на внешнюю политику государства. Занимается изучением политического аспекта экономических процессов и выявлением экономических интересов в политических решениях. По итогам 2011-го и 2013 г. был признан Минэнерго РФ лучшим экспертом России по вопросам нефтегазовой промышленности. Имеет несколько сотен публикаций в отечественных и зарубежных СМИ.

чал вопрос, скоро ли закончится нефть и, если да, как нам жить дальше. Теперь же появляется тема о том, что сейчас нефть не особо нужна. То есть люди рассчитывают на отказ от нефти в обозримой перспективе и торопятся списать нефтяную индустрию «в утиль».

Исходя из новой «теории» возникает следующий вопрос: зачем мучиться с этими запасами, если, по расчётам некоторых персон, нефть не будет нужна уже максимум лет через 20. Такая точка зрения стала активно распространяться.

Это касается не только запасов, но и добычи, налогового режима в отрасли. Представители компаний приходят в правительство и говорят, что у них есть проблемы с воспроизводством запасов, следовательно, стоило бы подумать, как стимулировать вложение денег в геологоразведку и НИОКР. С другой стороны, рассуждают, что через 20 лет это никому будет не нужно, что наша задача – построить экономику России на других основах.

Грубо говоря, между Минфином и Минэнерго возникает такой диалог.

Минэнерго: «Давайте подумаем, что произойдёт с отраслью через 5 лет, если вы не будете стимулировать инвестиции в геологоразведку, разведочное бурение, гринфилды и реанимацию браунфилдов? Нам кажется, что в этом случае падение нефтедобычи начнётся уже через 5 лет».

Минфин: «Ну и что? Всё равно нужно нарисовать график ухода от нефтяной зависимости через 20 лет».

На мой взгляд, это абсурд.

Между тем, имеются реальные механизмы активизации геологоразведки, например юниорские компании. Согласно мировой практике, такие предприятия приобретают лицензии на участки, проводят там разведку, получают представления о запасах. А затем они продают лицензии и сформированный пакет геологической информации тем компаниям, которые заинтересованы вкладывать деньги в добычу ресурсов. В принципе правительство не против этой идеи, но на практике она не применяется. В том числе из-за вышеупомянутого тезиса, что нефтяная отрасль себя изжила.

Можно предложить и много других идей стимулирования наращивания МСБ. Но они не уйдут дальше рамок обсуждения, поскольку правительству просто не интересны.

Кроме того, у отрасли имеется огромное количество противников внутри властных структур, блокирующих процессы её реформирования, в том числе в налоговой сфере.

Я бы отметил ещё один момент, касающийся «сланцевой революции» в США. На первый взгляд она воспринимается как очередная, прилетевшая к нам из-за океана проблема для российской «нефтянки». Ведь именно наращивание сланцевой добычи обрушило цены на нефть. С точки зрения конкуренции на глобальном рынке, это проблема. В то же время «сланцевая революция» даёт и позитивный эффект. Она доказывает, что сырьё в недрах ещё очень много и «эпоха нефти» может быть продлена.

– Сейчас много говорится об освоении арктического шельфа. Насколько, на Ваш взгляд, арктические проекты актуальны и необходимы?

– Очевидно, что тема Арктики лоббируется ограниченным числом игроков. Не секрет, что главным драйвером «арктической эпопеи» является компания «Роснефть». В своё время она осуществила мегасделку по обмену акциями с компанией BP, которая обладает большим опытом шельфовых проектов. Потом вместо BP появилась корпорация ExxonMobil. Ну а затем, как известно, были введены западные санкции. При этом сама тема Арктики не исчезла и продолжает достаточно активно продвигаться.

На этом пути уже достигнуты определённые успехи. Так, в нынешнем году был сдан в эксплуатацию первый танкер-газовоз для проекта «Ямал СПГ». Развивается Севморпуть, растёт число проводок, строятся ледоколы. То есть Арктика постепенно осваивается, но вопрос в том – насколько быстро?

Сейчас есть соблазн вернуться к Арктике, как к большому государственному проекту. Вижу попытку реанимировать старую советскую арктическую романтику. Тема Арктики хорошо укладывается в концепцию «Россия не кончается нигде». Но мы ведь понимаем: при нынешних ценах на нефть нельзя серьёзно говорить о крупных вложениях в арктические проекты.

Поэтому думаю, что в ближайшие пять лет тема Арктики не прозвучит с точки зрения реальных проектов. Скорее, она останется на уровне «эмоциональных историй».



«Газпром нефть»

Арктику сегодня можно осваивать только как большой кейнсианский проект советского типа. Мы это просто не потянем. Вряд ли государство будет тратить огромные ресурсы на проект, который, может быть, выстрелит через 50 лет. Тем более что деньги тратятся не всегда эффективно. К сожалению, это российские реалии: где большие кейнсианские проекты – там воровство.

Если рассматривать вопрос геологоразведки в Арктике, то Росгеология признаёт, что самые большие трудности она испытывает как раз при шельфовой разведке, в основном в арктической зоне. Если на суше она ещё может использовать российские технологии, то на шельфе у нас сильная зависимость от импорта. Это очень затратная история, которая в условиях санкций становится ещё более дорогой.

Следовательно, возникает вопрос: нужно ли им этим заниматься сейчас, когда имеется немалое количество альтернатив. Я думаю, нет. Согласен с теми российскими нефтяниками, которые считают, что стоит сосредоточиться на суше, в частности на Западной Сибири, где ещё есть огромный потенциал. Речь идёт в том числе о так называемых нетрадиционных ресурсах. Мне нравится высказывание Геннадия Иосифовича Шмалёва о том, что «под Западной Сибирью есть вторая Западная Сибирь». Да и в Восточной Сибири, я полагаю, потенциал огромен.

Да, хорошо, что у нас есть арктический шельф, мы должны его оборонять и защищать, подавать заявки на его расширение. Но к этой истории вполне можем вернуться лет через 50.

Кстати, то же самое происходит в США. Дональд Трамп заявляет о том, что Америка возвращается в Арктику, отменяет решения Обамы, запретившие работы на арктическом шельфе. Однако очевидно, что в море Бофорта никто сейчас нефть добывать не будет. Основные инвестиции идут в сланцевые проекты, в Мексиканский залив, то есть в освоение «более понятных» территорий. При цене 50 долларов за баррель никто не будет вкладывать серьёзные деньги в Арктику.

– А какие направления НИОКР в нефтегазовой сфере, на Ваш взгляд, надо развивать в первую очередь?

– Эпоха «лёгкой» нефти в России заканчивается (впрочем, «аксакалы» отрасли говорят, что её у нас никогда и не было). Поэтому сейчас стоят достаточно серьёзные задачи по использованию совершенно иных методов извлечения нефти, повышения коэффициента нефтеотдачи и т. д.

Они уже активно применяются в нашей стране, но запрос на новые технологии остаётся достаточно большим. Например, это касается освоения баженовской свиты. И здесь дело даже не в санкциях. Теоретически мы могли бы привезти из США технологии разработки нефти низкопроницаемых коллекторов (tight oil). Ведь многие геологи считают, что бажен – это не сланцевая формация (shale oil), а именно то, что в Америке называется tight oil. А значит, можно попытаться в суде доказать, что санкции на подобные технологии не распространяются.

Но вопрос в другом. Мы не можем взять технологии, применяемые в Техасе, и использовать их в Западной Сибири. Нужна разработка собственных технологий, адаптированных под российские условия.

Государство вроде это понимает. Была предпринята попытка создания технических полигонов (в ХМАО, Поволжье, в других регионах). Но этот процесс идёт крайне медленно. Разработаны красивые программы импортозамещения. Минпромторг пытается финансировать разработку новых технологий в нефтяной индустрии. Однако меня не радует объём инвестиций российских компаний в НИОКР. Государство их к этому особо не стимулирует.

То есть мы имеем дело с противоречивой ситуацией. С одной стороны, постоянно слышим от правительства, что требуются новые отечественные разработки. Нужно создавать центры компетенции, полигоны, развивать сервис, искать партнёров. А с другой стороны, я не вижу никакого стимула заниматься всем этим. Таким стимулом должны быть в первую очередь налоговые льготы.

В налоговой сфере сложилась достаточно простая ситуация. Минфин гордо заявляет о том, что пошёл на компромисс и согласился внедрить новый тип налога – на дополнительный доход (НДД). Считается, что это будет стимулировать компании вкладывать инвестиции и в гринфилды, и в реанимацию браунфилдов. Но в реальности мы видим, что, формально соглашаясь с идеей НДД, чиновники пытаются «заболтать» эту историю. Начат так называемый эксперимент, который обещает продлиться очень долго. Ведь для него отобрано всего несколько месторождений.

При этом Минфин заявляет, что упомянутый эксперимент может привести к выпадению доходов из бюджета, которые всё равно потом придётся как-то восполнять. Это что же получается? Компании стимулируют вкладывать деньги в новые проекты, но всё недоплаченное в бюджет они будут вынуждены вернуть. Анекдот какой-то. В этой ситуации мы опять возвращаемся к вопросу, задумывается ли правительство над положением, в котором окажется отрасль через 5 лет.

При этом злую шутку с отраслью сыграли достижения последнего времени. Так, мы радовались ноябрьскому рекорду суточной нефтедобычи, затем – годовому. А в результате Минфин заявляет, что у вас и так рекорды, какое ещё вам налоговое стимулирование. Вы и при старой налоговой системе неплохо справлялись.

В связи с этим вспоминается конец 1980-х, когда также ставились рекорды. А потом начался обвал, и к 1996-му добыча опустилась ниже 300 млн т! Причём это было связано не только с низкими мировыми ценами на нефть. Но данный исторический пример никакого впечатления на Минфин не производит. Когда представители отрасли пытаются его приводить, их упрекают в алармизме, в попытке шантажа...

Поэтому мой прогноз заключается в следующем: в ближайшие 2–3 года добыча будет расти. Это предполагается использовать для того, чтобы заявить о благополучии отрасли. А через 3–4 года начнётся падение, которое вполне может перейти в обвал. Самым драматичным в данной истории может стать то, что сокращение добычи никого не напугает. Никто не бросится спасать отрасль.

– Но компании сами, без всяких стимулов со стороны государства, должны быть заинтересованы в инвестициях в НИОКР...

– Безусловно. Но когда их заставляют экономить, то на чём они будут экономить? Конечно, на будущем, то есть на НИОКР. Тем более что публичные компании заинтересованы, прежде всего, в росте курса собственных акций. А когда акции поднимаются в цене? Тогда, когда выплачиваются повышенные дивиденды. Поэтому некоторые наши компании, которые, казалось бы, сократили прибыль в прошлом году, продолжили платить хорошие дивиденды.

То есть если компания не вкладывает деньги в НИОКР, а направляет прибыль на выплаты акционерам, то последние довольны.

Конечно, увеличение запасов тоже положительно влияет на стоимость акций. Но всё равно рост дивидендов – более важный фактор повышения их курса.

– Вы говорили, что сейчас популярна идея о закате эры нефти. Но ведь «чёрное золото» по-прежнему будет нужно как сырьё для нефтехимии...

– Тут возникает вопрос объёмов. Нефть, будучи источником сырья для нефтехимии, конечно, необходима. Тем более что эта отрасль развивается очень быстрыми темпами. Но всё равно основной объём нефти используется в качестве топлива. Одной химией сыт не будешь.

Впрочем, я полагаю, что нефть не прекратит использоваться в качестве моторного топлива. Прогнозы по поводу развития электромобилей чересчур оптимистичны, в ближайшее время они не заменят полностью двигатели внутреннего сгорания.

При этом в России идея электромобилей продвигается агрессивно. К ней почему-то относятся очень серьёзно. Хотя, на мой взгляд, это чистое безумие.

Если мы берём Соединённые Штаты, а это флагманский автомобильный рынок, то здесь на электромобили приходится менее 1% продаж новых машин. Подчеркну, это не доля на рынке, а именно доля в текущих продажах.

Даже самые оптимистичные для электромобилей прогнозы говорят, что в 2030 г. их ниша будет крайне невелика. Сейчас в относительно бедных странах пытаются реализовывать программы автомобилизации. А ведь там людей не посадишь на дорогой автомобиль. Между тем, электромобиль – это дорогой товар.

В то же самое время потребление нефти в последние 20 лет всё равно растёт, невзирая на сложные экономические периоды. Прежде чем говорить о закате эры нефти, нужно проследить хотя бы пятилетнюю тенденцию стабильно падающего спроса на этот энергоресурс. Но такой тенденции нет.

Поэтому с нефтью всё будет в порядке. Российскому правительству это почему-то неочевидно. Я поражаюсь тому, что у нас на полном серьёзе обсуждаются проекты субсидирования возобновляемой энергетики.

– Какие нефтегазовые проекты, реализуемые или планируемые в России, кажутся Вам наиболее значимыми на ближайший период?

– Таковыми в первую очередь можно назвать проекты по производству и экспорту СПГ. Скоро предполагается запустить «Ямал



СПГ». Думаю, что также будет принято решение по расширению СПГ-завода в рамках «Сахалина – 2». Вполне может быть реализован проект «Балтийский СПГ».

Очень значимыми остаются и трубопроводные проекты. Быстрыми темпами строится «Сила Сибири». В мае началась прокладка морской части «Турецкого потока». В этом году планируется сооружение «Северного потока – 2». Завершается строительство второй очереди газопровода с Бованенковского месторождения. Поэтому я сказал бы, что крупные проекты сосредоточены в газовой индустрии.

Что касается нефти, то в 2016 г. были пущены в эксплуатацию крупные месторождения (им. Филановского, Мессояха и другие). В нынешнем году я не жду грандиозных свершений. Надо хотя бы вывести на проектную мощность те объекты, которые запустили ранее.

Хотелось бы, чтобы мы постепенно перешли к освоению бажена. Но пока это не ближайшая перспектива. Проекты 2016-го позволяют прогнозировать, что в ближайшие 2–3 года добыча точно не упадёт.

В сфере переработки ситуация оказалась непростой. Эта отрасль стала основной жертвой налоговых изменений. Вкладывать в неё новые инвестиции сегодня – просто бессмысленно. И надо сказать, что государство странно ведёт себя с сегментом переработки. Доведёт ли оно до конца процесс модернизации НПЗ – большой вопрос.

– Каковы, на Ваш взгляд, возможные тенденции изменения цен на нефть?

– В начале 2016 г., когда цена падала, на фоне общего пессимизма я был оптимистом и говорил, что ещё в 2016-м мы увидим котировки – 50 долларов за баррель. Так и произошло.

Нынешний год все встречали с оптимистичным настроением. Я же, наоборот, стал пессимистом. Думаю, что вряд ли в ближайшее время мы увидим высокие цены. Я ориентируюсь на коридор 45–55 долларов за баррель. При этом отклонения возможны в ту или иную сторону. Тем не менее именно такой коридор является ориентиром. И это легко объяснить.

Существует популярная американская концепция, согласно которой сланцевая нефть играет роль «переключателя цен». То есть сланцевая индустрия способна чутко реагировать на цены, быстро убирая объёмы с рынка или выбрасывая их.

Средняя себестоимость добычи по основным сланцевым формациям США составляет 50–55 долларов за баррель. Как только

цена становится выше этих показателей, инвестиции моментально возвращаются в отрасль. Следовательно, добыча растёт. Это приводит к тому, что цены начинают падать за счёт перепроизводства. Если котировки опускаются ниже 40 долларов, как это было в начале 2016 г., то объёмы уходят с рынка, сокращая предложение. Следовательно, цена вновь начинает расти.

Исходя из этого, соглашение «ОПЕК+» не может быть вечным, оно не способно вытягивать нас годами. К тому же «американский фактор» расшатывает дисциплину среди участников соглашения. У них возникает резонный вопрос: «Почему мы должны себя мучить, в то время как Америка на нас зарабатывает?»

Однако цена на нефть определяется не только соотношением реального физического спроса и предложения. Понятно, что котировки зависят от спекулятивного финансового рынка, где крутятся основные деньги. И лично я считаю, что влияние финансовых факторов – первично. Поэтому воспринимать сланцевую нефть как переключатель – не стоит.

Иными словами, ситуация на рынке товарной нефти важна, но не настолько, как это принято считать. Важно, как её воспринимают спекулянты. Однако надо понимать, на основании каких сигналов принимаются решения. Они не только берут в расчёт финансовый фактор, но и оценивают ту информацию, которую им подкидывают производители и покупатели. И история с соглашением «ОПЕК+» была интересна именно как попытка повлиять на психологию спекулянтов, убедить их в том, что нужно играть на повышение стоимости нефти. Впрочем, американская «сланцевая революция» – это тоже своего рода воздействие на спекулянтов.

Таким образом, сколько бы ОПЕК ни сокращала добычу, рост цен будет приводить к увеличению производства сырья в Северной Америке, что, в свою очередь, станет стимулировать падение котировок. Поэтому нам нужно ориентироваться на диапазон 45–55 долларов. Он не позволяет роскошествовать добывающим странам и компаниям, но при этом является достаточно комфортным для потребителей. Углеводороды снова становятся конкурентоспособными по сравнению с другими видами топлива, потому что именно дорогая нефть подталкивает развитие тех же электромобилей.

То есть дорогая нефть – это стратегически плохо для продления «нефтяной эры». Вместе с тем, важно, чтобы цена надолго не ушла ниже 50 долларов за баррель.

КАЛЕНДАРЬ

осень 2017 - весна 2018

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ

iOilGas
conference



18 - 23
сентября
Анапа, Россия

8-я Международная научно-практическая конференция
СТРОИТЕЛЬСТВО И РЕМОНТ СКВАЖИН - 2017

Генеральный
«Нефтегазовая вертикаль»



Отраслевой журнал
«Нефтегазовая вертикаль»

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НГФ «Нитро»

23 - 28
октября
Сочи, Россия

5-я Международная научно-практическая конференция
**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ:
ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ОТ СКВАЖИНЫ
ДО МАГИСТРАЛЬНОЙ ТРУБЫ - 2017**

ОРГАНИЗАТОРЫ



ООО «Издательский дом
«Нефть. Газ. Новации»



ООО «НГФ «Нитро»

Март 2018
Сочи, Россия

7-я Международная научно-практическая конференция
**СБОР, ПОДГОТОВКА И ТРАНСПОРТИРОВКА НЕФТИ И ГАЗА.
ПРОЕКТИРОВАНИЕ, СТРОИТЕЛЬСТВО, ЭКСПЛУАТАЦИЯ - 2018**

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НГФ «Нитро»

Май 2018
Сочи, Россия

13-я Международная научно-практическая конференция
**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА
СКВАЖИН И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.
ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ - 2018**

ОРГАНИЗАТОР



ООО «НГФ «Нитро»

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА



(861) 212-85-85

oilgasconference@mail.ru

www.oilgasconference.ru

Экономика и политика новой энергетики



Глобальный ТЭК стоит на пороге больших перемен, и Россия должна предпринять усилия, для того чтобы гармонично в них вписаться

Мария КУТУЗОВА

Сегодня мы переходим от постиндустриальной экономики к цифровой. Одной из важных составляющих так называемой цифровой революции является трансформация мировых энергосистем и транспортного сектора. В основу новой экономики закладывается повсеместный доступ к дешёвой электроэнергии и внедрение возобновляемых источников энергии (ВИЭ).

Несмотря на консерватизм энергетического сектора (как правило, в нём происходят медленные изменения, растянутые на несколько десятилетий и даже века), мы являемся свидетелями быстрого технологического прогресса в области солнечной и ветровой генерации. Наблюдаются также существенные подвижки в транспортном секторе. Как России не отстать от этих трансформационных процессов, охвативших мировую энергетику?

ТЕХНОЛОГИИ И ПОЛИТИЧЕСКИЙ ПРОИГРЫШ

Последнее исследование Центра глобальной энергетической политики Колумбийского университета The Geopolitics of Renewable Energy посвящено проблемам, которые могут сопровождать развитие технологий возобновляемой энергетики. Согласно выводам экспертов, широкое распространение ВИЭ и электромобилей приведёт к сокращению спроса на нефть и газ, поменяет отношения между странами – импортёрами и экспортёрами углеводородного сырья. В перспективе новые технологии в энергетике помогут обеспечить

доступ к современным и дешёвым энергетическим услугам в тех регионах, где сейчас наблюдается их дефицит. Они будут способствовать сокращению бедности, связанных с ней рисков социальной нестабильности и миграции. Но сегодня способность использовать возобновляемые источники энергии в значительной степени зависит от доступа к технологиям и капиталам. Это создаёт преимущества для стран с хорошо развитой инновационной культурой и финансовой сферой.

Согласно выводам экспертов, доля ВИЭ в мировом производстве энергетических ресурсов достигнет 30–45% в 2035–2045 гг. и 50–70% к 2050 г. Россия входит в число стран, чья экономика и общество могут в значительной степени пострадать от перехода к новой энергетике. Среди других государств, чьё благополучие под угрозой, – ведущие страны – производители углеводородного сырья: Саудовская Аравия, Катар, Египет, Алжир, Казахстан, Ливия, Венесуэла и Бразилия. В наиболее выигрышной ситуации – импортёры УВС и технологические лидеры: США, Китай, Индия, ряд европейских государств. Таким образом, переход к новой глобальной энергетической системе, в которой будут доминировать возобновляемые источники, приведёт к появлению новых геополитических лидеров и проигравших.

Однако опыт лидеров сегмента возобновляемой энергетики показывает, что переход к ВИЭ – непростая задача, решаемая сегодня в Европе за счёт государственных субсидий и постановлений на уровне правительства.

По мнению Виталия Казакова, директора программы «Экономика энергетики» Российской экономической школы, сейчас нашей стране нужно заниматься совершенствованием институциональной структуры. Без соответствующих хорошо работающих институтов цифровая экономика может превратиться у нас в так называемый карго-культ (повторение формы без наполнения её необходимым содержанием). Если раньше развитие возобновляемой энергетики в мире поддерживалось в основном за счёт государственных субсидий, то теперь совершенствование технологий привело к удешевлению производства ВИЭ. По словам эксперта, распространение таких новых технологий определяется соображениями экономической целесообразности и в перспективе оно будет идти экспоненциальными темпами.

«Совсем ещё недавно в пятёрку крупнейших по капитализации компаний входили международные нефтегазовые корпорации.

По итогам 2016 г. все они были вытеснены крупнейшими технологическими лидерами. Лидером инновационного развития сегодня является сектор информационных технологий. Отмечу, что страны-лидеры высокотехнологичной экономики никогда не ставили перед собой специальной цели развития технологий и инновационных решений. Зато они всегда способствовали созданию институтов, без которых такая экономика невозможна: независимой судебной системы, защиты права собственности, политико-правовой системы, основанной на праве, а не на понятиях. Это привело к развитию предпринимательской среды и раскрытию человеческого потенциала. Все те сервисы, которые сейчас перекочевали в наши с вами смартфоны, были доступны в 1980 годах за 1 млн долларов. Один из главных вызовов будущего – постепенное вытеснение человека из производственной деятельности. Новая экономика будет основана на использовании технологий искусственного интеллекта и роботизации. Исключение человека из экономических цепочек является дополнительным аргументом в пользу набирающей популярность концепции безусловного базового дохода», – отмечает В. Казаков.

Но сегодня обсуждение таких инициатив идёт лишь в наиболее экономически развитых странах: Швейцарии, Финляндии, Германии, Нидерландах.

ГОСРЕГУЛИРОВАНИЕ, СУБСИДИИ ИЛИ СВОБОДНЫЙ ВЫБОР?

До конца нынешнего года французские власти рассчитывают принять новый законопроект, предполагающий поэтапный запрет разведки и добычи углеводородов во Франции и её заморских территориях. Это первая страна в мире, решившая пойти на такой радикальный шаг. Тем самым французское правительство хочет продемонстрировать свою приверженность Парижскому климатическому соглашению и нейтрализовать негативное воздействие выбросов парниковых газов к 2050 г.

Согласно законопроекту, Франция больше не планирует выдавать лицензии на разведку нефтегазовых месторождений. Постепенно, к 2040 г., будет прекращено продление уже действующих лицензий. Кроме того, французские власти собираются ввести запрет на продажу транспортных средств с бензиновыми и дизельными двигателями к этому же году. В Париже использование дизельных ТС будет прекращено уже в 2020 г.

Кроме того, французы намерены уже к 2022 г. остановить выработку электро-

энергии на основе угля, а также сократить с 75% до 50% долю атомной энергетики в электрогенерации.

Однако подобные законодательные новации несут во многом символический характер. Ведь во Франции выдано всего 63 лицензии на разведку и разработку нефтегазовых месторождений. В стране в 2016 г. было добыто порядка 815 тыс. т нефти и 400 млн м³ газа. Поэтому 99% углеводородного сырья, необходимого для французских потребителей, импортируется. Очевидно, что в ближайшие десятилетия страна продолжит ввозить углеводороды и заниматься их переработкой.

Изменения в законодательстве могут оказать негативное воздействие на компанию Total, у которой есть планы по разработке шельфа заморских территорий страны – в частности, во Французской Гвиане. Но компания не отказывается и от развития добычи нефти в Европе. Не так давно Total за 7,5 млрд долларов купила у Дании последний крупный нефтегазовый актив в стране – Maersk Oil.

Датчане также нацелены на развитие собственной «зелёной энергетики». Сегодня в стране 40% потребностей в энергии обеспечивается на основе ВИЭ, к 2030 г. этот показатель должен достичь 50%. Уже к 2020 г. на ветроэнергетику будет приходиться порядка 48–50% производства электроэнергии в стране. К этому году власти Дании собираются довести долю ВИЭ в электрогенерации до 72%, а в отоплении – до 71%.

Распродажа углеводородных активов датскими компаниями является частью долгосрочной стратегии правительства страны. Не так давно Dong Energy продала британской INEOS свой нефтегазовый бизнес. В его состав входит и доля в проекте освоения гигантского газового месторождения Ормен Ланге на шельфе соседней Норвегии. Экспортируемый с него газ обеспечивает потребности Великобритании в «голубом топливе».

Однако именно доходы от реализации нефти, добываемой на шельфе Северного моря, позволяли Дании субсидировать развитие ВИЭ. Так, по данным World Economic Forum, создание 1 ГВт мощностей ветроэнергетики в сухопутной части страны оценивается примерно в 1,3 млрд долларов. Из каких источников эта отрасль будет поддерживаться после продажи нефтегазовых активов?

Примечательно также, что после отказа датского правительства от налоговых льгот в стране рухнули продажи электромобилей. Ведь именно государственные

субсидии и регулирование являются главными факторами, стимулирующими развитие этого сегмента. Так, Норвегия приняла решение к 2025 г. продавать в стране только электромобили и гибриды. Великобритания, как и Франция, планирует ввести запрет на продажу транспортных средств с бензиновыми и дизельными двигателями к 2040 г. Шотландия запланировала ввести это ограничение в 2032 г.

Автогиганты подстраиваются под решения властей. Концерн Volvo объявил о полном переходе с 2019 г. на выпуск электромобилей и гибридов. Британская компания Jaguar Land Rover рассказала об аналогичных изменениях с 2020 г. Первым её электромобилем станет Jaguar I-Pace, который начнёт продаваться уже в следующем году.

Вместе с тем, европейцы обеспокоены: в 2020 г. в ЕС прекратится действие программы по субсидированию альтернативной энергетики. Без политической и финансовой поддержки продвижение «зелёной энергетики» затруднительно.

ФАКТОРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ТРАНЗИТА

Несмотря на начавшуюся трансформацию энергетических систем, мир продолжает жить в условиях доминирования в топливно-энергетическом балансе ископаемых источников энергии. Свыше 80% необходимой человечеству энергии вырабатывается на основе нефти, газа и угля.

По мнению аналитиков ЕУ, существуют три фактора, определяющие будущее мировой энергетики: рыночный ландшафт; выбор, который делают лица, принимающие решения; действия энергетических компаний в ответ на происходящие изменения.

Кроме того, имеются четыре фактора «непреодолимой силы», толкающие человечество к трансформации существующих энергосистем: экономический рост, повышение коэффициента полезного действия, электрификация и декарбонизация. Свобода выбора при этом остаётся одной из главных задач трансформации мировых энергосистем. Правительствам, промышленности и рядовым потребителям должен быть обеспечен выбор между поставщиками дешёвых энергоносителей.

Идея декарбонизации сегодня «написана» на всех флагах, поднятых вдохновителями перехода к новой экономике. Почему так произошло? Мир не раз сталкивался с дефицитом поставок углеводородов, что приводило к росту стоимости сырьевых товаров. Политические кризисы ис-

пользовались странами-экспортёрами как повод для введения нефтяного эмбарго или перекрытия газового «крана», а также для того, чтобы взвинтить цены.

Два таких кризиса, с которыми столкнулось человечество, привели к бурным инвестициям в масштабную разработку собственных месторождений углеводородов в странах-потребителях. Так было в 1970 годы, когда после введённого арабскими странами нефтяного эмбарго началось масштабное освоение ресурсов Северного моря. В его разведку и промышленную эксплуатацию западные инвесторы вложили порядка 1 трлн долларов.

То же самое случилось после «завинчивания газового крана» «Газпромом» из-за кризиса вокруг поставок на Украину в начале 2009 г. Это привело к дефициту поставок газа в европейские страны. Ответом Запада стали активные инвестиции в производство сланцевого газа в США. Развитие технологий позволило освоить ресурсы не только сланцевого газа, но и нефти низкопроницаемых коллекторов (её тоже иногда называют сланцевой).

Но нефтегазовые ресурсы в мире не бесконечны. После исчерпания «традиционных» сухопутных месторождений следующим этапом стало освоение глубоководных запасов нефти и газа. А в дальнейшем должен был произойти переход на ресурсы Арктики, сосредоточенные в основном в России. Однако после аварии в 2010 г. на глубоководной платформе Deepwater

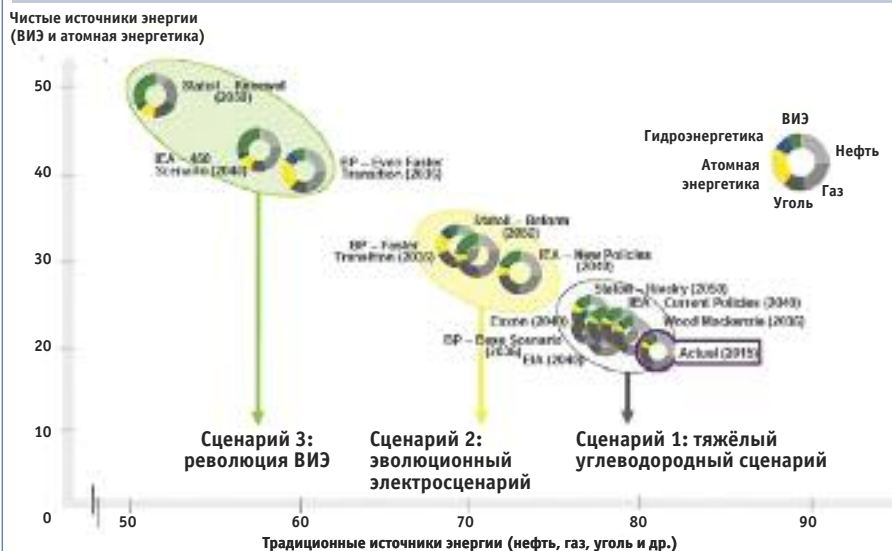
Horizon компании BP (Мексиканский залив) против этого бизнеса активно встали экологи. Поэтому развитие неисчерпаемых возобновляемых источников энергии – это естественный выбор для стран-потребителей.

Кроме того, свою роль сыграли опасения по поводу возможных климатических изменений из-за антропогенного следа, оставляемого углеводородами. Принятие в конце 2015 г. Парижского соглашения ознаменовало начало перехода к новой декарбонизированной экономике. Как показали последующие события, процессам декарбонизации не сможет помешать даже отказ от участия в Парижском соглашении Соединённых Штатов.

Три сценария ЕУ

«Мы все создаём среду, которая определяет будущее развитие новой энергетики. Экономический рост всегда будет подталкивать вверх спрос на энергию. Сегодня он сосредоточен в тех частях мира, где доступ к энергетическим источникам позволяет обеспечить более высокий уровень жизни. Однако в настоящий момент энергия – это дефицитный и дорогостоящий ресурс, поэтому и люди, и бизнес всегда будут стремиться получить больше, используя и тратя меньше, что подталкивает мир к энергоэффективным технологиям. Электрификация по-прежнему остаётся главным способом получения широкого доступа к энергии. Когда люди получают доступ

Изменение доли традиционных и нетрадиционных видов энергии в различных сценариях* развития глобального ТЭК, %



* Прогноз МЭА «Перспективы мировой энергетики-2016», Обзор мировой энергетики ExxonMobil, BP Energy Outlook 2017, Ежегодный энергетический прогноз Министерства энергетики США от 2017 г., Global Energy Forecast-2030 Wood Mackenzie, «Перспективы развития энергетики Statoil». Источники: ЕУ.

к дешёвому электричеству, возможности использовать энергию, в том числе теперь и для транспортировки, безграничны», – отмечают эксперты ЕУ.

На основе анализа нескольких источников ЕУ создала три сценария будущего мировых энергетических систем. «Тяжёлый углеводородный» сценарий предполагает, что ни одна из технологических возможностей, связанных с развитием ВИЭ, не материализуется. Будет наблюдаться лишь слабый рост доли возобновляемой энергетики в топливно-энергетическом балансе. Нефть и газ останутся главными источниками энергии для человечества.

«Эволюционный электросценарий» предусматривает вынужденное энергетическое разнообразие. Технологии ВИЭ и электромобили становятся конкурентоспособными, их поддержка со стороны государства растёт, а потребительские настроения способствуют расширению их доли на рынке. В то же время ископаемые энергоносители также остаются конкурентоспособными, а спрос на нефть постепенно увеличивается в ответ на прирост населения и экономический рост, хотя её доля на рынке сокращается.

Сценарий «революции ВИЭ» допускает, что топливно-энергетический баланс окажется поделён поровну между традиционным ископаемым сырьём и возобновляемыми источниками. Все новые автомобили будут электрофицированы, а энергия для них станет вырабатываться на основе ВИЭ. Машины с двигателем внутреннего сгорания постепенно начнут вытесняться, а электростанции, работающие на ископаемом топливе, закроются.

Как показано на рисунке, все три сценария не исключают друг друга и примерно распределены по времени реализации. Интеграция прогнозов лучших аналитических умов показывает, как будет развиваться мировая энергетика, начиная с настоящего времени и до середины текущего столетия и даже далее. По мнению ЕУ, сроки этих трансформационных процессов могут корректироваться за счёт развития экономики, изменений в потребительском поведении, государственной поддержки. Главная задача для компаний топливно-энергетического сектора – быть открытыми для таких изменений и подготиться к ним.

НЕ «ПРОСПАТЬ»

ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ РЕВОЛЮЦИЮ

Как уже отмечалось, изменения в топливно-энергетическом балансе связаны с решениями не только политиков и глав про-

мышленных компаний, но и простых потребителей. По словам президента «Русэнергосбыта» Михаила Андропова, в настоящее время многие потребители начинают переходить от централизованного энергоснабжения к собственной генерации. Обособленные регионы всё больше присматриваются к ВИЭ. А умные технологии оптимизации, управления и энергосбережения внедряются на самых различных промышленных объектах.

Переход на собственную генерацию ведёт к отказу от покупки электроэнергии на оптовом рынке. В частности, такой процесс обусловлен ростом цен на электроэнергию. Хорошим примером «фатального сценария» в данной ситуации являются недавние события в теплоэнергетике, где повышение тарифов на тепло спровоцировало постройку крупными потребителями собственных котельных. Это привело к перераспределению затрат на оставшихся потребителей и к ещё большему росту цен на теплоснабжение.

«ВИЭ – это мировой тренд. Мощность ветровых станций с 2007-го по 2016 г. увеличилась в пять раз – до 466 ГВт (в 2 раза больше установленной мощности всех станций в России), солнечных станций – более чем в 30 раз, до 295 ГВт. Мировые инвестиции в возобновляемые источники энергии выросли с 62 млрд долларов до 288 млрд (суммарно это 400 долларов на каждого жителя Земли). Развитие этой отрасли в России – залог будущего нашей энергетики и промышленности. У нас в стране есть места, где цена ВИЭ будет в разы дешевле выработки старых дизельных станций, – Дальний Восток и Север. Согласно нашим оценкам, вложения в строительство ВИЭ в изолированных районах окупаются за семь лет без дополнительной нагрузки на рынок, а если дать часть той надбавки, что платит потребитель в ценовых зонах, то гораздо быстрее», – подчёркивает М. Андронов.

По мнению топ-менеджера, в основе будущего ТЭК лежат комплексные системы и сервисы интеллектуальной энергетики, созданные на открытой сетевой архитектуре. Активные потребители, владельцы распределённых энергетических объектов (в том числе мобильных), пользователи устройств с управляемой нагрузкой должны иметь возможность подключаться и пользоваться энергосистемой, как это происходит в случае использования Интернета. Для этого требуется создать новые устройства преобразования и коммутации энергии, интеллектуальные системы управления, от-

крытые сервисные платформы, технологии интернета вещей, гибкие и динамичные энергетические рынки.

«Информационные технологии, проникающая повсюду, становятся незаменимыми помощниками в вопросах энергоэффективности, сбора и анализа данных, прогнозирования. “Умная энергетика” оказывает значительное влияние как на производственный процесс, так и на социум, задействованный в энергетической сфере. В перспективе через 5–10 лет IT-решения будут играть ключевую роль практически во всех производственных сферах. Работая совместно с нашими европейскими партнёрами из корпорации ENEL – мирового лидера в области ВИЭ и энергоэффективных технологий, – мы активно следим за новейшими разработками и рассматриваем варианты их применения в российских условиях», – отмечает М. Андронов.

Однако существует несколько моментов, которые крайне важны для развития «умной энергетики» в России. Прежде всего, необходимо детально изучать и внедрять только те технологии, которые прошли проверку на практике и доказали свою эффективность. Бывает такое, что некоторые технологии показывают недее-способность или быстро устаревают.

«Чтобы не “проспать” технологическую революцию, необходимо, во-первых, разработать программы, которые позволили бы производить инновационное оборудование в небольших объёмах. Тестировать же эти наработки можно в удалённых регионах, изолированных от районов с единым энергоснабжением. В подобных локациях ВИЭ и энергохранилища уже сейчас показывают свою эффективность. Во-вторых, необходимо изменить нормативную базу, регламентирующую энергетическую сферу, для внедрения данных технологий. В-третьих, важно трансформировать сознание людей, показав безопасность и надёжность таких технологий», – считает президент «Русэнергосбыта».

Один из положительных примеров – опыт компании РЖД, приступившей к внедрению программы автоматического ведения поездов «Эльбрус». Она анализирует состав поезда, рельеф и климатические условия и на основе этих данных подбирает режимы движения. В результате поезд проходит путь в оптимальном режиме, когда ускорение и торможение зависят не от машиниста электровоза, а от «умной» системы. На данный момент это решение позволяет экономить до 5% потребляемой энергии. ■



XVI МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ СЕРВИС И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

23 октября, Москва
ЦВК «Экспоцентр»

ОРГАНИЗАТОР



в рамках Международной
специализированной выставки
«ТЕХНОФОРУМ - 2017»



www.rpi-conferences.com

Форум
проходит
при поддержке:



Министерства
промышленности
и торговли
Российской Федерации



Торгово-
промышленной
Палаты
Российской Федерации



Влияние новой рыночной
конъюнктуры на состояние
нефтесервисного сегмента в
РФ. Перспективы и возможные
направления развития

Технологии и будущее
горизонтального бурения. Развитие
сервиса сопровождения бурения.
Перспективы российских компаний в
сегменте MWD/LWD. Системы
мониторинга скважин

Третьичные методы
интенсификации нефтеотдачи –
возможности долгосрочного
поддержания объема добычи
нефти в России

3 года санкций для нефтегазовой отрасли РФ –
подводим первые итоги импортозамещения. Наиболее
успешные сегменты и возможности для развития

Инвестиции в технологии как ключевой фактор
конкурентоспособности российских компаний.
Необходимые условия и приоритетные направления

СПЕЦИАЛЬНЫЙ ФОКУС В 2017!

Возможности сохранения финансовых показателей работы нефтесервисных компаний
и удержания их рыночных долей в условиях нестабильности нефтесервисного рынка

>20
спикеров

>120
участников

16
лет успеха



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



Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.com



Управляем будущим сегодня

Уже более 26 лет КПМГ тесно взаимодействует с ведущими компаниями нефтегазовой отрасли, оказывая им аудиторские, консультационные, налоговые услуги и помогая оставаться эффективными и успешными. Мы гордимся своим вкладом в развитие и становление нефтегазовой отрасли в России и СНГ.

Практика КПМГ по работе с компаниями нефтегазовой отрасли в России и СНГ

Т: +7 (495) 937 4477

Ф: +7 (495) 937 4499

Е: moscow@kpmg.ru

kpmg.ru

© 2017 г. КПМГ. КПМГ означает АО «КПМГ», ООО «КПМГ Налоги и Консультирование», компании, зарегистрированные в соответствии с законодательством Российской Федерации, и КПМГ Лимитед, компанию, зарегистрированную в соответствии с Законом о компаниях (о. Гернси) с изменениями от 2008 г. Все права защищены.

KPMG и логотип KPMG являются зарегистрированными товарными знаками или товарными знаками ассоциации KPMG International. РЕКЛАМА 0+



Услуги КПМГ по повышению эффективности снабжения

Группа по управлению цепочками поставок КПМГ представляет собой уникальную для российского рынка консалтинга команду, которая сочетает не только лучшие практики в области управления цепочками поставок, но и практический индустриальный опыт в закупочных подразделениях ведущих нефтегазовых компаний.

Среди наших ключевых услуг:

- разработка и внедрение операционных моделей закупок и снабжения;
- трансформация закупочной функции и сопровождение изменений;
- оптимизация бизнес-процессов закупок и снабжения;
- автоматизация закупочной функции;
- разработка категорийных и закупочных стратегий;
- оптимизация управления запасами ТМЦ, в том числе разработка политик пополнения;
- оптимизация планирования снабжения;
- оптимизация складской и транспортной логистики;
- разработка стратегий снабжения крупных проектов и проектов капитального строительства;
- разработка методологии и нормализация НСИ функции снабжения.

Контакты



Константин Рыбаков

**Партнер
Управленческое консультирование
КПМГ в России и СНГ**

T: +7 (495) 937 4477, доб. 13787

E: KRybakov@kpmg.ru

15-16 ноября



г. Нижневартовск
Дворец Искусств, ул. Ленина, 7

МЕЖРЕГИОНАЛЬНАЯ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА

НИЖНЕВАРТОВСК НЕФТЬ. ГАЗ-2017

Разделы выставки:

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

Организаторы:

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

Телефон/факс:
(383) 335-63-50

СИБ Экспо SERVICE

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

После штиля – попутный ветер



Морские нефтегазовые проекты начинают вновь активизироваться, чему способствует трансформация нефтесервиса

Мария КУТУЗОВА

Низкие цены на углеводороды оказали серьёзное воздействие на реализацию морских нефтегазодобывающих проектов. Падение котировок стало причиной жёсткого курса добывающих компаний, ведущего к сокращению издержек, что негативно повлияло на нефтесервисных игроков, а также производителей промышленного оборудования. Однако с начала 2017 г. этот бизнес быстро восстанавливается. Одобрена реализация нескольких крупных проектов. В период 2018–2021 гг. прогнозируется пуск в эксплуатацию целой обоймы новых мощностей по добыче нефти и газа в морских акваториях. В России этот процесс, к сожалению, осложняется санкциями. Препятствия, стоящие на пути реализации нового поколения отечественных нефтегазодобывающих проектов, могут помешать технологическому прорыву, происходящему на основе объединения усилий ведущих сервисных компаний и поставщиков оборудования.

РЫНОЧНАЯ КОНЪЮНКТУРА

Кризис последних трёх лет негативно отразился на реализации морских нефтегазовых проектов. Спровоцированный «сланцевой революцией» в Соединённых Штатах избыток поставок нефти на мировой рынок привёл к падению цен во второй половине 2014 г. Самая низкая стоимость сорта Brent была зафиксирована 20 января 2016 г. (26,01 доллара за баррель). Однако по итогам прошлого года средняя цена на нефть составила 45 долларов.

Согласно прогнозам, в 2018 г. нас ожидает рост спроса на «чёрное золото». Тем не менее повышению цен на углеводороды помешает продолжение «сланцевой революции» в США. За годы кризиса цена безубыточной разработки нефти низкопроницаемых коллекторов сократилась на 39%. Добыча такого сырья в США после значительного падения в I квартале вновь вышла на максимум и побила рекорд 2014 г.

В 2019–2021 гг. прогнозируется сохранение стабильного спроса на нефть. Прежде всего, он будет поддерживаться растущим потреблением энергетических ресурсов в Китае и Индии. Согласно прогнозам норвежской аналитической компании Rystad Energy, в 2020–2021 гг. цены на нефть сорта Brent могут вырасти до 80 долларов за баррель. Это будет

спровоцировано недостатком инвестиций в добычу и отложенными проектами в период кризиса 2014–2016 гг. Возможный дефицит поставок оценивается экспертами в 1 млн барр./сут в 2021 г.

Что касается природного газа, за последнее время цены на него также серьёзно упали. Так, стоимость СПГ на азиатских рынках рухнула с уровня 14–15 долларов за 1 млн МБТЕ в 2012–2014 гг. до 6 долларов, прогнозируемых по итогам 2017 г. На европейских рынках цены колеблются на уровне 4–6 долларов за 1 млн МБТЕ.

До 2021 г. в мире будут введены в строй несколько крупных мощностей по производству сжиженного природного газа. В связи с этим к 2020 г. прогнозируется избыток поставок на уровне 68 млрд м³. Но рост спроса на газ в 2023–2024 гг. может привести к недостатку СПГ на рынке. Скорее всего, дефицит будет покрыт новыми проектами, по которым принятие окончательного инвестиционного решения пока только ожидается.

Мировое производство СПГ может вырасти с 250 млн т в 2016 г. до 350–400 млн т к 2025 г. Большинство проектов по добыче газа и производству СПГ, решения по которым уже приняты или ожидаются, не являются экономически эффективными при существующих це-

нах на природный газ. Согласно оценкам Rystad Energy, рентабельны из них лишь единицы, крупнейшие среди которых – Левиафан в Средиземном море и российский «Арктик СПГ 2».

Эксперты Rystad Energy также подчёркивают, что до самого последнего времени морская нефтегазовая промышленность переживала не лучшие времена. Но в первой половине 2017 г. в этом сегменте наблюдался очень быстрый рост. Были приняты решения о реализации, по крайней мере, восьми крупнейших новых проектов, в том числе Вайт Роуз Вест (Канада), второй фазы Мэд Дог и Баксин (США), первой фазы Лиза (Гайана), проекта Левиафан (Израиль), Корал с применением плавающей установки по производству СПГ (Мозамбик), Р-Сериес (Индия) и Двалин (Норвегия).

Норвежская ассоциация NORWE, специализирующаяся на шельфовых разработках, в этом году отнесла к числу приоритетных проекты в 18 странах – Анголе, Австралии, Азербайджане, Бразилии, Канаде, Китае, Египте, Индии, Индонезии, Иране, Малайзии, Мексике, Нигерии, России (несмотря на санкции, продолжающие действовать в отношении РФ и её нефтегазовых компаний), Саудовской Аравии, ОАЭ, Великобритании и Мексиканском заливе США. Согласно прогнозам, в 2018 г. рынок шельфовых проектов в этих странах рухнет до 160 млрд долларов, но затем подрастёт к 2021 г. до 200 млрд. В целом на этих лидирующих рынках в период 2018–2021 гг. на морские проекты предполагается потратить порядка 698 млрд долларов, или 70% всех мировых инвестиций, направленных на разведку и разработку месторождений нефти и газа на шельфе.

Согласно прогнозам, бразильский рынок будет самым крупным в морской нефтегазовой промышленности по объёмам привлекаемых инвестиций. Он оценивается в 110 млрд долларов в период 2018–2021 гг. На втором месте – норвежский рынок, не входящий в оценку NORWE (98 млрд), а затем следуют Мексиканский залив США (84 млрд) и Великобритания (77 млрд). Среди компаний лидерами по числу новых морских проектов, одобренных к реализации с 2014 г., являются BP, Eni и ExxonMobil.

С 2013 г. цена безубыточности проектов на шельфе уменьшилась на 40–60%. Наибольших успехов, согласно информации компаний, удалось добиться в этом направлении Statoil, ConocoPhillips и Shell. Так, норвежская компания снизила этот

показатель для ещё не одобренных проектов с 70 долларов за баррель в 2013 г. до 27 долларов в 2017 г. То есть сокращение составило 61%. У Shell аналогичный показатель упал до 45 долларов за баррель.

Среди крупнейших компаний, работающих на шельфе, по объёмам инвестиций лидирует бразильская Petrobras. Она направляет средства в морские проекты, реализуемые главным образом на шельфе родной страны (91 млрд долларов в 2018–2021 годах). Далее следуют BP, Saudi Aramco и Shell, каждая из которых может потратить в указанный период на морские проекты до 45 млрд долларов. Saudi Aramco действует на своём внутреннем рынке, а из ведущих частных корпораций сформирован диверсифицированный портфель проектов на шельфе. Так, BP делит основной поток инвестиций между Мексиканским заливом США, Великобританией, Анголой, Индонезией, Азербайджаном и Египтом. Shell сфокусирована на разработке морских месторождений в Мексиканском заливе США, Великобритании, Нигерии и Малайзии.

Что касается России, то Rystad Energy прогнозирует в 2018–2021 гг. новый пик инвестиций в Охотское море в рамках уже действующих проектов. Средний рост капитальных вложений составит 16% в год. Так, ExxonMobil утверждала в феврале этого года, что запустит вторую фазу на месторождении Одопту (проект «Сахалин-1») в 2017–2018 гг. Американской компании также предстоит к 2021 г. реализовать газовый проект на месторождении Чайво. Однако норвежские аналитики не исключают возможность переноса сроков ввода в эксплуатацию новой стадии на этом месторождении на 2025 г.

«Газпром» надеется к 2021 г. запустить Южно-Кириновское. Но Rystad предполагает реализацию этих планов не ранее 2024 г.

Компания «Сахалин Энерджи» – оператор «Сахалина-2» – больше всех потратит на морские месторождения – Пилтун-Астохское и Лунское в Охотском море. Сумма инвестиций в период 2018–2021 гг. составит примерно 3 млрд долларов. На втором месте – «ЛУКОЙЛ» со своими каспийскими и балтийскими проектами – более 2,5 млрд долларов. На эти две компании придётся примерно половина всех инвестиций в данный сегмент в России. На третьем месте расположилась ExxonMobil с более чем 2 млрд долларов. На четвёртом и пятом – «Роснефть» и «Газпром». Каждая из компаний потратит, согласно оценкам норвежцев, порядка 1 млрд долларов.

Эксперты отмечают, что «ЛУКОЙЛ» приступает к реализации новых стадий на уже разрабатываемых месторождениях в Каспийском и Балтийском морях. В частности, на месторождениях имени Корчагина и Филяновского. Он также начинает освоение нового Ракушечного месторождения (расположенного по соседству с Филяновским) на Каспии и D-33 рядом с Кравцовским (D-6) на Балтике.

Rystad подчёркивает огромный потенциал российского рынка морских проектов. Однако, помимо санкций, введённых со стороны ЕС, США и Норвегии, дело осложняет высокий коррупционный рейтинг России, переместившейся за последний год с 119-го на 131-е место в списке Transparency International 2016, в который вошли 178 стран.

ПОЛОЖИТЕЛЬНЫЕ СИГНАЛЫ ДЛЯ РЫНКА

Barclays прогнозирует дальнейшее сокращение расходов на разработку морских месторождений – на 20–25% в текущем году. Главными факторами, позволившими добиться значительного уменьшения затрат, стали стандартизация производимого оборудования, новые технологии повышения отдачи сырья, а также всё большее число проектов, реализуемых поэтапно.

Резкое урезание расходов и борьба за рентабельность новых и уже запущенных в эксплуатацию активов сделали возможным осуществление даже очень сложных проектов при ценах на нефть ниже 50 долларов за баррель. Отрасли удалось выжить и сохранить высокие объёмы производства углеводородов. Поэтому эксперты с оптимизмом рассматривают дальнейшие перспективы морской нефтегазодобычи.

Так, Statoil заявила об экономической эффективности разработки недавно открытого крупнейшего месторождения в Северном море – Йохан Свёрдруп – при цене нефти 26 долларов за баррель. Shell оценила аналогичный показатель для своих глубоководных проектов в 35–45 долларов за баррель, тогда как ещё три года назад он составлял 60–70 долларов за баррель. BP сократила стоимость реализации второй фазы проекта Мэд Дог в Мексиканском заливе США более чем вдвое – с 20 до 9 млрд долларов. Такие достижения способствуют принятию окончательных инвестиционных решений для новых проектов.

Однако эксперты высказывают опасения по поводу обеспечения безопасно-

сти технически сложных проектов: не нанесут ли такие сокращения расходов ущерба экологии и персоналу. Битва за экономическую эффективность в условиях низких цен на углеводороды не должна приводить к аварийным разливам и гибели людей на платформах.

Есть и другие положительные сигналы для рынка. По данным Wood Mackenzie, в этом году уже заказано 128 систем подводной фонтанной арматуры, что значительно превышает показатели прошлого года (83 системы). Да, это пока ещё очень далеко от рекорда в 550 единиц такого оборудования, поставленного в 2013 г., но уже похоже на восстановление рынка. Масштабирование производства данного оборудования и накопление опыта компаниями-операторами позволили сократить сроки ввода в эксплуатацию подобных систем с 24 до 12–16 месяцев.

Barclays также проанализировал структуру затрат на освоение морских месторождений. Здесь лидируют четыре сегмента – аренда буровых установок, расходы на покупку или аренду комплексов FPSO, затраты на строительство промысловой инфраструктуры, а также на сервисные услуги, зарплату и т. д. Так, стоимость аренды БУ снижается год от года. Рынок диктует цены. Согласно прогнозу экспертов Barclays, к концу текущего года из 320 имеющихся морских буровых установок лишь 120 будут зафрахтованы. Ещё один тренд связан с внедрением стандартизации комплексов FPSO и их модульным исполнением.

Глубоководная добыча стремительно развивалась с 2006 г., реализацию таких проектов не остановила даже авария на платформе Deepwater Horizon компании BP в 2010 г. Выросли парки глубоководных буровых установок, плавучих добывающих комплексов, подводного добычного оборудования и судов обеспечения. По данным Barclays, пик развития отрасли пришёлся на 2014 г.

Далее аналитики банка отметили значительное сокращение инвестиций в этот сегмент. Однако, как подчёркивает Rystad Energy, данный рынок оказался гораздо консервативнее и устойчивее, чем другие направления мировой нефтегазодобычи. Так, если в целом инвестиции в НГК сократились в 2014–2016 гг. на 41%, а в секторе добычи так называемой сланцевой нефти капиталовложения снизились на 40%, то расходы компаний на глубоководные проекты упали всего на 13%.

Мировые инвестиции в upstream, согласно прогнозам, вырастут по итогам

2017 г. до 535 млрд долларов, а в следующем году составят порядка 555 млрд. До 2021 г. этот рынок может расти в среднем на 10% в год. Причём общие вложения в морские проекты в 2018 г. оцениваются в 195 млрд долларов. До 2021 г. ожидается их увеличение на 10% в год на прибрежном шельфе, на 13% – на средних глубинах и на 14% – в сегменте глубоководных проектов.

Тотальная оптимизация, снижение эксплуатационных расходов, сокращение административных издержек, главное, внедрение новых технологий ведут к повышению эффективности морских нефтегазовых проектов.

Barclays также выделяет несколько других важных тенденций. В частности, обострение конкуренции между компаниями-операторами на каждом из этапов реализации морских добывающих проектов. Они соревнуются в скорости принятия инвестиционных решений. Происходит стандартизация промыслового оборудования, внедрение типовых решений в производство конструкций морских установок и платформ. Кроме того, интересными тенденциями являются переход к небольшим по масштабам проектам и деление проектов на фазы.

ТРАНСФОРМАЦИЯ СЕРВИСА

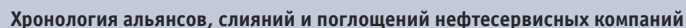
Эксперты отмечают значительные изменения среди сервисных компаний, обслуживающих морскую нефтегазодобычу. Из-за низких цены на нефть одни игроки обанкротились и навсегда ушли со сцены, а другие решили объединить свои активы (см. рис.). Аналогичные процессы уже

не раз происходили в нефтегазовой промышленности. Так, именно после кризиса 1998 г. появились многие из ныне существующих сервисных компаний, специализирующихся на поддержке морской добычи нефти и газа. Сейчас они претерпевают следующий этап изменений.

Barclays пытается систематизировать произошедшую трансформацию. Одна из очень интересных тенденций – появление технологических партнёрств, создающих инновационные технологии и выводящих всю отрасль на новый уровень развития. Так, самое главное событие для всего НГК – объединение в 2016 г. GE Oil & Gas и Baker Hughes, нацеленное на дальнейшую цифровизацию отрасли на каждом из производственных этапов – от скважины до конечного потребителя на автозаправке. Barclays отмечает наличие у каждой из компаний уникального подхода к дальнейшему развитию бизнеса.

Это объединение дало синергетический эффект и для сегмента морской нефтегазодобычи. Так, огромный опыт Baker Hughes по работе «на скважине» был обогащён опытом GE в сфере строительства морских трубопроводов, создания энергосистем и компрессорного оборудования. От такого слияния эксперты ожидают технологического прорыва в области транспортировки углеводородного сырья, а также его переработки непосредственно на месторождении.

По мнению аналитиков Barclays, жёсткая рыночная ситуация заставляет новые партнёрства стартовать с нуля, предлагать свою концепцию выживания в кризис. Среди положительных эффектов



Источник: Rystad Energy.

слияний и поглощений – снижение капиталовложений, внедрение новых практик, повышение гибкости и улучшение качества обслуживания клиентов.

Так, в результате объединения подразделений Technip и FMC Technologies, специализировавшихся на создании и производстве новых подводных систем нефтегазодобычи, элементов подводной инфраструктуры и морских платформ, образовалась новая компания TechnipFMC. Она предлагает инновационные решения в области конструкций подводного устьевого и надводного промыслового оборудования. Предполагается, что такой альянс сократит стоимость морских проектов на 30%.

Кроме того, согласно оценкам TechnipFMC, стандартизация выпуска подводного оборудования позволит в два раза уменьшить сроки подготовки морских месторождений к промышленной эксплуатации. А подключение новых скважин к существующей инфраструктуре осваиваемых активов даст операторам возможность выходить на новые глубины или разрабатывать соседние участки.

Одним из самых быстрорастущих стал объединённый бизнес по обслуживанию подводных скважин. Кроме того, активно развивается программа внедрения морских райзерных систем.

TechnipFMC также приняла программу 20K, нацеленную на разработку стандартов для сортамента сталей, способных выдерживать давление до 140 МПа. Сервисная компания объединила свои усилия в рамках этой программы с ведущими мировыми нефтегазовыми корпорациями, включая Anadarko, BP, ConocoPhillips и Shell.

В результате поглощения крупного сервисного игрока Cameron International мировым нефтесервисным гигантом Schlumberger была образована компания OneSubsea. Здесь ставка сделана на повышение нефтеотдачи на морских месторождениях. Потенциал производителя подводного промыслового оборудования объединён с опытом Schlumberger в области разработки нефтегазовых коллекторов, строительства скважин и внедрения новейших технологий добычи. OneSubsea продвигает несколько решений для морских месторождений, в том числе подключение удалённых скважин или месторождений-спутников к уже существующей промысловой инфраструктуре.

Можно также отметить технологии подводного компримирования газа, раз-

работанные OneSubsea. Они позволяют нарастить добычу на 40–100%. Кроме того, OneSubsea и Helix Energy в 2015 г. создали совместное предприятие – Subsea Services Alliance. Оно специализируется на подводных системах обслуживания скважин и обещает оптимизировать затраты на такие операции. По данным Barclays, мировой парк морских скважин, требующих консервации или ликвидации, составляет более 1600 единиц.

Среди нынешних технологических прорывов эксперты Barclays отмечают достижения американской Halliburton, в частности идеи по внедрению автоматизированных подводных цементировочных модулей при бурении морских скважин. Это позволило бы сократить численность буровых бригад и время, затрачиваемое на такую операцию. Многосекционный пакер компании помог уменьшить продолжительность строительства морских скважин. А новая технология дистанционного управления штуцерами стала одним из завершающих элементов при разработке поколения дистанционно управляемой донной фонтанной аппаратуры.

В свою очередь, National Oilwell Varco и SBM Offshore разработали новые концепции строительства плавающих добывающих комплексов FPSO. В частности, National Oilwell Varco совместно с GE Oil & Gas планирует создать малые FPSO модульной конструкции мощностью 20–40 тыс. барр./сут, способные проводить комплексную подготовку продукции. Они могут быть быстро перестроены в соответствии с геологическими характеристиками того или иного месторождения. СП, созданное упомянутыми компаниями, предлагает своим клиентам строительство плавучих добывающих комплексов на основе отдельных модулей.

SBM Offshore разработала концепцию Fast4Ward, сокращающую сроки изготовления и поставок заказчикам комплексов FPSO. Эта концепция предполагает использование стандартного корпуса, куда монтируются технологические модули, выбранные заказчиком согласно «меню». Такое решение может применяться для проектов производительностью от 150 тыс. барр./сут.

Что подвигло компании к таким объединениям? Rystad Energy выделяет четыре группы факторов. Так, ряд игроков захотели улучшить и расширить спектр выполняемых ими услуг. В эту категорию входят приобретение Baker Hughes ком-

паний GE Oil & Gas, а также поглощение Cameron со стороны Schlumberger.

Много слияний и поглощений обусловлено стремлением укрупнить бизнес, обеспечить интегрированное предложение продуктов и услуг, а также расширить доступ к новым заказам: Technip и FMC Technologies, Aker Solutions и Saipem, One Subsea и Subsea 7, GE Oil & Gas и Sapura Kencana, GE Oil & Gas и McDermott, а также сотрудничество Aker BP, Subsea 7 и Aker Solutions.

Третья группа включает объединение компаний с аналогичной линейкой продуктов. Тем самым они пытаются увеличить свою долю на рынке и расширить региональное присутствие. Примерами такого типа стали поглощение сервисной AMECFW компанией Wood Group, приобретение MMO Reinertsen корпорацией Aker Solutions и переход EMC AMC под крыло Subsea 7.

Ещё одна группа партнёрств представляет собой сотрудничество инженерных компаний с подрядчиками по установке оборудования, например, между компаниями McDermott и Petrofac, а также KBR и Subsea 7.

Rystad Energy отмечает и другие причины объединения усилий сервисников. Такие альянсы позволяют снижать затраты на НИОКР и создание новых технологий, стандартизировать продукты и расширять предложение услуг.

Уже имеются примеры побед новых альянсов. Так, совместное предприятие BHGE (Baker Hughes и GE Oil & Gas) получило крупнейший контракт по управлению второй фазой разработки гигантского месторождения Зохран у побережья Египта в Средиземном море. Это СП будет ответственно и за изготовление, испытание и транспортировку подводной добывающей системы.

BHGE поставит для данного проекта 10 систем кустового оборудования e-EHXT, произведённых в Шотландском центре передового опыта в Абердине. Они разработаны в сотрудничестве с оператором проекта Зохран, компанией Eni. А стальные конструкции для проекта собираются частично изготавливать в Александрии, поддерживая в Египте местный рынок труда.

Однако, по мнению экспертов, помимо положительного эффекта, создаваемая сейчас олигополия на ряд услуг и видов оборудования несёт потенциальные риски для компаний-операторов. Сокращаются возможность выбора и уровень конкуренции. ■

ПРИГЛАШАЕМ
НА КОМПЛЕКС ВЫСТАВОК

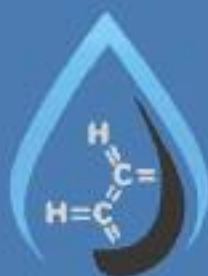
22–24
НОЯБРЯ

КРАСНОЯРСК
2017



XXV СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
ЭЛЕКТРОТЕХНИКА. ЭНЕРГЕТИКА
АВТОМАТИЗАЦИЯ. СВЕТОТЕХНИКА

VIII СИБИРСКИЙ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ФОРУМ



Крупнейшая за Уралом
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА
Нефть. Газ. Химия

2016 ИТОГИ
ВЫСТАВКИ:

5103 специалиста отрасли из 877 компаний
90 экспонентов из разных городов
и регионов России

Регистрация
0+



25
ЛЕТ

www.krasfair.ru

МВДЦ «Сибирь»
ул. Авиаторов, 19
тел.: (391) 22-88-513, 22-88-401
kashirina@krasfair.ru



Попробуем без платформы

Себестоимость разработки шельфовых месторождений можно существенно снизить за счёт применения бесплатформенных технологий

Константин СЕРГЕЕВ

На нефтяном рынке упорно сохраняются «медвежьи» настроения. Одновременно складывается критическая ситуация в сфере использования традиционных морских буровых платформ (см. «Платформы остаются без работы», НР № 7–8/2017). В связи с этим добывающие компании всё активнее изучают возможность сокращения использования или даже полного исключения такого дорогостоящего звена из своих производственных цепочек. Возможно ли это?

На первый взгляд подобное предположение выглядит довольно неожиданным. Ведь сегодня буровые платформы различных видов являются ключевыми элементами ГРП и промышленной добычи углеводородов во всём диапазоне доступных глубин шельфовой зоны (см. рис. 1).

Пути экономии

Расходы на постройку, содержание и эксплуатацию этих недешёвых сооружений непосредственно отражаются на цене каждого барреля нефти, поднятого со дна моря. Правда, снижение активности

добывающих компаний в условиях чувствительного проседания цен на «чёрное золото» заставило таки операторов морских буровых платформ (МБП) за последние три года существенно умерить свои аппетиты практически во всех сегментах.

Однако, несмотря на сохраняющийся кризис занятости (около 53% в среднем по отрасли), суточные ставки аренды специализированных установок остаются довольно солидными – от 50–60 тыс. долларов (МБП для малых и средних глубин) до 200–400 тыс. долларов (полупогружные БП и буровые суда для работ на больших глубинах).

В сложившейся обстановке добывающие компании всё настойчивее ищут возможности существенно уменьшить время использования морских буровых платформ или вообще отказаться от их использования. В качестве промежуточного решения предполагается более активно применять суда вспомогательного флота, которые при минимальных затратах на модернизацию и дополнительное оборудование смогут эффективно заменить специализированные МБП.

Согласно предварительным оценкам специалистов Weatherford International (Швейцария), комплексное использование современных бесплатформенных технологий даёт операторам надежду сократить общие оперативные расходы на 37–95%, а непродуктивные затраты времени – на 67–99%.

Это касается как обслуживания скважин на «возрастных» месторождениях, которые нуждаются в усиленном стимулировании нефтеотдачи или готовятся к консервации, так и перспективных про-

Рис. 1. Основные виды буровых платформ по глубинам применения



Источник: Magnific.biz



ектов, требующих качественного сервиса без остановки процесса добычи.

Основные методы и механизмы, обеспечивающие проведение всех необходимых работ по ремонту и стимуляции скважин, были разработаны ещё на заре 2000-х. Однако очередной ценовой кризис подтолкнул производителей к их ускоренному совершенствованию, а операторов – к более широкому использованию. В последнее время это проявляется особенно отчётливо. На фоне общего снижения спроса на услуги специализированных МБП потребность в судах, способных использовать элементы бесплатформенных технологий, только в 2016 г. выросла на 77%.

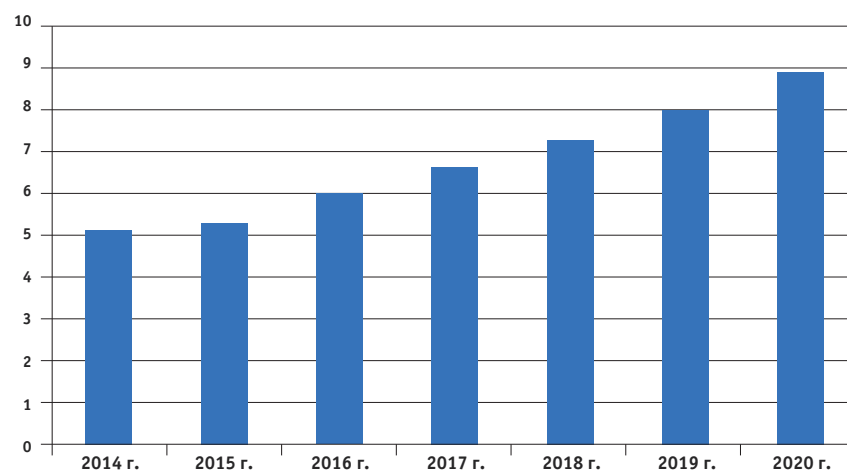
И данная тенденция продолжает укрепляться. Согласно обобщённым данным отраслевых исследований, уже к 2020 г. объём рынка бесплатформенных технологий (БПТ) достигнет почти 9 млрд долларов. То есть совокупный среднегодовой темп его роста (CAGR) за шесть лет превысит 10%, несмотря на неустойчивость нефтяных котировок (см. рис. 2).

ГИБКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

В качестве перспективной базы для дальнейшего развития БПТ на сегодняшний день рассматриваются гидравлические подъёмники, а также колтюбинговые и кабельные системы. При этом особое внимание уделяется совершенствованию форм и методов их применения на действующих скважинах (под рабочим давлением).

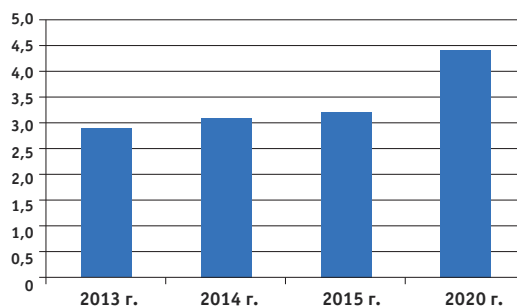
Колтюбинговые, или СТ операции (от англ. coiled tubing – свёрнутая тру-

Рис. 2. Динамика рынка бесплатформенных технологий для операций на шельфе, млрд долларов



Источник: MarketsandMarkets.

Рис. 3. Динамика рынка колтюбинговых систем, млрд долларов



Источник: MarketsandMarkets.

ба), предполагают использование гибких непрерывных насосно-компрессорных труб (ГНКТ). Типовые ГНКТ выполняются из полос высокопрочной стали, которые соединены посредством роликовых сварных швов. В настоящее время инвестиции в колтюбинговые системы формируют более половины мирового рынка бесплатформенных технологий. Однако уже в ближайшие годы их удельный вес на нём несколько снизится (до 48–45%). Тем не менее ожидаемый прирост с 3,2 до 4,4 млрд долларов всего за пять лет (с 2015-го по 2020 г.) со средним CAGR на уровне 6,5% можно считать вполне удачным результатом (см. рис. 3).

Подобная популярность колтюбинговых систем объясняется их сравнительно невысокой стоимостью, а также широким спектром задач по обслуживанию скважины, которые они могут решать даже при отсутствии традиционной платформы (см. рис. 4). К тому же их ис-

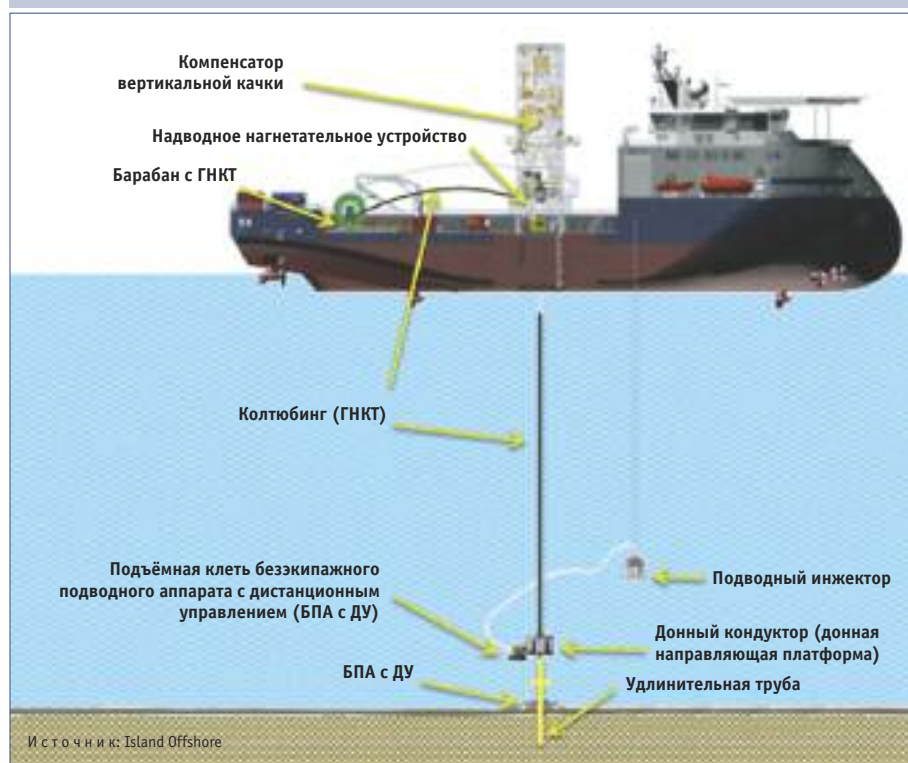
пользование характеризуется более высокими скоростями введения и выведения системы из скважины, поскольку оператору не приходится прерывать процесс для присоединения или снятия отдельных звеньев трубы.

К признанным преимуществам СТ-систем также относятся:

- существенное (по сравнению с традиционными платформами) сокращение времени подготовки к работе;
- возможность поддержания постоянной циркуляции рабочего раствора в трубе в процессе опускания/подъёма из скважины;
- более точный выбор нужного участка скважины для производства необходимых операций;
- снижение рисков утечки рабочих жидкостей и загрязнения окружающей среды;
- большие (по сравнению с традиционной составной трубой) сроки эксплуатации;
- качественное выполнение самых разнообразных задач в условиях значительного отклонения оси скважины от вертикали, а также в горизонтальных скважинах;
- возможность применения в работах скважинах без прерывания процесса добычи.

Основным направлением дальнейшего совершенствования колтюбинговых систем для использования на шельфовых месторождениях является сниже-

Рис. 4. Схема использования СТ-системы для разработки месторождений на шельфе



ние их веса при одновременном повышении общей надёжности. Ключевыми параметрами при этом считаются соотношение массы ГНКТ к длине, а также прочностные характеристики, которые должны обеспечить целостность и работоспособность системы на глубинах до 7500 футов (около 2,3 км) и более. Значительное внимание уделяется и массогабаритным характеристикам, которые предположительно обеспечат размещение барабанов с ГНКТ и всего необходимого оборудования на одно-корпусных судах сравнительно небольшого тоннажа (до 3 тыс. т). Чтобы достичь подобных целей, рассматриваются возможности более широкого использования для производства ГНКТ композитных материалов, а также различные варианты частичной модернизации существующих типов вспомогательных судов.

Перспективы гидравлики

Гидравлические подъёмники (*hydraulic workover* – HWO), применяемые в ходе реализации бесплатформенных технологий, можно разделить на два основных сегмента – систему технического обслуживания/ремонта и снабинговые комплексы, предназначенные для работы на действующих скважинах.

К настоящему времени первый сегмент составляет львиную долю рынка (около 70%). Это связано со значительным количеством скважин, добыча на которых приостановлена или полностью заморожена. Однако в последние годы наблюдается тенденция повышения спроса на HWO для действующих скважин, в том числе – для сравнительно недавно (от 1 года до 2 лет) введённых в эксплуатацию. В свою очередь, это может подтолкнуть развитие снабинговых HWO систем, которые обладают целым рядом преимуществ по сравнению с колтюбинговыми аналогами.

В частности, согласно утверждению западных отраслевых экспертов (Weatherford, Schlumberger), снабинговые системы уже сейчас могут применяться для обслуживания более глубоких месторождений, которые характеризуются повышенным внутренним давлением. К тому же HWO-системы способны использовать переходные патрубки и регулировать длину труб в зависимости от глубины в конкретном месте углеводородного резервуара.

Сдерживающим фактором является более высокая (от 8–12% до 25% и выше) стоимость подобных систем по сравнению с колтюбинговыми.

В настоящее время рассматриваются три основные группы задач, которые можно эффективно решить с помощью HWO:

1) снабинговые работы под высоким давлением на скважинах, находящихся в эксплуатации. Преимущества над СТ-системами возрастают по мере увеличения глубин моря в месте строительства скважин;

2) выполнение вспомогательных операций по прокладке, а также техническому обслуживанию и ремонту законсервированных скважин в комплексе с традиционными морскими буровыми платформами. Основная цель – снижение общих затрат;

3) реализация полного комплекса работ в бесплатформенном варианте (включая подъём эксплуатационной насосно-компрессорной колонны для ремонта). Это представляется целесообразным в малоудалённых от берега районах с относительно устойчивыми гидрометеорологическими условиями и отсутствием дополнительных негативных факторов внешнего воздействия окружающей среды (низкие температуры, льды, повышенная тектоническая активность и т. п.).

Таким образом, несмотря на значительный потенциал, применение гидравлических подъёмников для бесплатформенной разработки шельфовых месторождений пока носит ограниченный характер. В основном предполагается их комплексное использование с другими элементами соответствующих технологий.

Что же касается **кабельных систем**, то они преимущественно предназначены для выполнения вспомогательных операций на малых и средних глубинах. В их стандартный набор входят: перфорирование и геофизические исследования скважин, очистка и укрепление их стенок (включая заливку цемента). Основными преимуществами кабельных систем для работ с внутрискважинным оборудованием являются их компактность, сравнительно малый вес, а также возможность использования в качестве полуавтономных комплексов, в том числе – на базе стандартного судового оборудования. При этом все процессы управления ими по сравнению с колтюбинговыми и (особенно) гидравлическими подъёмниками достаточно упрощены и в дальнейшем могут быть дополнительно оптимизированы, для того чтобы они выполнялись судовыми операторами.

Желания и возможности

В идеале комбинированное использование всех элементов бесплатформенных технологий в перспективе должно обеспечить выполнение полного комплекса действий по промышленной разработке и техническому обслуживанию подводных месторождений, то есть не только без участия стационарных МБП всех видов, но и без привлечения морских передвижных буровых установок (Mobile Offshore Drilling Unit – MODU).

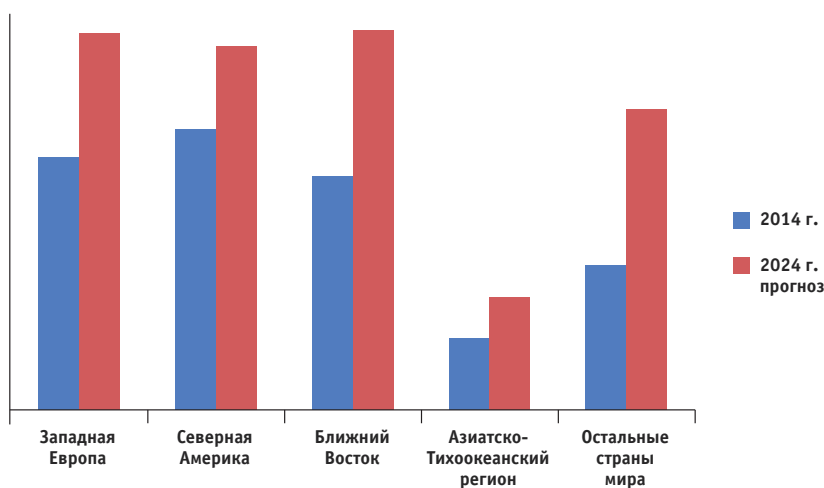
При этом особое внимание уделяется созданию для них универсальных носителей на базе уже существующих судов вспомогательного флота. Главная задача – обеспечить эффективное обслуживание скважин при существенном снижении расходов на аренду и содержание флота с узкой специализацией (морские буровые платформы, суда специальной постройки для внутрискважинных работ и т. п.).

В зависимости от степени сложности и объёма предполагаемых работ рассматриваются различные варианты носителей для современных бесплатформенных систем. Так, при относительно простых внутрискважинных операциях на малой глубине предполагается целесообразным использовать однокорпусные суда с гладкой палубой площадью до 10 тыс. ф^2 (около 930 м^2), оборудованные кабельными системами так называемого безрайзерного доступа в ствол. Работы средней сложности, например спуск и подъём жёстких райзеров на средних и больших глубинах, потребуют привлечения достаточно крупных однокорпусных судов (с площадью свободной палубы до 30 тыс. ф^2 , то есть порядка 2800 м^2) или полупогружных судов меньшего тоннажа. И наконец, для сложных внутрискважинных операций – включая бурение, установку колонн насосно-компрессорных труб и т. п., наряду с элементами бесплатформенных технологий предполагается применять установки MODU (то есть всё-таки специализированные платформы), оснащённые необходимым буровым и спускоподъёмным оборудованием.

На пути к «УМНЫМ» СКВАЖИНАМ

Как видим, степень паллиативности подобных решений неизбежно возрастает с увеличением глубин и сложности проводимых операций. Тем больший интерес в сложившихся условиях вызывает теоретическая возможность отказаться не только от платформ как таковых, но

Рис. 5. Перспективы рынка цифровых нефтяных месторождений, млрд долларов



Источник: MarketsandMarkets.

и вообще от традиционных внутрискважинных операций. Имеются в виду так называемые умные скважины. Благодаря применению современных компьютерных технологий они способны обеспечить непрерывный сбор всей необходимой информации о внутреннем состоянии ствола и резервуара, интенсивности рабочего потока и т. д., а также её онлайн трансляцию на удалённый пункт управления.

«Умные» скважины являются одним из ключевых звеньев концепции цифровых нефтяных месторождений (*Digital Oil Field – DOF*), реализация которой обещает операторам достаточно обнадеживающие результаты. Согласно оценкам Кембриджской энергетической исследовательской ассоциации (CERA), широкое применение DOF-технологий позволит повысить коэффициент нефтеотдачи в среднем до 6%, а производительность – на 10% при значительном (до 25%) снижении операционных затрат. Недаром прогнозируется динамичный рост рынка цифровых нефтяных месторождений – с 24,6 млрд долларов в 2014 г. до 38,49 млрд к 2024 г., при совокупном среднегодовом коэффициенте прироста – 4,6% (см. рис. 5).

Определение и передача эксплуатационных параметров в режиме реального времени позволяют создать объективную картину происходящих в скважине процессов и более точно оценить её техническое состояние. Это не только будет способствовать заблаговременному выявлению рисков и предупреждению нештатных ситуаций, но и позволит свое-

временно принять комплекс мер для эффективного «выжимания» углеводородов даже из возрастных шельфовых объектов.

Непосредственная же реализация этих мер на начальном этапе возлагается на универсальные вспомогательные надводные суда, оборудованные кабельными, СТ и НВО комплексами. По мере дальнейшего развития самих систем и совершенствования их элементной базы (прежде всего – значительного снижения массогабаритных характеристик) часть этих функций может быть передана безкипажным подводным аппаратам (БПА) как с дистанционным управлением, так и полностью автономным. Впрочем, это – дело уже более отдалённого будущего, которому неизбежно должен предшествовать достаточно длительный (не менее 5–7 лет) период комфортных (от 60 долл./барр. и выше) мировых цен на «чёрное золото».

Таким образом, говоря уже сегодня о применении бесплатформенных технологий, стоит отдавать себе отчёт, что по сути речь пока идёт лишь о постепенной замене стационарных или сравнительно маломанёвренных (передвижных) МБП на более мобильные (и менее дорогостоящие) варианты. Что ж, рынок настойчиво заставляет добывающую отрасль обратиться к экономии, а обостряющаяся конкуренция советует не снижать эффективность производства. Перспективы реально бесплатформенных технологий балансируют на узкой грани удачного сочетания этих важных условий...

Трудно быть первыми

Национальные нефтяные компании добились широкого международного признания, но несут серьёзное бремя ответственности

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

Начиная с 1922 г. национальные нефтяные компании (ННК) созданы почти во всех нефтегазодобывающих странах мира, хотя далеко не везде об этом объявлено официально (см. табл. 1). В некоторых государствах их даже несколько, например в Индии – 14, в КНР, – по меньшей мере, 5 (CNPC, PetroChina, CNOOC, Sinopec и Sinochem).

В отличие от прочих нефтяных компаний, ННК представляет страну на международной арене и является дополнительным гарантом выполнения взятых государством обязательств нефтяного (и газового) характера.

Зачем нужны ННК

Национальная нефтяная компания, как правило, выполняет следующие функции:

- непосредственное участие в государственном управлении и регулировании нефтегазового сектора экономики;
- обеспечение прямого участия государства в нефтегазовом бизнесе (и в этом случае возникает тесная связь государственных финансов и капиталов ННК);
- реализация социально ориентированных проектов и программ развития экономики своих стран;
- снижение операционных издержек объединённой компании (реализация «эффекта концентрации»);
- полномочное участие в проектах соглашений о разделе продукции для управления принадлежащими государству как собственнику недр долями в СРП и организации их финансирования;

Табл. 1. Национальные нефтяные (нефтегазовые) компании

Страна	Название	Год создания ¹	Доля государства ² , %
Аргентина	Yacimientos Petrolíferos Fiscales, YPF (A)	1922	51,0
Франция	Total (бывшая CFP)	1924	< 1
Уругвай	Administración Nacional de Combustibles, Alcoholes y Portland (ANCAP)	1931	100
Саудовская Аравия	Saudi Aramco ³	1933	100
Бруней	BNPC	1934	–
Боливия	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB)	1936	100
Оман	Petroleum Development Oman (PDO)	1937	60
Кыргызстан	Kyrgyzneftgaz (KNG)	1937	85,16
Мексика	Petróleos Mexicanos (Pemex)	1938	100
Тайвань	CPC	1946	≥ 50
Македония (downstream)	Makpetrol (MPT)	1947	–
Черногория	Jugopetrol Kotor (JPK) ⁴	1947	19,36
Финляндия	Neste Oil	1948	50,1
Иран	NIOC	1948	100
Истрия (Хорватия и Словения)	IstraBenz	1948	–
Словакия	Slovnaft ⁵	1949	31,2
Сербия	Naftna Industrija Srbije (NIS)	1949	56,75
Чили	Empresa Nacional del Petróleo (ENAP)	1950	100
КНР	Sinochem	1950	100
Татарстан (Россия)	«Татнефть»	1950	40
Колумбия	Empresa Colombiana de Petróleos (Ecopetrol)	1951	89,9
Хорватия	Industrija Nafta (INA) ⁶	1952	56,06
Италия	Ente Nazionale Idrocarburi (Eni)	1953	30,3
Воеводина (Сербия)	Naftagas promet (NAP)	1953	49
Бразилия	Petrobras	1953	55,7
Турция	TPAO (TP)	1954	100
Сьерра-Леоне	SLNPC (NP)	1954	–
Индия	Oil and Natural Gas Corp. (ONGC)	1956	84,23
Австрия	Österreichische Mineralölverwaltung (OMV)	1956	79,8
Египет	Egyptian General Petroleum Corp. (EGPC)	1956	100
Индонезия	Perusahaan Pertambangan Minyak dan Gas Bumi Negara (Pertamina)	1957	100
Греция	Hellenic Petroleum (HPSA)	1958	35,5
Израиль	I.N.O.C. ⁷	1958	первоначально 100
Босния и Герцеговина	Energopetrol (EP, ENPS)	1960	22
Кувейт	KPC	1960	100
Шри-Ланка	CEYPETCO	1961	100
Пакистан	OGDCL	1961	74
Йемен (Южный)	YPC	1961	100
Марокко	Sté Marocaine des Pétroles (Somap)	1962	100
Венесуэла	Petróleos de Venezuela (PDV)	1963	100
Коста-Рика (downstream)	Refinadora Costarricense de Petróleo (Recope)	1963	100
Алжир	Société Nationale pour la Recherche, Production, le Transport, la Transformation, et la Commercialisation des Hydrocarbures (Sonatrach)	1963	100
ОАЭ (Дубай)	Dubai Petroleum Establishment (DPE)	1963	100
Мьянма	Myanmar Oil and Gas Enterprise (MOGE)	1963	100
Литва	GeoNafta	1964	100
Ирак	INOC	1964	100

Табл. 1. Национальные нефтяные (нефтегазовые) компании (продолжение)

Страна	Название	Год создания ¹	Доля государства ² , %
Гамбия	GNPC (frm NOCG)	1966	100
Лесото	Lesotho National Development Corp. (LNDC)	1968	100
Танзания	Tanzania Petroleum Development Corp. (TPDC)	1969	100
Перу	Petroperu	1969	100
Куба	Unión Cuba-Petróleo (Cupet)	1969	100
Сингапур	SPC	1969	0,21
Непал	NOC	1970	98,36
Гвинея	Société Guinéenne des Pétroles (SOGUIP, SGP)	1970	100
Ливия	Libya NOC (Linoc)	1970	100
Нигерия	NNPC	1971	100
Абу-Даби (ОАЭ)	ADNOC	1971	100
Тунис	Entreprise Tunisienne d'Activités Pétrolières (ETAP)	1972	100
Тринидад и Тобаго (downstream)	NP, NPMC	1972	100
Норвегия	Den Norske Stats Oljeselskap (Statoil)	1972	67
Эквадор	PE (Petroecuador, бывшая CEPE)	1972	100
Дания	DONG Energy	1972	73
Сирия (midstream)	SCOT (слилась с компанией SCOTRACO в марте 2003 г.)	1972	100
Камерун (downstream)	Société Nationale de Raffinage (SoNaRa)	1973	66
Филиппины	PNOC	1973	100
Катар	QGPC, Qatar Petroleum (QNPC)	1974	100
Малайзия	Petrolia Nasional (Petronas)	1974	100
Сирия (upstream; до 2009 г.)	Syrian Petroleum Co. (SPC.)	1974	100
Мавритания	Société Nationale Industrielle et Minière (SNIM)	1974	100
Тринидад и Тобаго (upstream)	Petrotrin	1974	100
Бангладеш	Petrobangla	1974	100
Бенин	Sonacop	1974	45
Кот-д'Ивуар	Petroci	1975	100
Нигерия (downstream)	NOCM	1975	...
Великобритания (до 1988 г.)	Britoil (бывшая BNOC)	1975	–
Канада	PetroCanada (поглощена Suncor Energy в августе 2009 г.)	1975	–
Ангола	Sonangol	1976	100
Антигуа и Барбуда	West Indies Oil Co. (WIOC)	1976 (as NOC)	25
Лаос	Lao State Fuel Co. (LSFC)	1976	100
Бангладеш (импорт, downstream)	Bangladesh Petroleum Corporation (BPC)	1976	100
Бахрейн	BANOCO (до 1999 г.)	1976	100
Пакистан	Pakistan State Oil (PSO)	1976	100
Словения	Petrol	1977	1,2 8
Нигер (downstream)	Société Nigérienne des Produits Pétroliers (SONIDEP)	1977	100
Монголия	Petrovis (MGT)	1977	100
Судан (северная часть)	National Petroleum (NP)	1977 (в качестве ННК)	100
Белоруссия	Belneftekhim (BNK)	1977	100
Вьетнам (PetroViet; PV)	PetroVietnam	1977	100
Таиланд	Petroleum Authority of Thailand (PTT)	1978	67,13
Либерия (downstream)	Liberia Petroleum Refining company (LPRC)	1978	100
Швеция	Svenska Petroleum Exploration (SPE) ⁹	1979	–
Южная Корея	KNOC (бывшая PEDCO)	1979	100
Бермуды	National Petroleum	1979	–
Ямайка	Petrojam (PC)	1979	100
Габон	PetroGabon (до 1987 г.)	1979	100
Никарагуа	Petronic	1979	100
Руанда	PetroRwanda	1979	52
Острова Зелёного мыса	Empresa Nacional de combustTveis e Lubrificantes (ENACOL) ¹⁰	1979	2,13

• формирование стратегического запаса нефти и нефтепродуктов и управление им, в том числе в целях снабжения бюджетных потребителей;

• обеспечение поставок в энергодефицитные регионы;

• выполнение роли заказчика финансируемых государством ГРП;

• освоение новых нефтегазовых провинций;

• финансирование создания новых технологий разработки нефтяных и газовых месторождений.

Естественно, что ННК в странах – членах ОПЕК, помимо прочего, активно участвуют в регулировании нефтедобычи и следят за соблюдением национальных квот.

При создании ННК страна обычно исходит из таких приоритетов, как приобретение производственного опыта (доступ к ноу-хау), получение большей части природной ренты и укрепление контроля над своими нефтегазовыми ресурсами.

При создании ННК страна обычно исходит из таких приоритетов, как приобретение производственного опыта (доступ к ноу-хау), получение большей части природной ренты и укрепление контроля над своими нефтегазовыми ресурсами. При этом вопросы распределения ренты чаще всего играют решающую роль (см. табл. 2).

Несмотря на то что ННК сильно отличаются друг от друга, всем им так или иначе приходится балансировать между экономическими требованиями мирового рынка и политическими потребностями своего государства.

Не следует смешивать понятия национальной и государственной нефтяной компании (ГНК). Далеко не во всех ННК государству принадлежат 100% акций. Встречаются (как, например, в Испании или Португалии) даже полностью частные ННК. О придании функций ННК обычно объявляется специально и официально, на государственном уровне.

ЛИДЕРЫ ПО ЗАПАСАМ

Значение и роль ННК заметно возросли с начала 1970-х. Это проявилось, в частности, в усилении их контроля над запасами

УВ. Так, сейчас ННК контролируют свыше 90% мировых доказанных запасов нефти и газа, тогда как в начале 1970 годов их доля не превышала и 10% (см. рис. 1).

В частности, интересно отметить тот факт, что сейчас из 25 компаний, контролирующих крупнейшие запасы УВ в мире, 18 – это ННК. Причём запасы первых 13 превышают запасы, которые контролируются ведущими западными компаниями – членами распавшегося Международного нефтяного картеля.

Со временем этот высокий показатель (свыше 90%) может сократиться. Согласно оценкам, лишь 60% площадей, перспективных на нефть и газ, находятся под контролем ННК. А западные корпорации активно ищут углеводороды в новых регионах, не контролируемых ННК развивающихся стран.

Не следует смешивать понятия национальной и государственной нефтяной компании (ГНК). Далеко не во всех ННК государству принадлежат 100% акций. Встречаются (как, например, в Испании или Португалии) даже полностью частные ННК. О придании функций ННК обычно объявляется специально и официально, на государственном уровне.

Целый ряд ННК ведут деятельность не только в своей стране, но и за её пределами. Это так называемые международные ННК, типичные для стран Восточной Азии, главным образом Малайзии и КНР. Так, малайзийская Petronas работает более чем в 50 странах Африки, Северной и Южной Америки, Западной Европы, Ближнего Востока и Евразии (включая Россию, Туркменистан, Азербайджан и Грузию).

А китайские компании, в том числе CNPC, CNOOC, Sinopec и Sinochem, вкладывают многие миллиарды долларов государственных средств в добычу нефти в Африке, зарубежной Азии и Латинской Америке, на глубоководье США. Они также инвестируют в производство нефти из битуминозных песков Канады. Кроме того, они ведут скупку акций перспективных нефтяных компаний Запада. Так, в частности, китайская Sinopec в середине 2009 г. затратила 8,8 млрд

Табл. 1. Национальные нефтяные (нефтегазовые) компании (продолжение)

Страна	Название	Год создания ¹	Доля государства ² , %
Коморские острова (SCH)	Société Comorienne des Hydrocarbures	1980	100
Суринам	Staatsolie	1980	100
Мадагаскар	Akorama	1980	100
Камерун	Société Nationale des Hydrocarbures du Cameroun (SNH)	1980	100
Сенегал	Petrosen	1981	100
Кения	NOCK	1981	100
Гайана	Guyoil	1981	100
Мозамбик	Empresa Nacional Hidrocarbonetos De MoHambique (ENH)	1981	100
Барбадос	BNOCL	1982	75,5
КНР	China National Offshore Oil Corp. (CNOOC)	1982	70
Гана	GNPC	1983	100
Зимбабве	NOCZIM	1984	100
Сейшельские острова (upstream)	SNOC (до 2007 г.)	1984	100
Сейшельские острова	PetroSeychelles	1984	100
Замбия	ZNOC (бывшая Zimco)	1984	100
Парагвай	Petropar	1985	100
Гренландия (Дания)	Nunaoil	1985	100
Эфиопия	EPC	1986	100
Испания	Repsol	1986	–
КНР	CNPC (main)	1988	100
Финляндия	Fortum	1988	51,1
Чехия	Unipetrol ¹¹	1989	17,33
Габон (до 2011 г.)	Société nationale des hydrocarbures du Gabon (SNPG)	1990	100
Фиджи	FINAPECO	1990	100
Намибия	NAMCOR	1991	100
Венгрия	MOL ¹²	1991	23,8
Румыния	Petrom ¹³	1991	40,74
Армения (upstream)	Geoenergy	1992	100
Узбекистан	Uzbekneftegaz (UNG)	1992 (1998 г. как ННК)	100
Оман	OOC	1992	100
Азербайджан	SOCAR (ГНКАР)	1992	100
ОАЭ	ENOC	1993	100
Гонконг (КНР)	Kunlun Energy	1993	100
Иордания	NPC (NPCO)	1995	99,9
Россия	«Роснефть» ¹⁴	1995	85,2
Буркина-Фасо	Société Nationale Burkinabè d'Hydrocarbures (SONABHY)	1995	100
Йемен (Северный)	Yemen General Oil & Gas	1996	100
Польша (до ликвидации в 2011 г.)	Nafta Polska (NP)	1996	100
Эритрея (Эфиопия)	PCE	1997	100
Антигуа и Барбуда	West Indies Oil Co. (WIOC)	1976 (as NOC)	25
Мозамбик	ENH (Empresa Nacional Hidrocarbonetos)	1998	100
КНР	China Petrochemical Corp. (Sinopec Group)	1998	100
Камбоджа	CNPA (Cambodian National Petroleum Authority)	1998	100
Конго-Браззавиль	SNPC (Société Nationale des Pétroles du Congo)	1998	100
Сан-Томе и Принсипи	ENCO (Enol) or STPetro	1998	51
Украина	Naftogaz (NGU)	1998	100
Албания	Albanian Petroleum Corp. (APC)	1999	100
КНР	PetroChina	1999	86,51
Бахрейн	BAPCO (с 1999 г.)	1999 (как ННК)	100
Португалия	Galp Energia	1999	–
Конго (ДРК)	Cohydro (Congolaise des hydrocarbures)	1999	100

Табл. 1. Национальные нефтяные (нефтегазовые) компании (продолжение)

Страна	Название	Год создания ¹	Доля государства ² , %
Джибути	SIHD (Société Internationale des Hydrocarbures de Djibouti)	2000	100
Косово	Kosova Petrol (KP)	2000	—
Папуа – Новая Гвинея	Kumul Petroleum (KPHL)	2000	100
Либерия	NOCAL (до 2016 г.)	2000	100
Гвинея-Бисау	Petrolifera da Guine Bissau (PetroGuin)	2000	100
Экваториальная Гвинея	Gepetrol (main)	2001	100
Ирландия	INPC	2001	100
Доминиканская Республика	National Petroleum	2002	...
ЮАР	PetroSA	2002	100
Казахстан	Kazmunaigaz (KMG)	2002	100
Грузия	GOGC	2003	100
Самоа (downstream)	Petroleum Products Supplies (PPS)	2003 (как ННК)	—
Судан (Южный)	NilePet	2003	100
Белиз	Belize Natural Energy (BNE)	2003	—
Мальдивы	MNOC	2003	92,3
Эфиопия	NOC of Ethiopia	2004	100
Фолкленды (Islas Malvinas)	Falkland Oil & Gas (FOGL) (до 2016 г.)	2004	...
Япония	JOGMEC (б. JNOC)	2004	100
Афганистан	Afghan National Petroleum (ANP)	2004	100
Мавритания	SMH (Société Mauritanienne des Hydrocarbures)	2004	100
ОАЭ (Рас эль-Хайма)	RAK Petroleum	2005	...
Чад	SHT (Société des Hydrocarbures du Tchad)	2006	100
Соломоновы о-ва	SPOL (South Pacific Oil) (one of two)	2006	—
Туркменистан	Türkmennebit	2007 (как ННК)	100
Сомали	SPC	2007	100
Гаити	Petrogaz-Haïti (PGH)	2007	100
Уганда	UNOC, UPC or Natoil	2007	100
Курдистан (Ирак)	KNOC	2007	100
Ангола (Кабинда)	CNP	2008	100
ОАЭ (Аджман)	NAPCO	2008	100
Микронезия	Vital, PetroCorp or FSMPC	2008	100
Бутан	NRDC	2008	100
Сирия	General Petroleum Corp. (GPC) (до 2015 г.)	2009	100 15
ОАЭ (Шарджа)	SNOC	2010	100
Новая Зеландия	NZ Petroleum & Minerals	2011	100
Восточный Тимор	Timor GAP	2011	100
Польша	Polskie Górnictwo Naftowe i Gazownictwo (PGNiG)	2011 (как ННК)	72,404
Габон	GOC	2011	100
Кипр	Cyprus Hydrocarbons Company (CHC)	2014	100
Мальта	Petromal	2014	100
Сирия (downstream)	Syria Oil	2015	100

¹ Под своим первоначальным (возможно, несвоевременным) названием.

² По состоянию на конец 2015 г., если не оговорено иное. Включая долю госказначейства.

³ Полностью контролируемая государством Saudi Aramco фактически является ННК Саудовской Аравии.

⁴ В октябре 2002 г. 54,53% акций прежде государственной компании Jigopetrol было куплено греческой ННК NPSC, которая, в свою очередь, подконтрольна правительству на 35,5%.

⁵ С апреля 2003 г. 98,4% акций Slovnaft принадлежит венгерской MOL.

⁶ Непосредственный контроль правительства Хорватии над INA – 44,84%, но с конца 2008 г. почти 47,16% акций компании принадлежат венгерской ННК MOL.

⁷ Ликвидирована как компания, дублировавшая функции национального министерства нефти.

⁸ Акции казначейства. В целом правительство Словении косвенно контролирует порядка 29% активов Petrol Group.

⁹ Другая частная шведская компания, также претендующая на роль ННК, – OPAV (Oljeprospktering AB, созданная в 1966 г.).

¹⁰ Правительство страны непосредственно контролирует лишь 2,13% активов компании; однако португальским компаниям Galp и Petrogal (контролируемым государством) принадлежит в совокупности 48,28%, а ангольской ННК Sonangol – ещё 38,45% акций Enacol.

¹¹ В июне 2004 г. польская компания PKN Orlen купила 62,99% акций прежде полностью государственной ННК Unipetrol.

¹² Правительство Венгрии практически не имеет голосующих акций MOL.

¹³ К концу 2004 г. австрийская OMV скупилась 51,01% акций Petrom.

¹⁴ До сих пор в России нет официально признанной национальной нефтяной (нефтегазовой) компании как таковой, хотя региональные (республиканские) нефтяные компании созданы в Башкортостане, Татарстане, Якутии (Саха) и в Ненецком АО, а ряд российских крупных частично государственных компаний (и в первую очередь «Роснефть» и «Газпром») признаются на Западе ННК de facto.

¹⁵ По состоянию на конец 2014 г.

Источники: UNCNET, 1980 (State Petroleum Enterprises in Developing Countries. – N.Y.: Pergamon Press, 1980); Commercial Frameworks for National Oil Companies. Working Paper. – Austin: CEE, March 2007, p.5; Khartukov E. Energy Module. – Geneva: UNCTAD, July 2008.

Целый ряд ННК ведут деятельность не только в своей стране, но и за её пределами. Это так называемые международные ННК, типичные для стран Восточной Азии, главным образом Малайзии и КНР. Так, малайзийская Petronas работает более чем в 50 странах Африки, Северной и Южной Америки, Западной Европы, Ближнего Востока и Евразии (включая Россию, Туркменистан, Азербайджан и Грузию).

долларов на приобретение международной (со штаб-квартирой в Швейцарии) компании Addax Petroleum. А в конце февраля 2013 г. завершилась нашумевшая (и почти скандальная) сделка по продаже акций канадской нефтяной компании Nexen китайской CNOOC (за 15,1 млрд долларов).

Наконец, в августе 2014-го был завершён выкуп 40% битумного проекта Довер на севере канадской провинции Альберта китайской PetroChina за 1,18 млрд долларов. То есть за несколько меньшую сумму, чем была готова заплатить за этот актив канадская корпорация Athabasca Oil (1,32 млрд).

В середине 2012 г. о своём намерении поглотить канадскую нефтяную корпорацию Progress Energy Resources примерно за 5,5 млрд канадских долларов заявила и малайзийская Petronas.

ЕВРОПЕЙСКИЕ «ГОСУДАРСТВЕННИКИ»

В Европе наиболее активны в плане зарубежных инвестиций такие ННК, как венгерская MOL, австрийская OMV и норвежская Statoil, не говоря уже о французском и итальянском концернах Total и Eni.

Так, в 2003–2011 гг. MOL вложила более 1,4 млрд евро в скупку акций хорватской INA и стала её крупнейшим акционером с долей 49,08%, оцениваемой теперь в 1,9 млрд евро. В конце 2006 г. MOL поглотила российскую «БайТекс», ведущую нефтедобычу в Волго-Уральской провинции, 49% акций которой были проданы затем (в феврале 2014 г.) турецкой ТРАО.

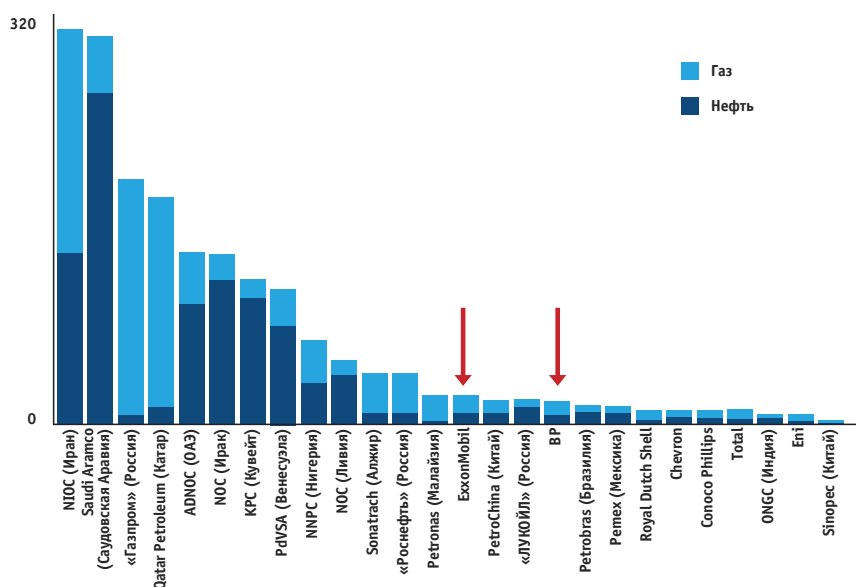
С конца 2003 г. венгерская ННК инвестировала более 300 млн фунтов стерлингов в британский сектор Северного

Табл. 2. Основные приоритеты создания ННК

Страна	Производственный опыт	Природная рента	Контроль над ресурсами
Алжир	1	3	2
Индонезия	3	1	2
Малайзия	3	1	2
Мексика	3	2	1
Норвегия	1	2	3
Венесуэла	2	1	3

Источники: Ганс А. Б., Федосеев В. Н. Создание национальной нефтяной компании как одно из направлений управления сырьевыми ресурсами // Менеджмент в России и за рубежом, 2000, № 4. С. 15.

Рис. 1. Доказанные запасы УВ отдельных ННК и других компаний, млрд барр. н. э.



Источник: <http://www.jheversonconsulting.com/blog/2011/07/20/national-oil-companies-control-94-percent-of-the-world-oil-reserves>

моря и вложила 1,2 млрд долларов в добычу нефти в иракском Курдистане. В настоящее время MOL ведёт нефтепромысловые работы в девяти зарубежных странах: в Хорватии, Великобритании (Северное море), Казахстане, России, Пакистане, Египте, Анголе, Курдистане (Ирак) и Сирии.

В свою очередь, OMV осуществляет разведку и добычу нефти более чем в 20 странах мира. В конце 2004 г. она приобрела 51% акций румынской Petrom более чем за 1 млрд евро. А в марте 2006 г. купила за 1054 млн долларов 34% акций турецкой компании Petrol Ofisi. В конце 2010 г. OMV увеличила свою долю в Petrol Ofisi до 95,75%, заплатив ещё 1 млрд евро. В марте 2017-го австрийская ННК избавилась от этого актива, продав акции Petrol Ofisi швейцарско-нидерландскому нефтетрейдеру Vitol за 1,368 млрд евро.

В 2006–2010 гг. OMV вела бизнес в России. Ей принадлежали доли в ряде компаний, имевших лицензии на разведку

и добычу углеводородов в Саратовской области и Республике Коми. А ещё раньше она искала нефть в Якутии (Республике Саха).

В августе 2013 г. OMV приобрела у норвежской Statoil доли в месторождениях нефти и газа на норвежском и британском шельфах за 2,65 млрд долларов. Это крупнейшие разовые промышленные инвестиции за всю австрийскую историю. А лондонский филиал OMV с 2004 г. является оператором разработки морских месторождений к западу от Шетландских островов (Великобритания).

Норвежская Statoil также довольно активна за рубежом – в основном в морской добыче УВ и эксплуатации собственных АЗС. В 2007 г. она вложила 2,2 млрд долларов в покупку канадской корпорации North American Oil Sands. Это стало крупнейшей и наиболее удачной сделкой по привлечению прямых иностранных инвестиций в нефтяную промышленность Канады за 1998–2007 гг.

В 2008-м компания Statoil за 1,8 млрд долларов приобрела 50-процентную долю в крупном морском месторождении тяжёлой нефти у берегов Бразилии. А в мае 2010-го она уступила 40% этого актива китайской Sinochem за 3,07 млрд долларов. В 2011 г. норвежская компания за 4,4 млрд долларов поглотила американскую Brigham Exploration. Кроме того, в 2016-м она за 2,5 млрд долларов купила у бразильской Petrobras 66% в проекте разработки крупного морского месторождения Каркара.

В начале 2014 г. Statoil и дочерняя компания тайландской PTT – PTT Exploration and Production (PTTEP) – произвели размежевание своих битуминозных активов в Альберте (PTTEP приобрела перспективные участки в этом регионе ещё в 2011 г. за 2,3 млрд долларов). В результате тайландская сторона получила, помимо прочего, 40-процентную долю в проекте по освоению битуминозных участков района Кай-Кой-Дехсех, заплатив норвежцам порядка 435 млн долларов.

Уже в сентябре 2014 г. из-за растущих затрат и неопределённости с мировыми ценами на нефть битумный проект Корнер в северной Альберте, на доставшемся Statoil участке, был приостановлен на неопределённый срок. А в конце 2016-го норвежская компания продала все свои битумные активы канадской корпорации Athabasca Oil за 832 млн долларов.

Говоря о европейских ННК, следует отметить и крупные сделки по приобретению (поглощению) испанской Repsol канадской компании Talisman Energy (13 млрд долларов) и аргентинской YPF (13,04 млрд). Их завершение датируется соответственно маем 1995 г. и июнем 1999-го. В конце 2011 г. Repsol подписала соглашение о приобретении 100% акций российской компании «Евротэк», имеющей лицензии на разведку и добычу нефти и газа в Западной Сибири (около 230 млн долларов).

Испанская корпорация имела также долю 3,5% в российской компании Alliance Oil. Первоначально (до слияния Alliance Oil с West Siberian Resources в 2008 г.) эта доля достигала даже 10%.

В свою очередь, французская Total, являющаяся одной из крупнейших нефтегазовых компаний мира, ведёт операции более чем в 130 странах, включая Россию (с 1991-го). А итальянский концерн Eni представлен почти в 70 государствах (в том числе в РФ, где он открыл первую иностранную АЗС в 1991-м).

ЛАТИНОАМЕРИКАНСКИЙ ПЕРВОПРОХОДЕЦ

Бразильская Petrobras – это, пожалуй, пока единственная в Южной Америке крупная нефтяная компания, осуществляющая международные операции. Помимо Бразилии, она ведёт свою деятельность в Аргентине, Боливии, Колумбии, Венесуэле, Мексике, Нигерии, Габоне, Танзании и США (Мексиканский залив).

Бразильская ННК вышла на рынок Аргентины в 1993 г., создав дочернюю компанию Petrobras Argentina S.A. Она занималась разведкой, добычей, транспортировкой, переработкой и реализацией нефти и нефтепродуктов. В 2001 г. была куплена аргентинская нефтеперерабатывающая компания EG3 S.A. с сетью из 700 автозаправочных станций. А в 2002 г. – вторая крупнейшая (после YPF) нефтедобывающая корпорация Аргентины Perez Companc Energ'a (PECOM Energ'a), занимавшаяся, помимо нефти, газом и электроэнергией.

С 2012 г. Petrobras начала сокращать свою международную деятельность. В частности, были проданы некоторые активы в США и Аргентине. Вместе с тем, продолжает успешно развиваться сотрудничество Petrobras со Statoil, начатое ещё в 2003 г., в том числе в сфере биотоплива.

В начале 2017-го Petrobras заключила соглашение с французской Total о продаже своих активов на сумму 2,2 млрд долл. евро.

СКОЛЬКО СТОЯТ ГИГАНТЫ

ННК пользуются несомненным международным признанием, что можно сказать и об их брендах. В частности, логотип малайзийской Petronas, созданный в 1974 г. и модифицированный в 2013 г., был признан в 2015 г. самым популярным в Азии. А стоимость брендов китайских Sinopec и PetroChina (CNPC) оценивалась в 2016 г. почти в 30 млрд долл. евро за каждый.

Если бы акции ННК продавались и покупались на открытых рынках, капитализация многих из них превысила бы аналогичный показатель крупнейших частных нефтяных компаний. Так, по оценке газеты Financial Times, сделанной ещё в 2010 г., стоимость иранской NIOC составила бы свыше 4,9 трлн долларов, а Saudi Aramco – свыше 6,7 трлн. В целом же суммарная рыночная капитализация 12 ведущих ННК из стран ОПЕК достигла бы 28 трлн долларов.

Для сравнения отметим, что рыночная капитализация крупнейшей частной неф-

Табл. 3. Основные экономические показатели деятельности ННК в 2016 г. и их рыночная капитализация (по состоянию на 22.04.2016 г.)

Позиция в Forbes' Global 2000–2016 гг.	Название компании	Страна базирования	Продажи в 2016 г.	Прибыль в 2016 г.	Активы на конец 2016 г.	Капитализация на 22.04.2016 г.
млрд долл.						
17	PetroChina	КНР	274,6	5,7	368,7	203,8
30	Total	Франция	143,4	5	224,5	121,9
31	Sinopec	КНР	283,6	5,1	223,7	89,9
53	«Газпром»	Россия	102,1	4,9	250,2	57,1
75	«Роснефть»	Россия	80,8	5,8	139,6	51,1
134	CNOOC	КНР	27,3	3,2	102,3	58
220	ONGC	Индия	26,1	3	57,3	27,8
337	PTT	Таиланд	59,1	0,6	61,4	25,3
409	Eni	Италия	87,2	–9,8	149,8	57,7
441	Statoil	Норвегия	58	–4,6	109,2	53,6
411	Petrobras	Бразилия	96,3	–10,4	227,5	42,1
584	Repsol	Испания	44,1	–1,4	68,5	18,4
698	Ecopetrol	Колумбия	18,9	–1,5	38,7	20
749	YPF	Аргентина	16,9	0,5	28,1	7,9
810	«Татнефть»	Россия	9	1,6	10,9	11,2
815	OMV Group	Австрия	25	–1,2	37,6	9,6
1022	Pgnig Group	Польша	9,7	0,6	12,6	8
1033	Galp Energia	Португалия	17,2	0,1	13,9	11,3
1040	Neste Oil	Финляндия	12,3	0,6	7,4	8,4
1113	«Башнефть»	Россия	9,9	0,9	7,1	6,4
1342	MOL	Венгрия	14,7	–1	13,5	6,3
1998	Oil & Gas Development	Пакистан	1,7	0,7	5,5	4,9

Источник: <https://www.forbes.com/global2000/list/2016/industry: Oil & Gas Operations>

Если бы акции ННК продавались и покупались на открытых рынках, капитализация многих из них превысила бы аналогичный показатель крупнейших частных нефтяных компаний.

тяной компании ExxonMobil не превышала за последние 5 лет 450 млрд долларов, а британской BP – 180 млрд. По состоянию на начало сентября 2017 г. рыночная капитализация этих нефтяных гигантов составила соответственно немногим более 327 млрд и 92,1 млрд долларов.

По оценке крупной американской консалтинговой фирмы PFC Energy, китайская PetroChina, созданная в 1999 г. как дочерняя структура CNPC, в последние годы занимает первое место по капитализации среди ведущих энергетических компаний мира. А в ноябре 2007 г. её капитализация даже превысила 1 трлн долларов, что более чем вдвое превышает рекорд ExxonMobil и почти в два раза – максимальный суммарный показатель европейских тяжеловесов – Shell и BP.

В свою очередь, бразильская ННК фигурировала в списке PFC Energy на почетном третьем месте, опередив Shell и Chevron. А ведь ещё в 2000 г. она занимала всего лишь 27-е место.

Что же касается российских псевдо-ННК, то достаточно полное представление об их современном экономическом положении даёт выдержка из списка 2 тыс. крупнейших компаний мира, опубликованного журналом Forbes в марте 2017 г. (см. табл. 3).

У нас, как известно, пока нет своей признанной официально ННК. Хотя эту роль де-факто выполняют «Роснефть» и отчасти «Газпром». Руководители других крупных нефтегазовых компаний РФ активно противятся уже самой идее выделения «первой среди равных» из-за боязни потерять остатки господдержки. Разумным выходом из этой тупиковой ситуации было бы официально наделить некоторыми функциями ННК компанию «Транснефть». Она, хотя и не ведёт добычи, занимается регулированием российского нефтеэкспорта (значит, и добычи). Вопрос лишь в том, а согласится ли «Транснефть» возложить на себя тяжкое бремя ответственности? ■

Кульминация нефтяного цикла

Несмотря на падение цен на «чёрное золото», нефтехимия продолжает демонстрировать рост как на мировом рынке в целом, так и в России

Обвал нефтяных котировок не мог не повлиять на конечное звено отраслевой цепочки – нефтехимию. С одной стороны, она получила возможность приобретать сырьё по более низким ценам, а значит, повысить свою прибыльность. С другой стороны, вслед за «чёрным золотом» подешевели и нефтехимические товары. Как эти процессы повлияли на отрасль? Как на фоне глобальной нефтехимии чувствуют себя российские проекты? И каковы основные направления инновационного развития данного сектора? На эти и другие вопросы на страницах «Нефти России» отвечает руководитель Аналитического центра ООО «СИБУР» Ксения КАРЕТИНА.



– Ксения Вадимовна, как Вы оцениваете уровень и перспективу развития нефтегазохимии в России?

– У нас достаточно низкое потребление нефтехимической продукции на душу населения. И это как раз определяет потенциал развития отрасли. Сегодня она растёт более быстрыми темпами, чем в среднем промышленное производство и ВВП страны. Драйверами этого процесса служат такие отрасли-потребители, как строительство, автопром, производство упаковки.

Сейчас часто задают вопрос: за счёт каких отраслей и каких факторов можно обеспечить рост экономики России. Многие видят потенциал в экспорте и импортозамещении. Нефтехимия как раз находится в числе отраслей, способствующих росту ВВП именно за счёт движения в обоих этих направлениях.

В силу девальвации рубля конкурентоспособность российской промышленности выросла. В частности, себестоимость производства этилена – базового продук-

та нефтехимии – сегодня одна из самых низких в мире. И это несмотря на то, что цены на сырьё снизились и мировая кривая конкурентоспособности этилена стала очень пологой (то есть конкуренция ужесточилась).

Между тем, в Европе в силу падения цен на нефть до сих пор продолжается «ренессанс» нефтехимии. Мощности, использующие в качестве сырья нефть, стали вновь конкурентоспособными. Схожую картину мы видим в Китае. Снижение нефтяных котировок, конечно, влечёт за собой относительное снижение цен на нефтехимическую продукцию, но не в такой большой степени.

– Какие реализуемые ныне нефтехимические проекты Вы считаете наиболее значимыми?

– В первую очередь, это «ЗапСибНефтехим», реализуемый «СИБУРом». О планах модернизации мощностей также заявили «Башнефть» («Уфаоргсинтез») и «Роснефть» (Ангарский НХК). Но пока не

было анонсировано значимых расширений производства. Ждём решений по Восточной нефтехимической компании («Роснефть») и развитию «Нижнекамскнефтехима» (группа «ТАИФ»).

– Какова обеспеченность нефтегазохимии сырьём?

– В РФ производятся значительные объёмы нефти. Несмотря на то что у нас не планируется активно развивать её переработку и большое количество этого сырья идёт на экспорт, мы видим хороший потенциал для нефтехимии.

В сфере сжиженных углеводородных газов (СУГ) ситуация меняется. Раньше СУГ производился в основном из попутного нефтяного газа. Сейчас текущие ресурсы ПНГ исчерпаны. Но происходит движение в сторону использования «жирного» газа для получения этана и СУГ. В частности, «Газпром» намерен обеспечивать монетизацию своего «жирного» газа. Эти планы будут способствовать дальнейшему развитию нефтегазохимии.



«СИБУР»

Пример – сооружение Амурского ГПЗ. В рамках данного проекта планируется транспортировать «жирный» газ из Восточной Сибири по трубе до г. Свободный, где его станут перерабатывать. Затем «сухой» газ будет сдаваться обратно в трубу для экспорта в Китай. А на базе выделенных жирных фракций (в первую очередь этана) могут быть созданы нефтехимические мощности по выпуску полимеров.

– Какое сырьё для нефтехимии наиболее привлекательно с точки зрения себестоимости?

– Себестоимость сырья нельзя рассматривать отдельно от корзины продукции, получаемой из него. Например, этан относительно дешёвый. Но из него можно получить только этилен и его производные. Но ведь нужно также покрывать потребности в пропилене, ароматике и бутadiене.

Вместе с тем, возникают новые технологии, такие как дегидрирование пропана. В Китае активно развиваются техно-

Сейчас часто задают вопрос: за счёт каких отраслей и каких факторов можно обеспечить рост экономики России. Многие видят потенциал в экспорте и импортозамещении. Нефтехимия как раз находится в числе отраслей, способствующих росту ВВП именно за счёт движения в обоих этих направлениях.

логии «уголь-в-олефины» и «метанол-в-олефины». Они нацелены в основном на производство пропилена.

Нафта – более дорогая, чем этан и пропан. Но и корзина получаемых из неё продуктов – более диверсифицированная. В частности, она включает в себя синтетические каучуки.

Если мы хотим выпускать только полиэтилен, то можно построить этановый

пиролиз. В данном случае это наименьшие инвестиции. А вот для того чтобы произвести пропилен, ароматику и бутadiен, нужны существенные инвестиции. Позволить их себе может не каждая компания.

Хороший пример – «Нижнекамскнефтехим», который планировал строительство нового пиролиза. Сначала мощность установки заявлялась на уровне 1,5 млн т этилена в год, потом 1,2 млн т, последние цифры – 2 очереди по 600 тыс. (причём со значительным временным лагом между их строительством). Эксперты считают, что наиболее вероятным сценарием будет создание только первой очереди. Планируется использовать в качестве сырья нафту и активно развивать производство каучуков, а это подразумевает огромные капитальные вложения.

– Насколько опасен для отрасли обвал цен на её продукцию?

– Это текущая тенденция, связанная с развитием всего нефтяного цикла. При

этом, как уже отмечалось, важны не сами цены на сырьё и продукцию, а сохраняющиеся или растущие спреды между ними. И здесь ситуация для нефтехимии благоприятная. Кроме того, потребление нефтехимической продукции в мире растёт.

Тем не менее надо хеджировать риски низких цен. А для этого следует повышать конкурентоспособность, стремиться к максимальной загрузке мощностей, иметь широкий, диверсифицированный ассортимент продукции. Это позволит быть более устойчивыми к разного рода цикличности.

– А чего не хватает для полноценного развития отечественной нефтехимии?

– В первую очередь нужны инвестиции, а главное – доступ к длинным дешёвым кредитам.

Серьёзным препятствием является и краткосрочное планирование. Практически все средние и мелкие компании, являющиеся потребителями нефтехимической продукции (в частности, переработчики полимеров), не строят планов дальше, чем на три года вперёд. Поэтому для эффективного развития отрасли и экономики страны в целом государство должно обозначать перспективы и создавать условия для поддержки приоритетных направлений.

Ещё один очень важный момент – стоимость транспортировки сырья. Существует дилемма: что лучше использовать – сырьё, которое есть в регионе, или привозное из удалённых районов. Отчасти ответ на этот вопрос дал принятый правительством «План развития нефтегазохимии РФ до 2030 г.», основанный на кластерном подходе.

Опыт реализации (точнее, не реализации) проекта по строительству продуктопровода для транспортировки ШФЛУ «Ямал – Поволжье» показал, что эффективнее использовать сырьё, которое уже есть на территории кластера. Потому что транспортировать СУГ или нефть на большие расстояния – дорогое удовольствие (в отличие от перевозки уже готовых полимеров).

– То есть перспективы у проекта «Ямал – Поволжье», на Ваш взгляд, отсутствуют?

– Судя по обнародованным оценкам Минэнерго и других источников, экономика этого проекта не позволяет его реализовать. Привезти сырьё по железной дороге будет более выгодно, чем перекачать его по продуктопроводу, хотя, если мы собираемся доставить, к примеру, 10



В РФ государство поддерживает производство и выделяет деньги в рамках различных механизмов стимулирования. Но зачастую получить эти средства достаточно тяжело, особенно малым и средним компаниям. Поэтому нужно упрощать процедуры такого финансирования.

млн тонн ШФЛУ из Западной Сибири в Поволжье, возможности РЖД вряд ли позволят нам это сделать. На мой взгляд, проекты, связанные с сооружением протяженных продуктопроводов, – крайне сложны в реализации и неэффективны.

Но можно сконфигурировать потоки «жирного» газа таким образом, чтобы они шли по действующим газопроводам на ГПЗ. Там жирные фракции могут извлекаться и затем поставляться на близлежащие нефтехимические комплексы. Такого рода проекты обещают быть весьма перспективными.

Хотелось бы продемонстрировать эффективную сырьевую логистику на примере «СИБУРа». Сначала мы максимизировали объёмы углеводородного сырья, получаемого в Западной Сибири. Для этого модернизировали имеющиеся

ГПЗ, повысили коэффициент извлечения жирных компонентов, возвели новые заводы. Затем построили транспортную артерию протяжённостью 1100 км и пропускной способностью 8 млн тонн ШФЛУ в год, по которой всё сырьё может доставляться в Тобольск. Это позволило собрать сырьевой ресурс региона в одной точке. Пока наши мощности не потребляют весь этот объём, но после окончания строительства «ЗапСибНефтехима» существенная часть экспортируемого сейчас сырья будет направлена на внутреннюю глубокую переработку.

– Каковы основные тенденции развития НИОКР в сфере нефтехимии?

– Сейчас картина очевидна: кто владеет технологией, тот владеет большим конкурентным преимуществом. Но к теме НИОКР нужно подходить очень взвешенно. Изобретать велосипед нет смысла – дешевле и проще его купить. Например, бессмысленно разрабатывать собственные технологии пиролиза. Поэтому российским компаниям важно найти свои технологические ниши и осуществлять собственные НИОКР именно в этих направлениях.

К примеру, сегодня опережающими темпами развивается сектор спецхимии. Крупные компании, учитывая высокую маржинальность этого рынка, активно скупают небольшие предприятия, обладающие соответствующими компетен-



«СИБУР»

циями. Нередко это происходит ещё на стадии стартапов, когда технология разрабатывается с нуля.

Сейчас период коммерциализации такой новой технологии – около 15 лет. Но учитывая текущие тренды, в перспективе этот период сократится до 5–7 лет. Технологии будут гораздо быстрее устаревать. Поэтому мы должны конкурировать не за технологии, а за людей, способных их создавать, развивать и быстро адаптировать.

Что касается «СИБУРа», то компания активно развивает свои НИОКР. Десять лет назад был создан собственный научный центр НИОСТ в Томске. Он занимается развитием марочного ассортимента, что повышает конкурентоспособность компании. В этом направлении сейчас работают не только российские, но и ведущие европейские корпорации, стараясь достичь качественных, а не количественных результатов.

– А кто должен в первую очередь тратить деньги на обеспечение научно-технического прогресса в отрасли – государство или компании?

– Думаю, тут должен присутствовать симбиоз. Можно обратиться к мировому опыту. В США существует модель «внешнего» развития научных разработок. Яркий пример – Силиконовая долина, где различные небольшие компании ведут собственные исследования, а

крупные корпорации отбирают наиболее интересные для себя проекты через систему грантов. В Европе превалирует модель внутреннего развития. Так, у германской корпорации BASF есть целое подразделение – BASF Future, – занимающееся разработкой новых продуктов с опорой на долгосрочные тренды (30–50 лет).

В России же практически нет симбиоза между бизнесом, наукой и государством. Они слабо взаимодействуют между собой.

Научная среда должна предлагать компаниям востребованные решения. А бизнесу придётся смириться с тем фактом, что некую часть затрат он всё равно безвозвратно потеряет, чтобы найти и отработать новую технологию.

В РФ государство поддерживает производство и выделяет деньги в рамках различных механизмов стимулирования. Но зачастую получить эти средства достаточно тяжело, особенно малым и средним компаниям. Поэтому нужно упрощать процедуры такого финансирования.

– Какие государственные меры поддержки отрасли, на Ваш взгляд, могли бы оказаться наиболее эффективными?

– Для начала нужно найти точки роста. Минпромторг занимается этой работой. Вслед за крупнотоннажной химией они ищут возможности для развития средних и малотоннажных производств. Но пока нет чёткого понимания, в какие сегменты стоит вкладываться, какие из них будут востребованы.

Одной из проблем является финансирование неэффективных проектов. Сейчас многие говорят о том, что необходимо развивать глубокие переделы для широкого спектра отраслей. Но встаёт закономерный вопрос о востребованности этой продукции и её конкурентоспособности. Вкладывать деньги и получать никому не нужный товар, произведённый по устаревшим технологиям, – нецелесообразно. Поэтому определять приоритетные точки роста и привлекать к их развитию компании – это основное, что должно делать государство.

К мерам поддержки относятся налоговые льготы, прямое или косвенное финансирование, гранты и т. д. Как уже говорилось, подобные механизмы у нас есть, но они точечные и не нацелены на отраслевую эффективность. И беда в том, что остаётся всё меньше экспертов, способных решать подобные проблемы.

Например, в Германии правительство собирало рабочие группы, в которых участвовали представители ведущих отраслевых компаний, вело конструктивный разговор о том, чего не хватает для роста. Совместно с бизнесом государство проводило исследования, выявляющие точки роста, на которые в дальнейшем компании делали акцент и получали финансирование. В результате обе стороны оказались выгодоприобретателями.

Российский нефтегазовый комплекс и крупнотоннажная нефтехимия готовы сформулировать своё консолидированное мнение и профинансировать часть исследований. Ведь количество крупных компаний в этих отраслях невелико. Но по мере продвижения к более глубоким переделам число игроков рынка становится всё больше и больше. Собрать их мнения и выработать на их основе консолидированную позицию могут только те эксперты, которые очень хорошо понимают все сегменты и их взаимосвязи, а также возможные синергии.

– Как развиваются процессы импортозамещения в российской нефтегазохимии?

– «СИБУР» многое делает в этой сфере. Мы активно приобретаем оборудование и комплектующие у отечественных производителей, благодаря чему за 2016 год в целом по компании был достигнут экономический эффект в несколько сотен миллионов рублей. К примеру, сумма контрактов с российскими предприятиями только в рамках реализации проекта «ЗапСибНефтехим» составляет более 220 млрд рублей.

Конечно, заместить все технологии невозможно. Так, в РФ в ближайшие 10 лет планируется построить всего несколько пиролизных установок, следовательно, создавать отечественного производителя оборудования для пиролизис нет смысла. Но там, где возможность импортозамещения существует, российские компании её максимально используют.

Однако всё же приходится признать, что основные технологии, задействованные в нефтехимии, по-прежнему предоставляются иностранными компаниями. Более того, иностранный лицензиар, как правило, готов предоставить гарантию на оборудование только тогда, когда оно приобретается у аккредитованной им компании (чаще всего – тоже зарубежной).

**Беседовали Сергей Черных,
Наталья Силкина ■**

Защита от налоговых рисков

Проверку надёжности контрагентов, требуемую ФНС, можно осуществлять и в автоматическом режиме

Виталий ВОЛНЯНСКИЙ,
начальник отдела общесистемной инфраструктуры
ООО Группа компаний «ЭнСи»

Традиционно в российском бизнесе не принято проверять контрагентов. Наиболее ответственные юристы и бухгалтеры заказывают выписки из ЕГРЮЛ или бегло смотрят на упоминания о потенциальном партнере в поисковых системах. Большинство же просто проверяют условия договора, но не тратят времени на оценку компании-поставщика.

Однако этих мер уже давно недостаточно. Выписка из ЕГРЮЛ не может рассматриваться судом как единственное доказательство того, что компания была осмотрительна при выборе партнёра (постановление 14-го арбитражного суда от 27.10.2014 г. по делу № А05-3286/14). А Федеральная налоговая служба уже подготовила наказания для тех, кто игнорирует вопросы налогового комплаенса. При этом именно российские вертикально интегрированные нефтяные компании находятся на первой линии огня.

Должная осмотрительность

Термин «комплаенс» происходит от английского слова compliance – согласие, соответствие. Он обозначает соответствие нормам закона, стандартам и регулятивным установленным правилам. Под налоговым комплаенсом принято понимать выполнение формальных требований законодательства и защиту от претензий со стороны налоговой службы за счёт проверки контрагентов по критериям должной осмотрительности.

Что такое должная осмотрительность? Официального ответа на этот вопрос нет. Понятие было введено Пленумом ВАС ещё в 2006 г., но с тех пор нигде не было уточнено или рас-

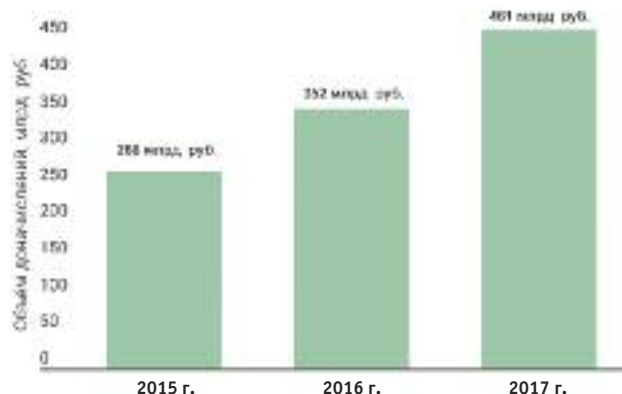
Термин «комплаенс» происходит от английского слова compliance – согласие, соответствие. Он обозначает соответствие нормам закона, стандартам и регулятивным установленным правилам.

крыто. Обобщив информацию из открытых источников, можно сказать, что должная осмотрительность – это принятие комплекса мер и действий, направленных на получение необходимой и достоверной информации о потенциальном контрагенте. Эта практика, давно известная за границей, теперь является главным предметом ожесточённых споров между российскими предприятиями и налоговой службой.

ФНС активно использует понятие должной осмотрительности для оспаривания обоснованности вычета по НДС и правомерности включения налогоплательщиками определённых расходов в состав затрат при расчёте налога на прибыль, если в цепочке платежей, с точки зрения инспекции, присутствуют фирмы-однодневки.

По данным ФНС России, в 2015 г. сумма доначислений по итогам налоговых проверок составила 268 млрд рублей, а в 2016-м – уже 352 млрд (+31%). И есть все основания полагать, что в 2017 г. сумма будет ещё больше, а темпы роста – выше.

Рис. 1. Объём доначислений



Если текущие темпы роста размера доначислений по итогам налоговых проверок сохранятся, бюджет в 2017 году пополнится на 461 млрд. рублей

При этом стоит отметить, что 46% доначислений приходятся на долю НДС, 27% – на налог на прибыль.

Средняя сумма доначислений составила 13 млн рублей, то есть компании с выручкой более 150 млн рублей в год (ВИНК стоят тут в первом ряду) имеют реальные шансы попасть в план налоговых проверок. При этом следует понимать, что, если организация попала в этот план, нарушения будут найдены со 100-процентной вероятностью, – статистика здесь не на нашей стороне.

Согласно приказу

Основным нормативным документом в области налогового комплаенса в России на момент написания статьи считается Приказ ФНС России от 20 мая 2007 г. № ММ-3-06/333@. В нём перечислены 12 «общедоступных критериев самостоятельной оценки рисков для налогоплательщиков». Именно по этим критериям, с точки зрения регулятора, каждая организация обязана проверять своих контрагентов.

Рис. 2. Бухгалтерская отчётность

Бухгалтерская (финансовая) отчётность организации

Надлежащая оценка: Карта сайта: Бухгалтерская отчётность

Бухгалтерская (финансовая) отчётность организации

Надлежащая оценка: Карта сайта: Бухгалтерская отчётность

Бухгалтерский баланс, тыс. руб.

код	Наименование	2015	2014	2013	2012
1	Активы	3 013 472	1 62 912		
110	Нематериальные активы	25025	7060	1368	83
111	Патенты, исключительные права	-	-	-	-
112	Нематериальные нематериальные активы	-	-	-	-
113	Основные средства	9724	885	2875	634
114	Долговые ценные бумаги	-	-	-	-
115	Финансовые активы	10060	28134	17152	14967
116	Отложенные налоговые активы	90	19	-	-
117	Прочие нематериальные активы	58208	34047	21266	15791

Анализировать бухгалтерскую отчётность контрагента теперь нужно перед каждой сделкой

К числу таких критериев относятся:

- риски, связанные с бухгалтерской отчётностью организации (наличие убытков, размеры налоговых вычетов, темпы роста расходов);
- «миграция» между налоговыми органами;
- ведение финансово-хозяйственной деятельности с высоким налоговым риском.

Во внедрении налогового комплаенса заинтересованы как владельцы, так и руководители компаний, поскольку с июня 2017 г. пренебрежение требованиями ФНС чревато не только штрафами и доначислениями налогов. Последние изменения в законодательстве предусматривают субсидиарную ответственность топ-менеджеров и собственников юридических лиц по долгам организации, даже если она была исключена из ЕГРЮЛ.

Впрочем, последний пункт содержит в себе ещё 14 подпунктов. В итоге комплексная проверка одного контрагента по всем критериям займёт у ответственного сотрудника полный рабочий день. А проводить такую проверку рекомендуется перед каждой сделкой: ведь в процессе деятельности компания может приобрести признаки однодневки. Если доверять такую работу линейному персоналу, то рассчитывать на качественный и глубокий анализ не приходится. А выделенные специалисты по налоговому комплаенсу обойдутся компании в сопоставимые с размером доначислений суммы.

КАК ИЗБЕЖАТЬ НЕПРИЯТНОСТЕЙ

Чтобы обезопасить от налоговых рисков нашу группу компаний, мы разработали систему автоматической проверки контрагентов, которая получила название «Владелец.Онлайн». «Владелец» на основе сведений из ЕГРЮЛ, Росстата и других

официальных источников составляет полный портрет организации-контрагента, отображает структуру капитала организации, запрашивает выписки из ЕГРЮЛ и генерирует отчёт о проявленной должной осмотрительности для ФНС. Система внедрена в корпоративную систему электронного документооборота и успешно используется всеми подразделениями компании. В итоге проверка одного контрагента вместо 8 часов занимает 5 минут, а все вероятные риски пользователь видит на одном экране монитора (см. рис. 1–3).

Во внедрении налогового комплаенса заинтересованы как владельцы, так и руководители компаний, поскольку с июня 2017 г. пренебрежение требованиями ФНС чревато не только штрафами и доначислениями налогов. Последние изменения в законодательстве предусматривают субсидиарную ответственность топ-менеджеров и собственников юридических лиц по долгам организации,

Рис. 3. Риски

⚠	Низкая налоговая нагрузка
	Налоговая нагрузка у данного налогоплательщика ниже ее среднего уровня по координирующим субъектам в конкретной отрасли
⚠	Не удалось установить бенефициарного владельца
	Организационно-правовая форма организации предполагает наличие бенефициарного владельца, однако его не удалось установить исходя из информации в ЕГРЮЛ сведений об учредителях
⚠	Частая смена руководителей
	За последний год сменился руководитель организации
✓	«Массовые» руководители и учредители не выявлены
✓	Юридический адрес организации не является «массовым»

Порой риски, которые ФНС считает важными, вычислить вручную, может быть, просто

даже если она была исключена из ЕГРЮЛ. И налоговая активно использует этот факт. Нередко инспекция предъявляет директорам гражданские иски о возмещении причинённого бюджету ущерба, а если удастся доказать участие в делах компании собственника, то ущерб могут взыскать и с него.

Однако, несмотря на очевидную важность вопроса, в России эта тема зачастую задвигается на задний план. Если же мы убедили вас в необходимости внедрения налогового комплаенса в вашу компанию, то готовы поделиться опытом и лучшими практиками.

<https://vladelets.online/>
vitaly@vladelets.online ■

Как снизить аварийность?

В этом помогут компьютерные тренажёрные комплексы и учебные стенды



Иван ШИПИЛОВ,
начальник центра высокотехнологичных
решений ООО «Инфраструктура ТК»

Одним из наиболее востребованных способов сокращения аварийности на производстве является снижение влияния так называемого человеческого фактора. Среди признанных на мировом уровне методов в данной области – обучение персонала предприятия с применением инструментов, имитирующих реальные объекты (технологические установки, оборудование, системы управления и т. д.). К таким инструментам можно отнести компьютерные тренажёрные комплексы, 3D-технологии для имитации производственных помещений и типовых операций, а также специальные учебные стенды.

ООО «Инфраструктура ТК» активно занимается внедрением высокотехнологичных решений. Среди них – компьютерные тренажёрные комплексы для операторов технологических установок и учебные стенды для оперативно-ремонтного персонала АСУТП и КИПиА.

КОМПЬЮТЕРНЫЕ ТРЕНАЖЁРЫ

В соответствии с действующими федеральными нормами и правилами в области промышленной безопасности в нефтяной и газовой отраслях, применение компьютерных тренажёрных комплексов (КТК) для обучения технологическо-

го персонала является обязательным на территории РФ на производствах первой и второй категорий взрывопожароопасности. Таким образом, почти все установки нефтяного и газового секторов подпадают под эти нормы. И предприятия просто обязаны иметь КТК для каждой из них. Однако интерес к компьютерным тренажёрам у широкого круга заказчиков продиктован не только этими нормами. Сейчас мы видим, что заинтересованность в данном продукте начала появляться и у клиентов, не подпадающих под действия данных норм.

Процесс обучения персонала протекает быстрее и качественнее, если он построен на базе КТК. В свою очередь, технически грамотный и подготовленный специалист более корректно действует на реальном технологическом объекте:

- происходит сокращение количества инцидентов, связанных с человеческим фактором;
- ускоряются процессы пуска и останова технологических установок;
- уменьшается количество потерь сырья и реагентов.

Всё это в итоге приводит к существенным финансовым эффектам. Поэтому КТК можно рассматривать как современный инструмент для подготовки персонала с минимальными издержками.

Компьютерные тренажёрные комплексы, разрабатываемые ООО «Инфраструктура ТК», позволяют проводить самые разнообразные тренинги. Традиционно на КТК происходит первичное обучение технологического персонала, принятого на предприятие. Проводится отработка режимов пуска и останова установок, аварийных ситуаций, согласно действующему плану их ликвидации.

Применение КТК не ограничивается одними тренингами. Например, они часто используются для апробирования различных технологических режимов или новых схем управления установкой. Существуют практики, когда несколько КТК объединяют в одну систему и моделируют на ней различные режимы функционирования для предприятия в целом. Такой комплекс является инновационным инструментом для работы и обуче-

ния диспетчеров и специалистов плановой службы.

КАК ЭТО РАБОТАЕТ

ООО «Инфраструктура ТК» использует технологии, которые позволяют очень точно имитировать работу технологического объекта. Полнота моделей и степень приближения к реальности максимальны. Многие обучаемые отмечают, что если подменить их рабочее место тренажёром и не сказать им об этом, то они этого просто не заметят.

Функционально в состав типового КТК входят следующие элементы:

- моделирующий сервер – производит математические расчёты для имитации процессов, протекающих на технологических объектах;
- сервер распределённой системы автоматического управления (PCU) – имитирует работу PCU на технологическом объекте;
- набор станций оператора, полностью идентичных используемым на реальном технологическом объекте, – через них происходит взаимодействие с КТК;
- станции полевого оператора (обходчика), содержащие технологические схемы объекта (иногда в трёхмерном режиме) и дополненные элементами, управляющимися по месту, – данный вид станций предназначен для обучения персонала работе в «поле».

Часто для удобства развёртывания и масштабирования КТК применяются современные технологии виртуализации.

ВИРТУАЛЬНОЕ ПРОСТРАНСТВО НПЗ

На основе технологий 3D-моделирования и виртуальной реальности специалистами ООО «Инфраструктура ТК» разработан набор программных модулей для имитации виртуального пространства НПЗ и выполнения в 3D-среде типовых сервисных операций с оборудованием КИПиА и АСУ ТП.

Виртуальная модель представляет собой трёхмерное пространство, максимальным образом приближенное к реальным условиям работы. Оно включает в себя здания и входящие в них помеще-

ния, наружные установки, оборудование, коммуникации, элементы управления и отображения, пути перемещения, визуальные и звуковые изменения, происходящие в производстве. Обучающийся персонал имеет возможность в режиме реального времени и в пределах созданного виртуального пространства перемещаться и вносить изменения, происходящие в технологической системе. Оператор-обходчик может имитировать ручные воздействия на исполнительные механизмы. Результаты этого воздействия отображаются в интерфейсе оператора.

Компания предлагает две технологии реализации виртуального пространства:

позволяет работникам всесторонне изучить техническую базу оборудования КИПиА и АСУ ТП, алгоритмическое и программное обеспечение. Они также получают практические навыки обращения с современными техническими и программными средствами автоматизации. Это позволяет им в дальнейшем оказывать качественные услуги по техническому сервису.

ООО «Инфраструктура ТК» оказывает услуги по проектированию, монтажу, наладке учебных стендов для обучения в сфере эксплуатации средств КИПиА, АСУ ТП. Для разных категорий работников (принимаемые на работу, повышаю-

ного, Компанией разработан модуль «Виртуальный КИП». Он предназначен для выполнения типовых сервисных операций с оборудованием КИПиА и поддерживает три режима работы: демонстрация, тренировка и экзамен.

ЭКОНОМИМ ЗАТРАТЫ И СНИЖАЕМ РИСКИ

Каждый инцидент, связанный с неправильными действиями персонала, приносит миллионные убытки для предприятий и наносит удар по имиджу. Обучение на базе КТК и учебных стендов позволяет повысить профессиональный уровень работников и предотвра-



Учебный стенд по КИПиА

на основе 3D моделей CAD или в случае их отсутствия на основе панорамных снимков.

УЧЕБНЫЕ СТЕНДЫ

Учебные стенды – наиболее эффективный инструмент, используемый в процессе обучения. Он даёт возможность формировать у производственного персонала необходимые умения и навыки работы с оборудованием. Его основные задачи:

- 1) сокращение числа инцидентов и аварий, связанных с человеческим фактором, за счёт организации непрерывного обучения персонала с использованием учебных стендов в рамках подтверждения и повышения квалификации;

- 2) организация обучения всех вновь принимаемых работников;

- 3) внеплановое обучение для работников, допустивших инциденты или аварии.

Проведение теоретических и практических занятий на основе стендов позво-

ляет работникам всесторонне изучить техническую базу оборудования КИПиА и АСУ ТП, алгоритмическое и программное обеспечение. Они также получают практические навыки обращения с современными техническими и программными средствами автоматизации. Это позволяет им в дальнейшем оказывать качественные услуги по техническому сервису.

Помимо учебных стендов, собранных из реального оборудования – технологического объекта, средств автоматизации КИП (датчиков, исполнительных механизмов и т.д.) и программно-технических средств АСУ ТП, возможна разработка учебных стендов в 3D-среде. Обучающие 3D-модели воссоздают всю геометрию объекта и динамические операции, выполняемые на реальном оборудовании. Такое решение позволяет исключить затраты на приобретение дорогостоящего оборудования, используемого в учебных целях, гибко модернизировать разработанные ранее 3D-стенды. В частности, для нужд сервисного персонала КИПиА, в первую очередь собствен-



Классы с компьютерными тренажёрными комплексами

тывать ошибки при выполнении операций на действующих технологических установках.

Компания «Инфраструктура ТК» является независимым разработчиком компьютерных тренажёров и предлагает заказчикам широкий выбор платформ. Это могут быть платформы от ведущих вендоров, таких как Honeywell, Schneider Electric, Yokogawa, или платформа собственной разработки ИТК.ISS.

Разрабатывая тренажёры с 2003 г., «Инфраструктура ТК» имеет референс-лист, содержащий более 30 успешных проектов внедрения КТК. Результаты всех реализованных проектов – это максимальная наглядность выполнения технологических операций и сокращение числа инцидентов и аварий, связанных с человеческим фактором, за счёт организации непрерывного обучения персонала.

<http://infra.ru>
tk@infra.ru ■

«Сердце» лаборатории

Программа EAE.LIMS позволяет оптимизировать управление работой лабораторного оборудования

Евгений РАЗЖИВИН,
начальник Центра компетенции
по системам контроля качества
ТУ Юг ООО «ЕАЕ-Консалт»

Прообразы современных лабораторных информационных систем (ЛИМС) появились в 1970 годы. Это были системы для работы в конкретных лабораториях, их зачастую разрабатывали сами производители оборудования. Для регистрации данных и создания отчётов использовались лабораторные тетради (журналы) и рукописные таблицы (сводки). В 1982 г. были предложены первые коммерческие ЛИМС, которые впервые обеспечили возможность создания отчётов в автоматическом режиме. В начале 1990-х активное внедрение ЛИМС началось на предприятиях нефтеперерабатывающей, химической и фармацевтической отраслей таких компаний, как Chevron и ExxonMobil (США), Total (Франция), Mitsubishi Chemical (Япония), Ciba AG, BASF (Германия) и многих других. Флагманами внедрения ЛИМС в странах СНГ можно назвать компании «Тенгизшевройл» (Казахстан) и «ЛУКОЙЛ» (Россия). В последующие годы необходимость использования ЛИМС становится очевидной уже для всех участников рынка, в производственном процессе которых присутствуют испытательные лаборатории.

Функциональные возможности

Анализ российского рынка, проведённый в 2014 г. сотрудниками Волгоградского филиала ООО «ЕАЕ-Консалт», показал значительное распространение зарубежных ЛИМС. Связанные с этим риски побудили приступить к разработке собственной лабораторной системы EAE.LIMS. На основе наработанного опыта и практики внедрений систем контроля качества на 12 предприятиях России была создана и сертифицирована платформа EAE.LIMS.



НАША СПРАВКА



eae-консалт
Группа компаний ЭнСи

EAE.LIMS (Laboratory Information Management System, лабораторная информационная менеджмент-система) – программа, предназначенная для управления лабораторными потоками работ и документов, оптимизации сбора и анализа лабораторных данных, формирования аналитической отчётности по результатам испытаний.

EAE.LIMS позволяет полностью автоматизировать процесс лабораторных испытаний – от регистрации образца до выдачи конечных результатов и их использования для принятия оптимальных управленческих решений.

26 июня 2017 г. Приказом Министерства связи и массовых коммуникаций России № 326 лабораторная информационная система EAE.LIMS, разработанная в компании «ЕАЕ-Консалт», включена в Единый реестр российских программ для ЭВМ и баз данных.

EAE.LIMS успешно работает в лабораториях Красноярского завода синтетического каучука (ПАО «СИБУР Холдинг»), нефтехимического комплекса «Ставролен» (ПАО «ЛУКОЙЛ») и совместного предприятия ПАО «ЛУКОЙЛ» и ОАО «РЖД» по производству пластичных смазок – «ИНТЕСМО».

EAE.LIMS позволяет адаптировать процессы контроля качества в лабораториях различных отраслей промышленности и решать все основные задачи этих лабораторий. В их числе:

- автоматизация регистрации и учёта испытываемых образцов;
 - автоматизация регистрации и обработки результатов испытаний образцов, в том числе автоматизация получения результатов от лабораторного оборудования;
 - формирование разнообразной документации и отчётности;
 - учёт средств измерений и испытательного оборудования, планирование его технического обслуживания и ремонта, проведение градуировок;
 - учёт прихода и расхода вспомогательных материалов и реагентов;
 - автоматизация внутрилабораторного контроля качества на основе Рекомендаций по межгосударственной стандартизации РМГ 76-2014;
 - предоставление информации о результатах лабораторного контроля качества всем заинтересованным лицам в режиме, близком к режиму реального времени;
 - интеграция всех участников процесса лабораторного контроля качества (в том числе и заказчиков испытаний) в единое информационное пространство.
- Базовая версия системы EAE.LIMS включает в себя семь функциональных модулей: «Лабораторные испытания», «Ведение нормативно-справочной информации (НСИ)», «Оборудование», «Учёт вспомогательных материалов», «Просмотр и регистрация», «Внутрилабораторный контроль качества», «Формирование отчётов» (см. рис.).

Модуль «Внутрилабораторный контроль качества», который в EAE.LIMS входит в базовую версию, в лабораторные системы иных производителей поставляется отдельно, за дополнительную плату.

Решение о комплектности поставки принимает заказчик в соответствии с потребностями предприятия. EAE.LIMS может быть дополнена и другими модулями, в том числе и для интеграции с уже существующими информационными системами предприятия.



Принцип работы

Технически решение EAE.LIMS реализовано как web-приложение, которое позволяет работать с использованием различных браузеров: Microsoft Internet Explorer, Firefox, Google Chrome. В качестве системы управления базами данных применяются наиболее распространённые – Microsoft SQL Server и Oracle. Возможно и использование свободной распространяемой СУБД PostgreSQL, что соответствует требованиям импортозамещения. При размещении серверов на облачных ресурсах расходы на серверную инфраструктуру существенно снижаются.

EAE.LIMS – быстродействующее решение. Так, в небольших лабораториях для достижения достаточного быстродействия – открытия большинства форм за 1–1,5 сек. – возможно использование современных рабочих станций, а не высокопроизводительных серверов.

Сравнение с аналогами

Исходя из современных потребностей автоматизации бизнес-процессов лабораторного контроля качества, платформа EAE.LIMS обладает следующими преимуществами перед аналогами:

- полностью российская разработка, поддержка и сопровождение решения «от вендора»;

Модульная структура EAE.LIMS



- более низкая стоимость лицензий, отсутствие зависимости цены от курса валюты (цена в рублях);

- широкая вариативность настройки из интерфейса пользователя, а также возможность дорабатывать функциональность системы под требования заказчика с использованием платформы Microsoft.NET;

- простота развёртывания решения у пользователя (достаточно только гиперссылки);

- низкие (по сравнению с большинством аналогов) требования к серверной инфраструктуре при сохранении высокого быстродействия;

- наличие гибкой системы настройки и формирования отчётов;

- отработанная технология подключения различного лабораторного оборудования и интеграция с системами заказчика.

Компания «EAE-Консалт» предлагает полный спектр услуг по внедрению и сервисному обслуживанию EAE.LIMS. Мероприятия включают:

- проведение предпроектного обследования и формирование проектной докумен-

тации по автоматизации лабораторного контроля качества;

- обучение пользователей и сотрудников службы поддержки;

- организация проведения полномасштабной опытной (опытно-промышленной) эксплуатации;

- постгарантийное обслуживание, в том числе при необходимости в круглосуточном режиме.

www.eae-consult.ru
lims@eaeconsult.ru

Транскаспий во сне и наяву

Ашхабад, Баку и Анкара хотят реанимировать проект Транскаспийского газопровода, но не знают, как это сделать

Владимир МИШИН

Президенты Азербайджана, Турции и Туркменистана должны встретиться в Ашхабаде в конце 2017 г. «В ходе Ашхабадского саммита будут обсуждены планы по экспорту туркменского газа через Каспийское море и Азербайджан в Турцию и далее в Европу», – заявил в июле этого года турецкий посол в Туркменистане Мустафа Капуджу. В июле 2017-го в Баку прошла встреча глав МИД трёх стран, по итогам которой заявлено о разработке «дорожной карты» сотрудничества на период 2018–2020 гг. В том числе в энергетической сфере. Её составляющей является Южный газовый коридор (ЮГК).

В Баку 8 августа 2017 г. состоялась встреча президентов Азербайджана Ильхама Алиева и Туркменистана Гурбангулы Бердымухамедова. В открытой части переговоров о туркменском газе в трубе ЮГК прямо сказано не было, но были подписаны Декларация о стратегическом партнёрстве и Меморандум о взаимопонимании по развитию сотрудничества в энергетической сфере. Обтекаемость формулировок, используемых сторонами в заявлениях о туркменском газе для ЮГК, отсутствие в них слов о Транскаспийском газопроводе (их заменяет абстракция – «экспорт туркменского газа через Каспийское море») свидетельствуют: участники переговоров отдадут себе отчёт в том, насколько трудна реанимация проекта ТКГ. А может быть, и неподъёмна.

Сидеть у моря и ждать трубы

О строительстве ТКГ в Ашхабаде мечтают уже четверть века. Эти мечты мотивированы, во-первых, гигантскими запасами туркменского газа (по заявлени-

ям Ашхабада – 27,2 трлн м³, по версии ВР – 17,5 трлн м³). Во-вторых, стремлением «диверсифицировать экспортные газовые маршруты». После того как в 2016 г. «Газпром» отказался от импорта «голубого топлива» из Туркменистана, а государственный «Туркменгаз» прекратил поставки в Иран, остался один газовый маршрут – восточный, в Китай. Согласно заключённым контрактам, страна может продавать в Китай до 65 млрд м³ газа в год, но в 2016 г. смогла осилить лишь 30 млрд м³ (падение за год на 21%). Не потому, конечно, что не нашлось экспортных объёмов газа. Просто «помогли» конкуренты – Казахстан и Узбекистан, поставившие на китайский рынок свыше 20 млрд м³. (Эти среднеазиатские республики используют три газопровода системы Центральная Азия – Китай суммарной пропускной способностью 55 млрд м³ в год.)

В августе нынешнего года неприятный «сюрприз» преподнёс Иран, запустивший внутренний газопровод Дамган – Нека. Пропускная способность этой магистрали, построенной для обеспечения газом северных районов Исламской Республики, – 40 млн м³ в сутки (в пересчёте на год – 14,5 млрд м³). Как следствие, зависимость Ирана от импорта «голубого топлива» из Туркменистана сведена к нулю (ранее эти поставки составляли 7–8 млрд м³ в год).

Серьёзные проблемы с «диверсификацией» заставили Ашхабад, во-первых, снизить в 2016 г. добычу газа на 4,1% (до 66,8 млрд м³). Во-вторых, залить сырьём внутреннего потребителя, признав тем самым, что национальная газовая отрасль переживает кризис перепроизводства. В результате в прошлом году потребление газа в стране на душу населения выросло до 6,7 тыс. м³, в три раза превзойдя уровень первой экономики мира – США (2,2 тыс. м³).

Важным фактором диверсификации поставок мог бы стать газопровод Туркменистан – Афганистан – Пакистан – Индия (ТАПИ) проектной мощностью 33 млрд м³ в год. Но его судьба зависит не

столько от инвестиций (7,6 млрд долларов), сколько от противостоящих официально Кабулу талибов. Поэтому Ашхабад был просто обречён вновь заговорить о ТКГ.

Разумеется, не с ЕС, в своё время пообещавшим создать Каспийский консорциум, в который войдут «ведущие энергетические компании Европы – покупатели туркменского газа». Действительно, трудно продолжать верить в европейские мифы, когда перед глазами столь наглядный пример проекта Nabucco, «призванного благодаря азербайджанскому и туркменскому газу обеспечить энергетическую безопасность Европы». Евросоюз долго водил Баку за нос, обещая построить эту «великую магистраль». Но в результате Азербайджан осознал, что слово еврочиновника стоит недорого, и был вынужден затеять свой собственный проект Трансанатолийского газопровода (TANAP).

Похоже, и Ашхабад, наконец, понял, что между политической риторикой и реальным делом дистанция велика. Поэтому, если не хочешь отдать диверсификацию на откуп болтунам и стать сырьевым придатком Китая, надо договариваться с теми партнёрами, без которых туркменский газ до ЕС не доберётся, – с Азербайджаном и Турцией. И здесь возникает резонный вопрос: как в декабре 2017 г. в ходе намечающихся переговоров Ашхабад оценит своё доленое участие в проекте ТКГ? Пока продекларированный вклад в «дело ТКГ» не идёт дальше обещанных ЕС 20–40 млрд м³ газа в год. Их готовы закачать в Транскаспийскую трубу на туркменском берегу.

На первый взгляд это логично. У страны нет ни специалистов, ни оборудования для строительства мощных подводных трубопроводов. Поэтому «вклад газом» выглядит очевидным и естественным.

Смущает, правда, один нюанс. Если стоимость ТКГ укладывается в интервал 7–10 млрд долларов, почему Ашхабад не обещает помочь проекту материально?



Оплатив, например, хотя бы 58% расходов, как это сделал Азербайджан в проекте TANAP (при сопоставимой с ТКГ стоимости – 9 млрд долларов).

ЛЮБОВЬ – ЛЮБОВЬЮ, А ДЕНЬГИ ВРОЗЬ

Азербайджан видит для себя три преференции в проекте ТКГ: долгосрочный транзитный доход, имидж южно-кавказского газового хаба (пусть и малого), краткосрочная прибыль от участия судов и специалистов ГНКАР в строительстве подводного трубопровода. На теме «туркменский газ – конкурент азербайджанского на рынке Европы» Баку пока не делает акцента.

Как следует из официальных заявлений, республика готова предоставить свой трубоукладчик, геологоразведочные, водолазные и прочие необходимые для строительства газопровода суда, а также трубопроводную инфраструктуру на суше для транспортировки туркменского газа в Европу.

Важно подчеркнуть: обещанная сухопутная инфраструктура – чистое лукавство. У страны нет свободных мощностей, способных перекачивать в Турцию 20 млрд м³ (не говоря уже о 40 млрд м³) туркменского «голубого топлива» в год. Потому что Южно-Кавказский трубопровод (ЮКТ) даже после увеличения его пропускной способности (под газ Фазы-2 Шах-Дениза) сможет прокачивать не более 25 млрд м³ в год. Это как раз те макси-

мальные объёмы, которые в рамках Фазы-1 и Фазы-2 Шах-Дениза должны ежегодно уходить в Грузию, Турцию и Южную Европу. Гипотетически за счёт установки дополнительных компрессоров и повышения давления в трубе пропускную способность ЮКТ можно поднять до 30 млрд м³ в год. Но при этом вырастет и риск аварий на магистрали, на что её оператор, британская BP, вряд ли пойдёт.

Таким образом, чтобы хотя бы 20 млрд м³ туркменского газа каждый год добиралось до грузино-турецкой границы, одного ТКГ недостаточно. Необходимо ещё и ЮКТ-2. А чтобы эти объёмы оказались на западной границе Турции, надо как минимум увеличить пропускную способность TANAP (пока она равняется 16 млрд м³ в год). А как максимум – построить TANAP-2. Технически эти вопросы решаемы, но при условии, что некий инвестор вложит 15–16 млрд долларов в новые газопроводы.

Готов ли Азербайджан вложиться в проекты, бенефициаром которых является Туркменистан? Несмотря на все заявления о великой братской любви и меморандумы о взаимопонимании – нет, не готов.

Проблема в том, что Азербайджану, упустившему возможность создания в период высоких нефтяных цен мощной экономики, сейчас остро не хватает средств на собственные нужды. В первой половине 2017 г. внешний госдолг страны достиг 7 млрд долларов, внут-

ренний – 7 млрд манатов (4,2 млрд долларов). То есть в сумме – 11,2 млрд долларов. При этом на реализацию «дорожной карты» на период до 2020 г. по развитию ненефтяных секторов правительству республики необходимы 15 млрд долларов. Главная компания республики, становой хребет её экономики, – ГНКАР, помочь материально не может. Её долги к началу года выросли до 7 млрд долларов. И это не предел. В октябре 2017-го Европейский банк реконструкции и развития обещает выделить на строительство TANAP кредит в 500 млн долларов, из которых 290 млн лягут долговым бременем на ГНКАР.

При этом базовый индикатор состояния азербайджанской экономики – ВВП – в 2016 г. упал, по официальным данным, на 3,8% – до 59,9 млрд манатов (33,8 млрд долларов).

«Состояние здоровья» ГНКАР также внушает тревогу. Агентство Moody's в августе 2017 г. понизило базовую кредитную оценку и рейтинги госкомпаний. Мотивировка этого решения следующая: «Ослабление кредитной репутации на фоне растущего долга и повышенных капитальных затрат» (прежде всего, в реализацию ЮГК стоимостью минимум 40 млрд долларов).

У компаний поменьше, у банковской системы Азербайджана и у граждан республики дела обстоят не лучше. Только за первую половину 2017 г. банковские авуары резидентов сократились на 6%,



нерезидентов – на 15,8%. Одним словом, деньги продолжили уходить из слабеющей экономики. Серьёзность её проблем характеризует, в частности, объём просроченных кредитов, взятых в банках юридическими и физическими лицами. Во второй половине 2017 г. он достиг 13% (по экспертным оценкам – 30%). В июле этого года в стране прошла очередная пенсионная реформа, поднявшая пенсионный возраст до 65 лет и снизившая пенсию за 25 лет трудового стажа до 110 манатов (64 доллара в месяц).

Одним словом, войдя в негативный финансово-экономический тренд с трудно предсказуемыми последствиями, Азербайджан вряд ли станет оплачивать туркменские газовые предпочтения ТКГ.

ТРУБОПРОВОДНАЯ ПАУТИНА АНКАРЫ

Анкара задалась целью стать крупным газовым хабом на юго-востоке Европы и немало преуспела на этом пути.

Во-первых, в 2018 г. должно быть завершено строительство TANAP, а в 2020-м – его «европейского продолжения», Транс-адриатического трубопровода (TAP) стартовой мощностью 10 млрд м³ в год. После этого ЮГК можно будет считать состоявшимся проектом.

Во-вторых, в марте 2018 г. предполагается закончить сооружение первой нитки российского «Турецкого потока» проектной мощностью 15,75 млрд м³ в год (этот газ пойдёт на рынок Турции, заменив поставки по Трансбалканскому газопроводу), в 2019-м – второй, ориентированной на поставки в Европу (также 15,75 млрд м³ в год).

В-третьих, до конца 2017 г. Турция и Израиль планируют подписать межправительственное соглашение о строительстве трубопровода для поставок (транзитом через турецкую территорию) израильского газа в Европу. Газопровод должен быть проложен от месторождения Левиафан (шельф Средиземного моря) и состыкован с TANAP. Запасы Левиафана (открыт в 2010 г.) оцениваются в 500–600 млрд м³, начало промышленной добычи запланировано на конец 2019 г. Стартовый объём Стадии-1 – 9 млрд м³ в год, проектный максимум Стадии-2 – 12 млрд м³ в год. Суммарные затраты на освоение Левиафана могут составить до 10 млрд долларов, а экспортный потенциал – до 12 млрд м³ в год.

И наконец, в-четвёртых, реализация проекта ТКГ может дать ещё 20–40 млрд м³ газа в год.

Таким образом, в сумме большой турецкий газовый хаб способен получить 57,75–77,75 млрд м³ газа, ориентированного на Европу (Азербайджан – 10 млрд м³, Россия – 15,75 млрд м³, Израиль – 12 млрд м³, Туркменистан – 20–40 млрд м³). При этом руку на трубопроводных вентилеях будет держать Анкара. Правда, в этой сплетённой трубопроводной паутине немало слабых звеньев.

Самое очевидное из них – TAP. Да, мощность газопровода может быть увеличена до 20 млрд м³ в год, но этой пропускной способности явно недостаточно для доставки в Европу газа и ЮГК, и второй нитки «Турецкого потока», и Левиафана, и ТКГ.

Вариантом решения этой проблемы может стать европейский проект

Poseidon (хронологически последняя оценка мощности – до 20 млрд м³ газа в год, вероятная сдача в эксплуатацию – 2022 год). Он призван снизить остроту конкуренции за место в трубе TAP. Но и в этом случае газ Туркменистана последний «в очереди в Европу». А потому Ашхабаду придётся побеспокоиться не только о ТКГ, но и о ЮГК-2 (ЮКТ-2, TANAP-2, TAP-2).

Второе слабое звено – Израиль. Во-первых, по оценкам ВР, газовые ресурсы страны к началу 2017 г. составляли 200 млрд м³ (в 1996 г. они оценивались в 1 трлн м³). Во-вторых, Израиль рассматривает возможность строительства второго газопровода в Европу – через Кипр и Грецию в Италию. Он, конечно, успокаивает Турцию: дескать, газа Левиафана хватит на обе трубы. Но это смотря как считать.

Текущие потребности Израиля, покрываемые газом с месторождения Тамар (открыто в акватории Средиземного моря в 2009-м, прогнозные запасы – 300 млрд м³), оцениваются в 30 млн м³ в сутки (в пересчёте на год – до 10,5 млрд м³). С учётом двух стадий Левиафана (на максимуме добычи – 21 млрд м³) сырья может хватить и для внутреннего рынка, и для экспорта по двум газопроводам. Но, если прогнозы верны и потребление газа в Израиле к 2040 г. удвоится и составит 20 млрд м³, газа Левиафана и Тамара может не хватить и на одну магистраль. Хорошо, если сырьё будет достаточно на собственные нужды!

Третье «слабое звено» турецкого газового хаба – это, как ни парадоксально, Азербайджан. Да, формально газовые ресурсы республики значительны (по официальной версии – 2,6 трлн м³, по оценке ВР – 1,1 трлн м³). Однако того, что добывается сейчас (в 2016 г. – 17,5 млрд м³, снижение добычи на 3%), Азербайджану для выполнения всех текущих экспортных обязательств и внутреннего потребления не хватает.

С 2020 г. стране потребуется уже 34,6–37,1 млрд м³ газа в год (12,6 млрд м³ – экспорт в Турцию, 2–2,5 млрд м³ – в Грузию, 10 млрд м³ – в Южную Европу, 10–12 млрд м³ – поставки на внутренний рынок).

Азербайджан делает ставку на Фазу-2 Шах-Дениза, проектный максимум добычи которой – 16 млрд м³ в год. Получится ли дотянуться до максимума, когда это произойдёт (в 2020 г. или позднее) и как долго удастся удержаться на этой «полке» – вопросы открытые. Неяс-

но также, как долго сохранится достигнутый уровень добычи в рамках Фазы-1 (в 2016 г. – 9,9 млрд м³), на месторождениях ГНКАР (6,3 млрд м³, падение за год на 8,7%) и на блоке Азери – Чираг – Гюнешли (2,75 млрд м³).

Не исключено, что уже в 2020 г., как раз с начала поставок газа по ЮГК в Европу, суммарное падение добычи на месторождениях ГНКАР, в рамках Фазы-1 и на блоке АЧГ может составить 2 млрд м³ в год. И Азербайджан будет располагать в лучшем случае менее чем 33 млрд м³ газа. Причём это падение будет нарастать с каждым годом в силу истощения запасов. Как следствие, республика вряд ли сможет выполнить все взятые на себя на период 2020–2045 гг. экспортные обязательства.

В Баку обещают, что форсированная разработка новых газовых месторождений (Умид, Апшерон, Карабах) позволит своевременно компенсировать падение добычи на старых. В результате к 2022 г. будет обеспечено стабильное производство минимум 34 млрд м³ в год. Этого должно хватить для выполнения экспортных обязательств и обеспечения внутреннего потребления. В качестве аргумента, подтверждающего серьёзность намерений, ГНКАР заявила о начале добычи на месторождении Апшерон. Она должна стартовать в 2019 г. (с одной глубоководной скважины, без установки добывающей платформы), её объёмы составят 1,5 млрд м³ в год.

Эта скважина обойдётся в 1 млрд долларов и будет окупаться более 35 лет. То есть финансовую прибыль Стадия-1 проекта Апшерон вряд ли принесёт. Но Баку вынужден идти на эту жертву, чтобы снизить риск неисполнения экспортных обязательств по ЮГК.

Второй вариант минимизации рисков неисполнения экспортных обязательств перед Европой – переговоры о закупке Азербайджаном 3–5 млрд м³ российского газа в год. «Газпром» готов поставлять эти объёмы в республику, техническая возможность для этого имеется (построенный в советское время газопровод Моздок – Казань-Магомед проектной мощностью 10 млрд м³ в год, реальной – от 5 млрд м³). Но тут есть камень преткновения – цена. Дело в том, что внутренняя стоимость 1 тыс. м³ газа в Азербайджане – 60 долларов, льготные поставки в Грузию идут по 160 долларов. Поэтому покупать сырьё в России по рыночным ценам, а реализовывать по внутренним или льготным – прямой убыток. Но и

«Газпрому» продавать ГНКАР газ «со скидкой» – тоже невыгодно. В общем, переговоры продолжаются...

И наконец, третий вариант спасения имиджа Азербайджана – это либо отказ Баку от пролонгации 15-летнего контракта с Анкарой по Фазе-1 Шах-Дениза, по которому Турция до конца 2020 г. должна получать по 6,6 млрд м³ в год, либо адаптация условий вероятного нового азербайджано-турецкого соглашения под реалии республики. Если газа для Европы у Азербайджана не хватит, то он, несмотря на все «братские чувства» к партнёру, будет вынужден изменить условия поставок в Турцию.

Поэтому Анкара, безусловно, заинтересована в туркменском газе. Он мог бы стать серьёзной страховкой для её планов, если Евросоюз создаст политические препоны на пути строительства второй нитки «Турецкого потока» или если возникнут сырьевые сложности у Азербайджана и Израиля. Только готова ли Турция вложить свои средства в ТКГ и в ЮГК-2?

Кстати говоря, в «Турецкий поток» и сооружение АЭС «Аккую» Анкара милостиво разрешает вкладываться России.

АШХАБАДСКИЙ САММИТ – МИССИЯ НЕВЫПОЛНИМА?

Если до конца этого года в Ашхабаде состоится саммит президентов Азербайджана, Туркменистана и Турции (не исключено, что его, как это было в 2016 г., перенесут на следующий год) и на нём будет согласована «дорожная карта» проекта ТКГ, в ней непременно должны быть отражены варианты решения трёх ключевых проблем Транскаспия.

Первая проблема – правовая. Каспий – море общее, в его акватории нет территориальных вод, поэтому без согласия всех прикаспийских государств ТКГ не построишь. Смогут ли Ашхабад, Анкара и Баку убедить Москву и Тегеран дать добро на прокладку магистрали? Ведь её сооружение сведёт к минимуму свободу судоходства в данной акватории, что можно расценивать как угрозу национальным интересам России. Во всяком случае, сколько-нибудь серьёзных рычагов давления на Москву и Тегеран у стран-участниц ожидаемого Ашхабадского саммита нет. Скорее, наоборот.

Правовая проблема ТКГ может быть обойдена за счёт изменения формы транспортировки газа. Его могут доставлять в сжатом виде специальные суда-газовозы. На Каспии таких судов нет, но

Ашхабад, скорее всего, попробует их арендовать или закажет строительство. Правда, чтобы попасть на Каспий, необходимо согласие Москвы на проход газозова по системе рек и каналов России. А Москва такого согласия может и не дать. Второй вариант – строительство газозова в Азербайджане. Технически этот вопрос решаем, но при выполнении ряда условий. Нужны соответствующие технологии, оборудование и специалисты. И, конечно, инвестиции.

Вторая проблема – финансовая. Одно-го ТКГ для экспорта туркменского газа в Европу недостаточно, необходимо строить, как показано выше, ЮГК-2. Суммарно эта трубопроводная цепь длиной 3800–3900 км (ТКГ – 400–500 км в зависимости от того, как будет проложен маршрут, ЮКТ-2 – от 690 км, TANAP-2 – от 1841 км, TAP-2 – от 878 км) может потребовать до 30 млрд долларов инвестиций. Кто их вложит? Азербайджан? Турция? Маловероятно. Как вариант, Туркменистан может попробовать повторить путь Баку, от безысходности вложившись в проект TANAP, и потратить на обеспечение газом Европы 18–20 млрд долларов. А оставшиеся 10–12 млрд уговорить вложить своих каспийских партнёров.

Деньги на ТКГ и ЮГК-2 – тема для саммита в Ашхабаде принципиальная, вот только будет ли результат переговорного процесса отражён в «дорожной карте»?

Третья проблема – плата за транзит. Если трубопроводная цепь от Туркменистана до Европы всё же появится, длина маршрута, за вычетом ТКГ (Каспий платит за транзит не возьмёт), составит ориентировочно 3400 км. При среднем тарифе за прокачку 1 тыс. м³ газа на расстояние в 100 км в размере 2,5 доллара (для сравнения – Украина получает с России по 2,7 доллара) Ашхабаду придётся заплатить за продажу в Европу 20 млрд м³ газа в год примерно 1,7 млрд долларов. Или по 85 долларов за каждую тысячу кубических метров. Для сравнения, в 2016 г. Туркменистан продавал газ в Китай по цене 185 долларов за 1000 м³.

Таким образом, шансы на успех саммита в Ашхабаде есть, но они минимальны. А это значит, что Туркменистан может забыть о своих грандиозных планах экспорта 200 млрд м³ газа в год (с 2030 г.) и сосредоточиться исключительно на китайском направлении, например уговорив своих азиатских партнёров построить ещё пару новых газопроводов в Поднебесную. ■



Гигант расправляет плечи

Африка готовится к новому раунду борьбы за первенство в углеводородном ТЭК «третьего мира»

Павел БОГОМОЛОВ,
кандидат политических наук*

Выравнивание цен и улучшение конъюнктуры на глобальном рынке после подписания соглашения «ОПЕК+» создают определённые преимущества для Африки, на долю которой приходится 11% мировых запасов «чёрного золота» и которая обеспечивает 12% его добычи. Налицо – шанс возродить буксующий с 2014 г. рост производства сырья. Для Чёрного континента, связавшего upstream-проекты с бурением не на легкодоступной суше, а в основном на дорогостоящем шельфе, вдвойне важно правильно распорядиться выпавшим на его долю шансом. Добиться отдачи от недр на всё ещё зачастую «девственных» для ТЭК землях – от Сахары до Мыса Доброй Надежды – нелегко. Но там, в Африке, это звучит актуальнее, чем в нефтегазоносных ареалах Ближнего Востока и Южной Америки, которые уже давно успели набрать столетнюю силу отраслевой инерции.



* В 2010–2012 гг. автор работал в Аккре (Республика Гана) менеджером западноафриканских проектов «ЛУКОЙЛа» по связям с государственными органами и общественностью.

Исходная точка отраслевых координат

В большинстве случаев слова о «потерянном шансе» воспринимаются лишь как метафора. Но наша страна и её предшественник, Советский Союз, и впрямь потеряли в Африке немало шансов. Утрата Москвой надежды хотя бы на косвенное, ненавязчивое, партнёрское приобщение обширных сырьевых ареалов 54 государств Чёрного континента к нашей глобальной топливно-энергетической стратегии – достойный сожаления факт. Увы, он стал одной из самых досадных геополитических потерь России в конце XX века.

СССР при всех ошибках сделал многое для военно-технического, кадрового и финансового обеспечения успеха национально-освободительных движений в Африке. Полвека назад это позитивно сказалось на эволюции богатых нефтью и газом эксконий на Чёрном континенте с его 805-миллионным населением. По согласованию с Кремлём социалистическая Куба пошла на риск, отправив свои войска и советников в Анголу, Намибию, Мозамбик и другие страны, добившиеся независимости.

Причём сделано это было вопреки западной подпитке властей ЮАР по линии НАТО и несмотря на опасное приближение расистов к созданию собственной атомной бомбы. После победы над ними в середине 1980-х казалось, что пройдёт ещё какая-то пара лет и для СССР откроются огромные углеводородные ресурсы в Гвинейском заливе, Магрибе, Мозамбикском проливе... Считалось, что нефть и уголь, а также газ (8,22% его мировых запасов) станут козырем в руках африканских наций и их друзей в ходе поддерживавшейся Кремлём борьбы за справедливую, неподвластную неоколониализму перестройку мирового экономического порядка.

В Москве, однако, началась совсем иная перестройка. В русле нового политического мышления имидж Африки был уродливо искажён. А оказанная нами помощь развивающимся странам названа причиной товарного дефицита! Сотни тысяч партизан, соратников Нельсона Манделы, Агостино Нето, Саморы Машела, Сэма Нуйомы и других лидеров некогда «невольничьего материка» были скомпрометированы и высмеяны ангажированной прессой. Под аплодисменты команд Рональда Рейгана и Джорджа Буша-старшего наследники кровопролитной, но в конце концов триумфальной повстанческой борьбы были огульно причислены к... террористам и брошены новым советским руководством на произвол судьбы. К контро-



Танцоры в комбинезонах нефтяников на празднике первой нефти в Такоради, 15 декабря 2010 года

лю над сырьевыми кладовыми на берегах Южной Атлантики и Индийского океана, дававшими на рубеже веков по 10,32 млн сырой нефти и 190,37 млрд м³ газа в год, пришли совсем другие силы.

Хорошо ещё, что к масштабному импорту и потреблению африканских энергоносителей прорвалась со временем всё более мускулистая экономика Китая. Обозначилась, таким образом, хотя бы какая-то альтернатива полному господству узкого круга транснационалов и поддерживавших их кое-где воинских контингентов из старых колониальных метрополий. Обоснованно беспокоясь о сохранении танкерных маршрутов, ведущих из Африки в Южно-Китайское море (перед лицом не только пиратства, но и гораздо более серьёзных угроз), Пекин повёл себя самостоятельнее. В нынешнем году он отважился на беспрецедентный шаг в истории своей внешней политики и в русле обеспечения глобальной топливной безопасности.

КНР объявила о создании первой военно-воздушной и военно-морской базы за рубежом, причём именно в Африке. Этот форпост строится в небольшом, но стратегически важном арабском государстве Джибути, на берегу Красного моря. Теперь уже никто не скажет, будто роль азиатского гиганта в противодействии терроризму на столь обширном материке ограничена де поставками боевой техники. Кстати, эта техника, наряду с российской, помогает противостоять опасным планам группировки «Боко Харам» (филиал запрещённой в РФ организации ИГИЛ) по про-

рыву к нефтяным и газовым активам Гвинейского залива.

Вернуться на круги своя

Официальные позиции и Китая, и России, и ряда стран Запада по отношению к ТЭК Африки близки и звучат, надо сказать, благородно. По сути, провозглашён курс на защиту энергетической безопасности этой части света. На практике речь идёт о восстановлении того притока инвестиций в нефтегазовый комплекс континента, который наблюдался три года назад, накануне нынешнего ценового спада.

Это и не удивительно. Так, 6 из 10 крупнейших месторождений, открытых в мире в 2013 г., были обнаружены в Африке. В тот момент, по данным Pricewaterhouse Coopers, разведку нефти на материке вели 500 компаний! В том же 2013-м сделки на сумму около 1 млрд долларов совершались в нефтегазовом секторе Африки раз в 17 дней! Вновь приблизиться к этим планкам – такова континентальная перспектива дня.

Пока, к концу 2017 г., она выполнена лишь отчасти. Ситуация в отрасли улучшается с прошлого года, но медленно. Как справедливо констатируют эксперты-африканисты Хенрик Пулсен и Бимбоа Колаволе, «цены на сырую нефть стабилизировались на более низком уровне, чем ожидалось». В итоге многие прежние проекты в сфере upstream, предполагавшие 100-долларовую цену за баррель, всё ещё не могут быть повторно запущены. За годы ценового спада инвестиции в нефтегазовый сек-

тор Западной Африки сократились, по данным Rystad Energy, на 60%.

Это сравнимо разве что с падением капиталовложений в «нефтянку» Юго-Восточной Азии. А вот в Западной Европе, прежде всего в Северном и Норвежском морях (несмотря на истощение их запасов), падение составило не более 45%. Даже Южная Америка, если учесть нестабильность ряда тамошних государственно-политических режимов, уменьшила инвестиции в углеводородный ТЭК всего на 30%.

По оценкам экспертов, при текущих ценах добыча 13% западноафриканской нефти окажется к 2020-му в зоне серьёзных рисков. А к 2025 г. этот показатель увеличится до 27%.

Но большинство экспертов всё же настроены оптимистично. Прогнозируется, что в 2020–2025 гг. в Западной Африке будет зафиксирован небольшой рост производства углеводородного сырья. Ключ к этому – снижение операционных расходов на 10%.

Но одними лишь отраслевыми реформами не обойтись. Назрело широкое переосмысление основных путей государственно-политического развития. Причём в плотной увязке с исторической судьбой углеводородных кладовых.

АНГОЛЬСКИЙ ВАРИАНТ

Четверть века назад в странах Чёрного материка утвердилась особая модель эволюции углеводородного сектора. В её рамках ведущими инвесторами стали западные компании, в том числе американские. А вот у руля государственного контроля над отраслью остаются национально-патриотические силы. Это чем-то напоминает эпоху НЭПа в СССР, вплоть до начала 1930 годов.

И вот что крайне интересно: кадровым ядром министерств, сырьевых регуляторов и государственных корпораций (становящихся партнёрами для транснационалов) часто являются выпускники советских и российских вузов, в том числе топливно-энергетических. Работая в 2010–2012 гг. в Западной Африке, я слышал от высокопоставленных представителей Экваториальной Гвинеи, что доля таких специалистов достигла в тамошнем госаппарате 70%! Как бы то ни было, подобные пропорции во многом объясняют специфику работы углеводородного сектора в ряде африканских регионов.

Образцом этой системы, в значительной мере позаимствованной у СССР и постсоветских республик, считается Ангола. Суть её подхода к «нефтянке» заключается в следующем: уж если мы вынуждены опи-

раться на капиталовложения и технологии из тех же стран, которые вчера навязывали нам колониально зависимое развитие, то уравновесить это можно лишь жёстким бюрократическим мониторингом госплановского типа и стабильностью в сфере руководства. Регулярные же смены президента и министров для слаборазвитой страны, полагают адепты этой модели, смерти подобны.

Явным примером такой стратегии считается только что завершившееся 38-летнее правление ангольского президента Жозе Эдуарду Душ Сантуша – выпускника Азербайджанского института нефти и химии (он обучался там с 1963-го по 1969



год). И вот только теперь, в 2017 г., 74-летний лидер страны решил, что наступил более или менее безопасный момент для обновления высшего руководства страны.

Новым президентом стал лояльный преемник Душ Сантуша – министр национальной обороны 63-летний Жоау Лоуренсу. Учился он, кстати, тоже в СССР. В 1986 г. этот анголец окончил в Москве Военно-политическую академию имени Ленина.

ЖЕНЩИНЫ РУЛЯТ ЭНЕРГЕТИКОЙ

При этом на первые позиции в ангольском истеблишменте выдвинулась супруга нового президента – Ана Альфонсу Диаш Лоуренсу. Даже зарубежные корпорации и мозговые тресты считают её (быть может, заслуженно) подлинным борцом за соблюдение законов, рыночных правил и параметров макроэкономической стабильности. Она хорошо проявила себя в 1997–2012 гг. на постах заместителя министра и министра планирования, а сей-

час занимает должность члена совета директоров Всемирного Банка.

Между прочим, выдвижение женщин на передний план в углеводородном ТЭК – популярный кадровый тренд в сегодняшней Африке. На Чёрном континенте издавна считается, что прекрасный пол гораздо менее коррумпирован, чем мужчины. А ведь коррупция – самый страшный бич нефтегазового сектора в «третьем мире». Пэт Масели, отработавшая 35 лет в нигерийской национальной компании NNPC, назначена 10 августа главой лицензионного департамента в аппарате отраслевого регулятора. Она твёрдо обещает оздоровить, упростить и ускорить процедуры выдачи разрешений и согласований отечественным и зарубежным инвесторам. В свою очередь, Мэри Джейн Мванги 8 августа возглавила нефтегазовую госкомпанию Кении. Впрочем, в Африке управлять «нефтянкой» не легко, будь ты мужчина или женщина.

ВСЁ ЗАВИСИТ ОТ ПЕРВЫХ ЛИЦ

Переход к новому, более энергичному стилю управления – воистину спасителен и для африканских экономик в целом, и для их нефтегазового сектора. Посмотрите, какие зигзаги пришлось перенести отрасли там, где лидеры удерживали – под ложно-патриотичными предлогами и лозунгами – свою власть очень долго, сверх всяких пределов. В богатом нефтью Кот-д'Ивуаре отказ президента-долгожителя Лорана Гбагбо смириться с итогами народного голосования привёл не только к 3 тыс. человеческих жертв, но и к остановке капиталовложений в НГК.

На египетском глубоководье силами Египта и иных инвесторов были открыты большие запасы газа. Но их долго не удавалось ввести в эксплуатацию – на фоне «цепляния за власть» ветерана каирской политики Хосни Мубарака, его свержения на гребне арабской весны 2011-го, а затем – в условиях радикального правления исламиста Мохаммеда Мурси.

Полковника Муаммара Каддафи, лидера нефтегазоносной Ливии, руководителя Джамахирии, ждал трагический финал. Подобных примеров в Африке немало. Отрадно, что хотя бы Ангола избежала такого сценария.

Будучи вторым в Африке производителем нефти после Нигерии, Ангола ежегодно экспортирует (в основном в Китай) 1,68 млн баррелей жидкого углеводородного сырья. Это, согласитесь, немало. Если деловой климат в стране будет улучшаться, то ближайшее будущее отрасли обеспечено.

Ностальгировать же о сырьевом буме на старте ангольской нефтяной эпопеи, как и сетовать на долгую рецессию, дело пустое. Можно только согласиться с названием монографии 2017 г. о ТЭК этой страны. Изданная Оксфордским институтом энергетических исследований книга «После бума. Ангола заново отвечает на нефтяные вызовы в новом контексте». Автор монографии Люси Коркин права. Контекст и впрямь может быть новым, но вызов для африканской «нефтянки» остаётся прежним. Его суть – сочетать национальный интерес с полновесной отдачей для иностранных партнёров.

КОРОТКИЙ РОМАН С ВЕНЧУРНЫМИ ИГРОКАМИ

Столкнувшись в 2014 г. с ценовой депрессией на рынке нефти и убедившись затем в необычайно длительном характере этого процесса, Африка не на шутку рассердилась. И решила, как видно, отомстить западным отраслевым гигантам. Хотя, честно говоря, они были менее всех виновны в затянувшемся кризисе.

Способов мести со стороны «третьего мира» в основном было два. И оба они наглядно проявились на территории Нигерии. Первый приём сводился к попытке вытеснения «заевшихся» крупных транснационалов, а второй – к одновременному созданию тепличных условий для небольших, на многое согласных венчурных компаний Европы и Америки. Такие фирмы проявляют больше податливости и гибкости в диалоге с властью, будь то в Нигерии или других странах Чёрного континента.

А континент, со своей стороны, стал психологически склоняться к некоей иллюзии. Распространилось мнение, что, опираясь на завоёванные рубежи, можно обойтись усилиями малых и средних инвесторов, самостоятельно или почти самостоятельно развивая и доводя до ума многие upstream-проекты. Ведь смогла же тройка молодых независимых компаний Нигерии – Newcross, Aiteo и Erotop – всего за четыре года выйти на совокупный уровень производства в 200 тыс. баррелей в сутки. С оглядкой на такие успехи возникла эйфория. Дошло до прямой, без тендера, выдачи лицензии на добычу нефти с месторождения OML13 на юго-востоке дельты Нигера компании NPDC – филиалу госкорпорации NNPC. Это удивило даже знатоков «коридорной непредсказуемости» и ресурсного национализма.

Но вот беда: другие местные игроки неважно справляются с выпавшей на их до-



лю миссией. Да и взявшие под козырёк перед NNPC западные венчурные фирмы тоже не блещут успехами. Они, несмотря на симпатии африканской элиты, не смогли справиться с непосильной ношей и забуксовали по всему периметру побережья огромного материка. Англо-ирландской Tullow – высокопрофессиональной, но всё же слабоватой для крупных инвестиционных программ – пришлось продать основные активы в Восточной Африке французскому «мейджору» Total. На северо-западе континента BP берётся за операционную деятельность на большинстве тех блоков, которые недавно были закреплены за амбициозной и по-хорошему авантюристичной, но опять-таки небольшой американской компанией Kosmos. Известная по участию в казахстанском проекте Карачаганак британская BG, которая и раньше не входила в список ведущих инвесторов в африканский углеводородный ТЭК, теперь поглощена огромной Shell.

Правда, довольно небольшая Cairn Energy, в отличие от «родственников», не сдаётся. Она отстаивает свой имидж солидного охотника за сырьевым ресурсом в самых, казалось бы, неожиданных местах. Кроме того, первые два плавучих завода СПГ, действующих у африканского побережья (в Экваториальной Гвинее), будут управляться не крупнейшими транснационалами, а «независимыми» компаниями (Ophir Energy и OneLNG). Но в целом по итогам последних трёх лет манёвренные венчурные предприятия вынуждены были отказаться от широкой экспансии и потесниться.

Однако сами африканцы не смогли в полной мере этого предугадать. К концу

2016 г. они взялись устраивать над транснациональными корпорациями показательные судебные процессы с широким резонансом. Характер обвинений? Он варьировался, охватывая дела о коррупции, экологических правонарушениях, дефиците социальной ответственности, невыполнении согласованных планов добычи и создания инфраструктуры и т. д. На авансцену опять-таки вышла Нигерия. Это она усадила на «скамью подсудимых» и Shell, и Eni во главе с её исполнительным директором Клаудио Дескальзи, а также заочно его предшественником Паоло Скарони. Их прегрешение – якобы незаконное и необоснованно дешёвое приобретение блока Малабу у подставной нигерийской структуры.

За другие грехи в той же Нигерии судят американскую Chevron... Год назад, предвзято эту разгромную кампанию яростными публикациями, СМИ утверждали, будто в отношениях с транснационалами, проводниками преступного неокOLONиализма, наконец-то настал момент истины. Мол, завтра помолодевшая Африка проснётся. Но что же в итоге?

БЕЗ ТРАНСНАЦИОНАЛОВ НЕ ОБОЙТИСЬ

Похоже, что прощание с «мейджорами» всё-таки отменяется. В последние месяцы юридические процедуры идут гораздо тише и как бы сами по себе, а «обвиняемые» с удвоенной силой возобновили реализацию upstream-проектов в Гвинейском заливе.

Так, вместе с нигерийской национальной компанией NNPC те же Eni и Shell готовятся к принятию окончательного ин-

вестиционного решения по офшорному блоку Забазаба. Это – самый отдалённый от побережья нефтеносный участок глубоководья стоимостью 13,5 млрд долларов. Цена – под стать астрономическим и вполне извлекаемым с глубины 2 тыс. м запасам. Их ориентировочный объём достигает 560 млн баррелей, которые предполагается добыть в течение 15 лет.

Вновь активизировались игроки с мировыми именами и по соседству с дельтой Нигера, в Экваториальной Гвинее. Никто не спорит: там осталось место и для средних венчурных предприятий. Но вышеупомянутые Ophir Energy и OneLNG, ведущие освоение газосносного блока Фортуна и планирующие строительство плавучих СПГ-заводов, смогли приступить к реализации собственных планов только после того, как роль гарантированного покупателя этой продукции на 10 лет вперёд взяла на себя группа Gunvor. Словом, и здесь не обошлось без «мейджора».

Лишь гиганты, всерьёз интересующиеся Африкой, смогли предпринять там второй ресурсный передел. Действительно, они смело сломали былые контуры колониальных ареалов, поделённых когда-то Англией, Францией, Бельгией и Португалией. Иными словами, компании работают в Африке уже без оглядки на то, в зоне влияния какой метрополии ранее находился тот или иной регион.

К примеру, Total, недавно приобретя за 7,45 млрд долларов датскую компанию Maersk Oil, начала деятельность в Восточной Африке, где французского влияния отродясь не было. В одной только Кении и Уганде она располагает отныне извлекаемыми запасами в размере 2 млрд баррелей.

ОСВОБОЖДЕНИЕ ОТ ИЛЛЮЗИЙ

Одновременно с возобновлённым расширением географии африканского углеводородного бизнеса и приростом отраслевых инвестиций рельефно наблюдается ещё один благоприятный феномен. В нефтегазовый сектор возвращается научно-технологический прогресс.

Привносят его в основном иностранцы. Но важно то, что даже в самых проблемных странах, подчас раздираемых сепаратизмом, исламским экстремизмом и криминалом, затяжная полоса низких цен не заставила полностью забросить не только добычные, но и сервисные, трубопроводные и другие программы. Так, в Нигерии все эти годы, несмотря на нелегальные «врезки» и атаки, продолжали прокладываться трубопроводы.

Нигерия также динамично внедряет цифровые технологии управления процессом отгрузки сырья. Местная компания NPSC (экспортное подразделение NNPC) открыла пункты автоматизированного удалённого управления в ряде своих региональных офисов. И подобных примеров на континенте немало.

Вместе с тем, автоматизация и компьютеризация отрасли означают печальный для африканцев факт: в нефтегазовом секторе почти не предвидится создания новых рабочих мест. Не надо питать в этом плане иллюзий. Углеводородный бизнес может дать странам с пережитками родоплеменного строя многое: приток налогов, мощную энергетическую инфраструктуру и приобщение к глобальному рынку. Но не стоит требовать от неё невозможного – трудоустройства миллионов низкоквалифицированных рабочих.

Внедрение в народное сознание завышенных ожиданий зачастую проплачивалось теми корпорациями, которые пришли в Африку раньше нефтяников и газовиков и имели возможность создать там сотни тысяч рабочих мест. На ТЭК не по-доброму кивают – с помощью СМИ и некоммерческих организаций – короли золотодобычи, владельцы алмазных копий и плантаций какао, заправили торговли ценными породами тропической древесины...

Все они возлагали надежды на радикальные меры по ущемлению углеводородной отрасли с помощью спорных, но всё же принятых законов «о местном наполнении и национальном участии». Особо высокого градуса накал страстей достиг в Западной Африке. Так, в Гане был принят закон, требующий от операторов международных upstream-проектов приобретать к десятому году своей деятельности в стране 90% всех товаров и услуг только на местном рынке. Кроме того, девять из десяти штатных работников должны быть из числа местного населения!

БЕЗРАБОТНЫХ ВЫРУЧИТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА

Подобные требования невероятны, причём по ряду причин. И в высшей степени симптоматично, что как раз в Гане только что отправлен в отставку ведущий соавтор этого закона Тео Авиренг. Четыре года он возглавлял государственный лицензионный орган в сфере геологоразведки и добычи углеводородного сырья – Нефтяную комиссию. У г-на Авиренга немало заслуг: задолго до западных венчурных игроков он предсказал прекрасное будущее шельфового месторождения Jubilee. Ныне это

единственный работающий в стране upstream-актив. Но тот же чиновник несёт и ответственность за принятие в 2013 г. вышеупомянутого закона, ставшего, по оценке бюллетеня Africa Oil + Gas Report, «сильнейшей головной болью».

Так что же, неужто отныне с углеводородного ТЭК Западной Африки будет постепенно сниматься актуальнейшая для региона задача масштабного трудоустройства населения? Нет, не будет. Просто вместо иллюзий о тысячах новых рабочих мест придёт гораздо более реалистичная перспектива. Финансовые, технологические и кадровые ресурсы ТЭК в ряде государств манёвренно перебрасываются на строительство электроэнергетической инфраструктуры. А ведь для неё действительно нужны мириады рабочих рук.

Так, госкомпания Анголы Sonangol 16 августа запустила работающую на природном газе ТЭС в городке Сойо. Этот объект открыт рядом с заводом по сжижению «голубого топлива». Мощность ТЭС, использующей пока две турбины, – 22 мВт. По мере сооружения очередных блоков ТЭС будет соединена с национальной энергосетью и станет подавать электричество как в Луанду, так и в другие регионы страны.

Сколько же рабочих можно трудоустроить в электроэнергетических проектах Западной Африки? Намного больше, чем в вождельной «нефтянке». Только на строительстве гидроэнергетического комплекса Cascado Sabaca на реке Куанза, которое продлится 80 месяцев, трудятся 10 тыс. ангольцев! Инвестором этого мегапроекта стоимостью 4,5 млрд долларов выступила шанхайская Gezhouba Group, приглашённая властями республики. Заместитель директора этой корпорации Рен Чжангуо отмечает, что речь идёт о крупнейшей ГЭС, сооружаемой китайским холдингом, во всей Африке. После пуска в 2023 г. её мощность составит не менее 102 мВт.

А 4 августа президент республики торжественно открыл ещё одну ГЭС – Lausa, – построенную бразильским гигантом Odebrecht и обошедшуюся в 4,3 млрд долларов. Уже сегодня на обеих ГЭС запускается масштабная программа обучения квалифицированных национальных кадров.

Итак, нефтяники и газовики не устроятся в Африке от злободневной социальной проблематики. Они просто подбирают и прокладывают к ней конкретные подступы. Причём более реалистичные, чем не оправдывающие себя пути к воздушным замкам в виде буровых вышек. ■

Пистолет у виска

Является ли Нигерия «возмутителем спокойствия» в рамках ОПЕК или жертвой закулисных интриг на нефтяном рынке?

Константин СЕРГЕЕВ

Нерешительные колебания нефтяных котировок вблизи заветного порога в 50 долл./барр. в первой декаде августа с последующим отчётливым проседанием к концу месяца вновь активизировали поиск виновных (или хотя бы подходящих обвиняемых) в укреплении столь неприятной тенденции.

Привычно игнорируя чувствительный прирост добычи нефти в США (более чем на 100 тыс. барр./сут по итогам июля), западные отраслевые эксперты почти единодушно объявили главными возмутителями спокойствия Ливию, Нигерию и... Саудовскую Аравию. Действительно, согласно августовскому месячному обзору рынка ОПЕК, именно в этих странах зафиксирован максимальный прирост производства «чёрного золота» – в совокупности почти на 220 тыс. барр./сут (см. табл. 1).

Этот прилив оказался лишь частично компенсирован благодаря снижению добычи в Ираке, Анголе, Венесуэле, Кувейте, ОАЭ и Алжире (в сумме – на 84 тыс. барр./сут). Заметим, что Эр-Рияд на сей раз отделался сравнительно мягкой критикой. Дело в том, что большая часть «лишних» баррелей пойдёт на удовлетворение всплеска сезонных нужд королевства в электроэнергетике. А вот для официального Триполи и особенно нигерийской Абуджи последствия могут стать гораздо более серьёзными.

БОГАЧ – БЕДНЯК

Как раз на Ливию и Нигерию в последнее время принято возлагать ответственность за «целенаправленную дестабилизацию» мирового рынка энергоносителей. Особенно со стороны государств, которые сами до сих пор не присоединились к соглашению «ОПЕК+». Дошло до того, что Ливию и Нигерию поочередно называют «пистолетом у виска» мирово-



REUTERS

Табл. 1. Динамика добычи нефти государствами – членами ОПЕК, тыс. барр./сут

Страна	2016 г.	I кв. 2017 г.	II кв. 2017 г.	Май	Июнь	Июль	Июль/Июнь
Алжир	1090	1052	1059	1061	1060	1059	–1,0
Ангола	1725	1632	1650	1609	1665	1646	–19,3
Эквадор	546	530	528	529	528	536	+8,5
Экв. Гвинея	172	156	148	149	148	157	+9,5
Габон	220	200	202	205	198	205	+7,1
Иран	3518	3796	3794	3774	3817	3824	+6,9
Ирак	4390	4447	4445	4446	4501	4468	–33,1
Кувейт	2853	2712	2708	2709	2711	2703	–7,4
Ливия	390	656	709	727	847	1001	+154,3
Нигерия	1557	1511	1617	1642	1714	1748	+34,3
Катар	656	625	613	610	615	619	+3,4
Саудовская Аравия	10406	9887	9955	9898	10035	10067	+31,8
ОАЭ	2975	2935	2908	2907	2912	2905	– 6,7
Венесуэла	2159	1996	1955	1951	1948	1932	–15,8
Всего	32658	32134	32292	32215	32696	32869	+172,6

Источник: Секретариат ОПЕК.

Рис. 1. Объёмы доказанных запасов жидких углеводородов по странам мира, млрд барр.

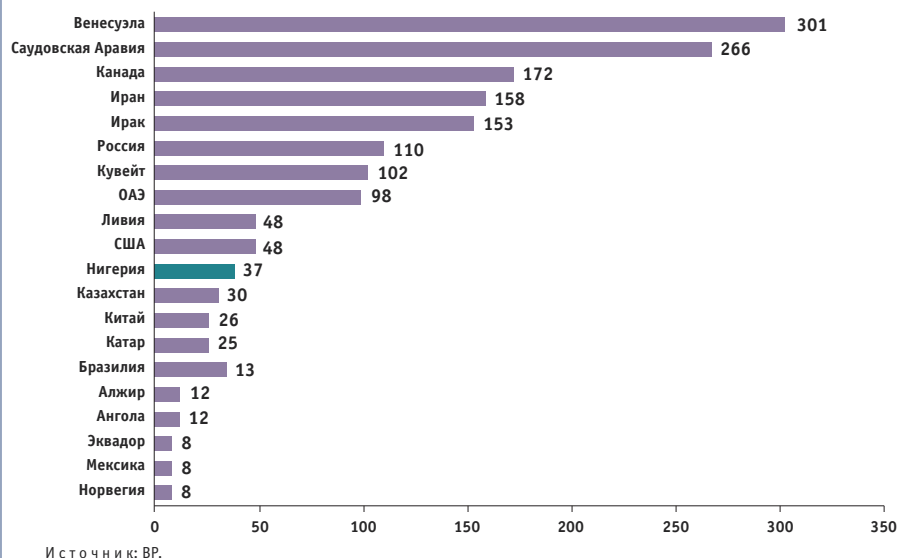
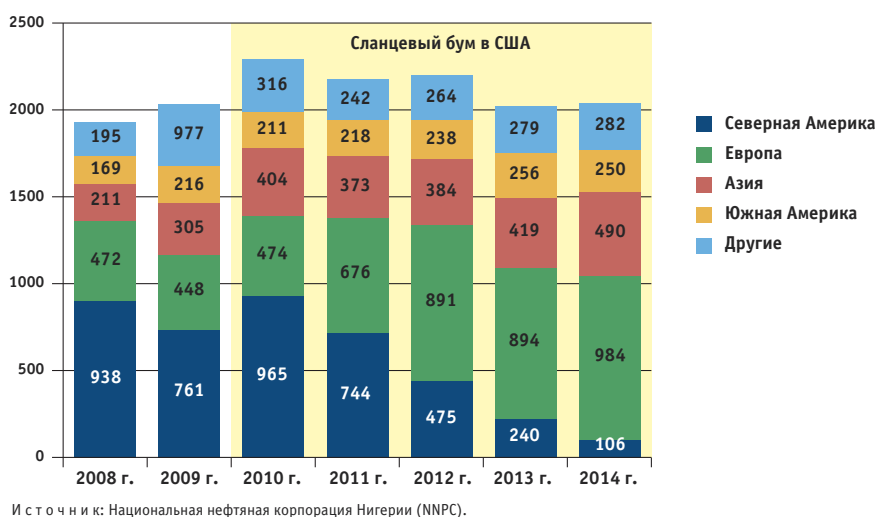


Рис. 2. Объёмы экспорта сырой нефти Нигерией по основным регионам, тыс. барр./сут



Ещё сравнительно недавно Нигерия занимала 12-е место в мире по уровню добычи и восьмое – по объёмам экспорта «чёрного золота», доходы от продажи которого составляют основной источник пополнения её национального бюджета. Несмотря на перманентную внутривнутриполитическую нестабильность, стране удалось довольно быстро восстановить производство нефти после мирового кризиса 2008–2009 гг., так что уже спустя два года оно почти вплотную приблизилось к историческому максимуму – 2,3–2,4 млн барр./сут.

Заметим, что основной импортёр нигерийской нефти в рассматриваемый период – США (до 43%), а на долю европейских адресатов приходилось порядка 20%. Согласно официальным данным Национальной нефтяной корпорации Нигерии (NNPC), главными среди них были Испания (около 5%), Нидерланды (4%), Германия и Франция (по 3%).

На рубеже 2010–2011 гг. ввоз нефти из Нигерии в США почти на 3% превысил докризисный уровень. Но тут грянула так называемая «сланцевая революция». Спрос на нигерийскую нефть, очень близкую по своим свойствам сланцевой, резко упал, что привело к стремительному сокращению вывоза её на североамериканский континент (см. рис. 2).

Тем не менее после кратковременного проседания (вплоть до 1,8 млн барр./сут) Нигерия снова смогла оперативно восстановить экспортные объёмы (до 2,2 млн барр./сут). Это стало возможным благодаря гибкому изменению географии отгрузок, при котором явный приоритет получило европейское направление. Уже к маю 2014 г. физические поставки по нему более чем в 9 раз превышали аналогичные показатели для США. Таким образом, к очередному ценовому кризису на рынке энергоносителей Нигерия подошла вполне признанным (хотя и не всем желанным) экспортёром нефти в Европу. Причём основными её покупателями стали «старые» члены ЕС. Это бесстрастно зафиксировало Агентство энергетической информации США (см. рис. 3).

Общие объёмы отгрузок, приводимые ЕИА на основе мониторинга задействованного танкерного флота (в среднем 2,05 барр./сут), почти на 300 барр./сут превышали официальные нигерийские данные. Однако и с учётом возможного (хоть и маловероятного) преувеличения разворот экспортного потока в Европу был настолько мощным и стремительным, что не мог не встревожить уже собственно амери-

го нефтяного баланса. Между тем, коллегиальным решением ОПЕК им официально разрешено не снижать темпов добычи вплоть до достижения предкризисных объёмов экспорта «чёрного золота». Это теоретически позволяет обеим странам наращивать производство на вполне законных основаниях, однако существенно увеличивает риски воздействия на них посредством так называемых рыночных факторов.

Вероятность подобного давления на Ливию несколько снизилась по мере материализации надежд на усиление центральной власти, закреплённых на недавних встречах в Москве (см. «Большая

нефть: пробил час Ливии», НР № 5–6/2017). А вот для Нигерии его угроза лишь возрастает – причём буквально с каждым добытым баррелем.

Действительно, несмотря на более скромные темпы прироста производства, по физическим объёмам добычи нефти этому западноафриканскому государству уже удалось обогнать Анголу и вплотную приблизиться к Венесуэле. Мало того – согласно последним оценкам экспертов BP, по уровню доказанных запасов жидких углеводородов (около 37 млрд барр.) Нигерия находится на 11-м месте в мире, не слишком уступая даже США (см. рис. 1).

Рис. 3. Экспорт нефти и газоконденсата Нигерией по регионам и странам, %



Источники: Агентство энергетической информации США (EIA), Lloyd's Intelligence List.



канские добывающие компании (а также их лобби в органах исполнительной и законодательной ветвей власти). Тем более что происходило это на волне сланцевого бума, постепенно оседающей в ожидании дальнейшего снижения котировок и... как раз накануне решительных схваток в Конгрессе за отмену запрета на вывоз нефти из США. Снятие последнего предполагало наращивание собственного экспорта этого сырья, причём в первую очередь – как раз в Европу.

НЕСЛУЧАЙНЫЕ СОВПАДЕНИЯ?

Любопытно, что приблизительно в то же время мировые СМИ активизировали обвинения Нигерии в расширении так называемого чёрного экспорта нефти. А в провинциях дельты Нигера неожиданно вспыхнули массовые беспорядки, закономерным итогом которых стало чувствительное (на 200–220 тыс. барр./сут) снижение добычи.

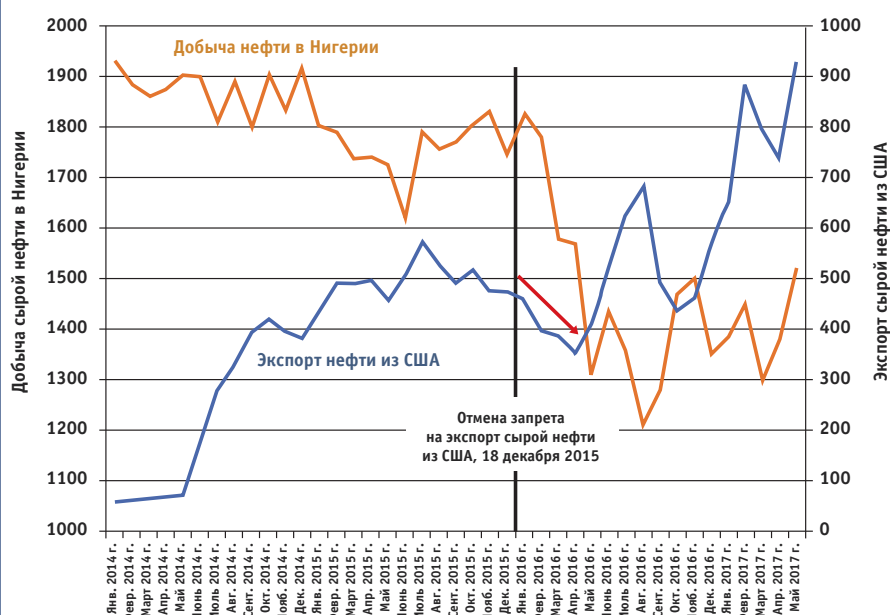
Обстановка осложнилась из-за очередного правительственного кризиса, последствия которого частично удалось преодолеть лишь к маю 2015 г., по окончании президентских выборов. Правда, среднесуточное производство нефти в стране к этому времени упало уже более чем на 300 тыс. барр. (едва до 1,6 млн барр./сут). Команда нового главы государства (Мохаммаду Бухари) предприняла ряд шагов для стабилизации положения в добывающей отрасли (главным образом, по противодействию коррупции). Это привело к осторожному росту производства, вплоть до 1,8 млн барр./сут, и соответствующему восстановлению экспорта.

С 18 декабря 2015 г. в США было официально прекращено действие запрета на вывоз сырой нефти. Однако, вопреки обещаниям, это не привело к бурному росту экспорта «чёрного золота» из страны. Что тому виной? Колебания цен и капризы мировой конъюнктуры? Безусловно. Но реалисты из числа отраслевых экспертов (кстати, американских) отметили очередное интересное совпадение: нефтяной экспорт из США не на-

чинал расти до тех пор, пока добыча в Нигерии не снизилась до критического минимума (см. рис. 4).

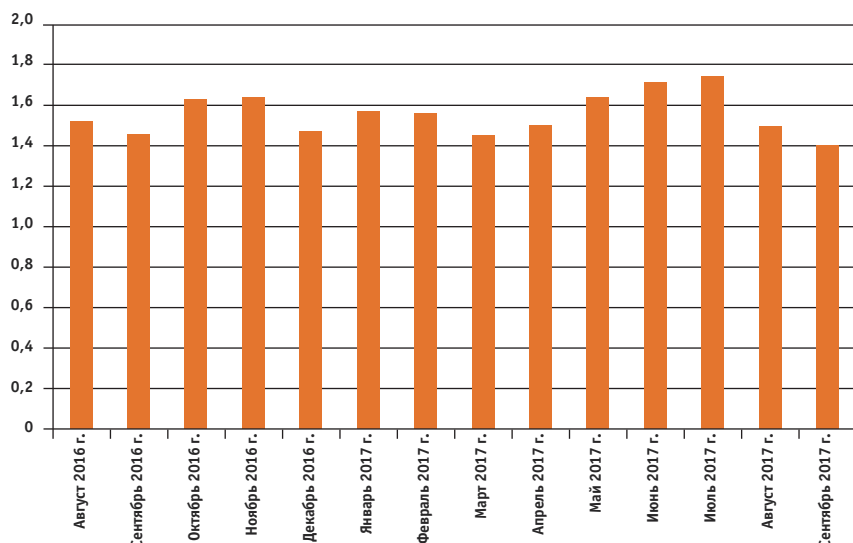
О случайном совпадении речь в данном случае явно не идёт. Так, по мнению специалиста компании Labyrinth Consulting Артура Бермана, ультралёгкая нефть из сланцевых пластов может быть эффективно переработана лишь на специализированных НПЗ, большинство которых находятся как раз на территории США. Что же

Рис. 4. Сравнительная динамика производства нефти в Нигерии и экспорта нефти из США, тыс. барр./сут



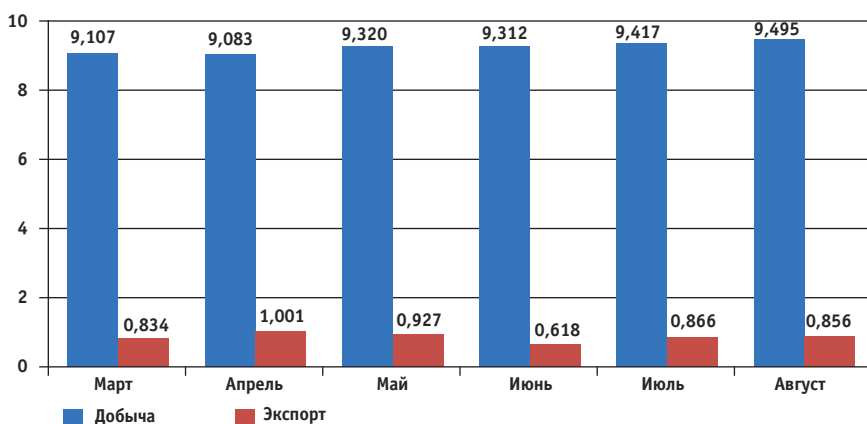
Источники: EIA и Labyrinth Consulting (США)

Рис. 5. Динамика добычи нефти в Нигерии, млн барр./сут*



* Август – сентябрь 2017 г. – прогноз.
Источники: Секретариат ОПЕК.

Рис. 6. Сравнительная динамика добычи и экспорта нефти США в 2017 г., млн барр./сут



Источники: EIA, Baker Hughes.

касается её переработки за пределами Соединённых Штатов, то на сегодняшний день это возможно лишь на отдельных предприятиях, ориентированных именно на лёгкую нефть. Следовательно, при её продаже за рубеж американские операторы вынуждены идти на существенные скидки. Это во многом объясняет, почему марка Brent дороже, чем WTI.

Чтобы закрепиться на рынке, американская сланцевая нефть предварительно должна выдавить с него сходный по свойствам нигерийский сорт Bonny Light. Тут, как нельзя более кстати, в дельте Нигера активизировали свои действия «повстанцы» (так называемые «Мстители дельты» и другие), основные удары которых были направлены имен-

но на важные объекты нефтяной отрасли. К исходу апреля 2015 г. добыча в стране рухнула до 1,4 млн барр./сут (до 27-летнего минимума). Зато «сланцевый экспорт» из США резко пошёл вверх, постепенно заполняя освобождающиеся ниши. При этом адресатом почти 41% всех его объёмов, поставляемых в Европу, стали как раз Нидерланды, которые ещё недавно были основным европейским получателем нигерийской нефти.

Ни минуты покоя

В мае того же года последовала новая волна ударов по нефтяному сектору Нигерии. Подверглись атакам две платформы компании Chevron. В результате национальная добыча сразу уменьшилась

почти на 125 тыс. барр./сут, а обе буровые на шельфе пришлось закрыть.

По мере дальнейшего обострения обстановки сразу пять операторов (Total, Eni, Shell, Chevron и ConocoPhillips) заявили о своём желании продать доли в ряде проектов по разработке месторождений в зоне малых глубин у побережья Нигерии, а также на сухопутных участках, которые «случайно» оказались предметом повышенного внимания боевиков.

Наконец, было достигнуто соглашение о временном прекращении огня на большей части нефтеносного региона. Однако к августу производство нефти в стране установило очередной антирекорд, опустившись ниже 1,2 млн барр./сут. А вследствие исхода инвесторов Нигерия оказалась перед необходимостью поиска 40–50 млрд долларов для восстановления добычи. К тому времени суточный экспорт нефти из США вырос почти на 400 барр., до 700 барр./сут.

В последующие месяцы кривая добычи нефти в Нигерии испытывала как взлёты, так и падения, преимущественно оставаясь в противофазе к графику вывоза «чёрного золота» из США. Характерно, что её прирост обычно прерывался на «заколдованном» рубеже (порядка 1,5–1,6 млн барр./сут), с которого его сбрасывали очередные удары по объектам нефтяной инфраструктуры. Так продолжалось вплоть до марта текущего года, после чего наступила пора более продолжительного роста (см. рис. 5).

Заметим, что в рассматриваемый период добыча нефти (преимущественно сланцевой) в США довольно динамично росла, в то время как её вывоз после апрельских рекордов 2017 г. заметно просел (см. рис. 6).

Сохранение подобных тенденций, казалось бы, давало Нигерии надежду выйти на относительно комфортный уровень – 1,8–2 млн барр./сут. Кстати, с учётом итогов июля (1 млн 748 тыс. барр./сут) подобный результат представлялся вполне достижимым уже в августе, но... не успел Секретариат ОПЕК сообщить об этих трудовых успехах нигерийских нефтяников в своём свежем месячном обзоре рынка (10 августа), как уже 11 августа несколько сотен протестующих «активистов» полностью блокировали работу контрольно-замерной станции распределительной системы, питающей терминал Bonny – один из двух основных центров экспортных отгрузок «чёрного золота» в стране (см. рис. 7).

Рис. 7. Схема расположения основных объектов нефтяной инфраструктуры Нигерии



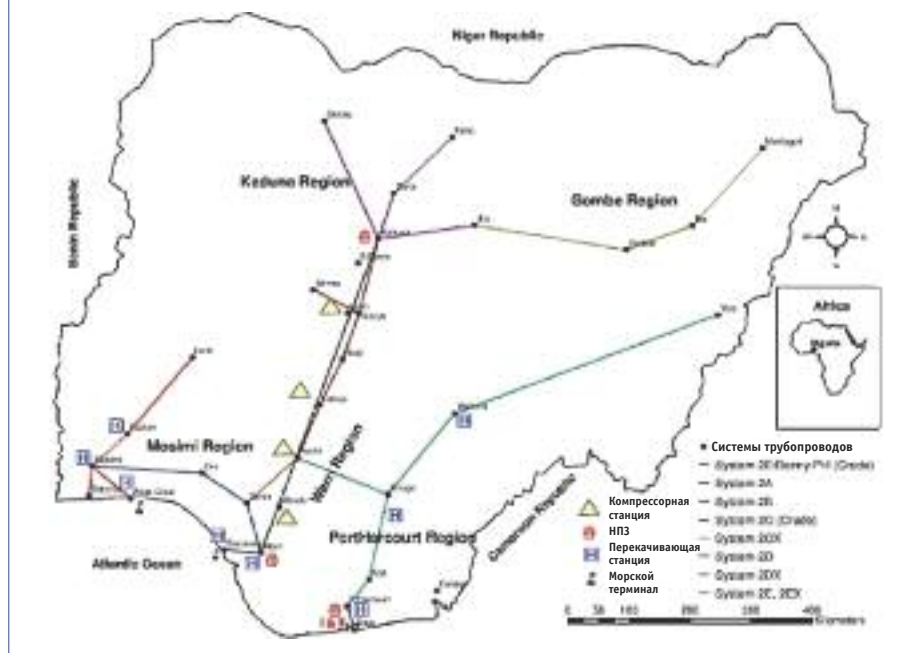
Источник: Circleblue.org

Под угрозой оказалась и ещё одна контрольно-замерная станция (Belema), на защиту которой были направлены войска. Согласно информации агентства Reuters, основные цели столь своевременно вспыхнувших «мирных» протестов – борьба против сокращения числа рабочих мест и за предотвращение загрязнения нижнего течения Нигера. Несмотря на всё благородство заявленных целей, абсолютно понятно, что решить эти вечные для региона проблемы в обозримой перспективе вряд ли удастся, даже при искреннем желании компании-оператора (Shell) и при самом активном содействии правительства страны. Это позволяет «активистам» блокировать работу станции гораздо дольше заявленного ими двухнедельного срока. А значит, в сентябре отгрузка нефти с причалов Bonny может быть полностью прекращена.

Стоит напомнить, что терминал уже приостанавливал свою работу на несколько дней в конце июля. Это произошло сразу после того, как в результате теракта был повреждён Транснигерийский трубопровод (TNP) – последняя из двух линий, – по которому сырая нефть поступала на терминал. Первая же магистральная линия Nembe Creek была остановлена ранее и также вследствие диверсии.

Национальная нефтяная корпорация Нигерии (NNPC) оценила потери добычи от временного прекращения работы Bonny в 150 тыс. барр./сут. Меньше неф-

Рис. 8. Схема нефтетранспортной инфраструктуры Нигерии



ти на экспорт – меньше доходов в бюджет, следовательно, ещё большая внутриполитическая нестабильность. Вот заколдованный круг, в котором всё прочнее вязнет Нигерия.

К атакам, направленным непосредственно против нефтяных объектов на юге страны, в середине августа прибавились теракты против мирного населения на

севере и северо-востоке. Это, в свою очередь, поставило под угрозу работу трубопроводных систем, поставляющих к побережью нефть из регионов Гомбе и Кадуна (см. рис. 8). К концу месяца обстановка накалилась до такой степени, что президент страны упомянул уже о «красной черте», угрожающей территориальной целостности государства.

На этом фоне снижение нефтедобычи в Нигерии рискует стать ещё большим, столкнув её как минимум к рубежу в 1,4–1,5 млн барр./сут. Этого вполне достаточно, для того чтобы сланцевая нефть возобновила активное вытеснение Bonny Light с рынка. И похоже, данный процесс уже начался. Несмотря на скромный среднемесячный результат (менее 860 тыс. барр./сут) экспорт нефти из США в течение августа вырос почти на 200 тыс. барр./сут – с 700 тыс. в первую неделю до 902 тыс. барр./сут по итогам последней недели месяца.

Насколько эффективным окажется подобный сценарий вполне нерыночного

регулирования производства «чёрного золота» в Нигерии, покажет ближайшее время. Но главное представляется ясным уже сейчас. Сегодня в «пистолет у виска» рынка может быть без особого труда превращена любая из стран-производителей, не обладающая реальным суверенитетом. Главное – кто при этом будет держать палец на спусковом крючке...

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



17 октября
2017

НЕФТЕГАЗСЕРВИС

Нефтегазовый сервис в России

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

- OIL-GAS.RU** — Награждение лучших нефтесервисных компаний по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтесервисных компаний
- Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса



7 декабря
2017

НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ

Подряды на нефтегазовом шельфе

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

- OIL-GAS.RU** — Выявление предприятий, способных работать для шельфа по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База оборудования для нефтегазового шельфа
- Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа



15 марта
2018

НЕФТЕГАЗСНАБ

Снабжение в нефтегазовом комплексе

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

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



23 мая
2018

НЕФТЕГАЗСТРОЙ

Строительство в нефтегазовом комплексе

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

- OIL-GAS.RU** — Награждение лучших строительных подрядчиков по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База поставщиков нефтегазостроительных компаний
- Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового строительства



12 сентября
2018

НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА

Модернизация производств для переработки нефти и газа

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

- OIL-GAS.RU** — Награждение лучших производителей оборудования для модернизации нефтегазоперерабатывающих предприятий по итогам ежегодного опроса нефтегазовых компаний
- База подрядчиков для модернизации НПЗ
- Настенные нефтегазовые карты
- OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий

Отец геологии Тимано-Печорского края

К 140-й годовщине со дня рождения Александра Чернова, выдающегося российского геолога, первооткрывателя месторождений ценных природных ископаемых на Севере России

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

В славной когорте российских геологов особое место занимает Александр Александрович Чернов (1877–1963). Его многолетняя и плодотворная деятельность на территории Северного Урала в первой половине XX века заложила прочные основы для эффективной деятельности нынешнего топливно-энергетического комплекса Республики Коми.

ПЕРВОЕ ЗНАКОМСТВО С ПЕЧОРСКИМ КРАЕМ

Александр Александрович Чернов родился в Соликамске 23 (11) июля 1877 г. в семье управляющего Соликамским солеваренным заводом. Его отец, выпускник Екатеринбургского горного училища, активно занимался геологическими исследованиями в регионе. В 1888 г. он опубликовал брошюру «Очерк геологического строения г. Соликамска», которую подарил сыну с надписью: «Сыну моему – для продолжения».

В 1895 г. Александр Чернов впервые посетил Печорский край, вместе со своим отцом прошёл на лодке по реке Унью для обследования месторождения бурого железняка.

В 1896 г. он окончил с серебряной медалью Пермскую губернскую классическую гимназию и в том же году поступил в Московский университет на естественное отделение физико-математического факультета. Во время учёбы под воздействием увлекательных лекций профессора Алексея Павлова (1854–1929) он выбрал геологию в качестве своей будущей профессии.

В летний полевой сезон 1902-го Александр Чернов принял участие в экспедиции профессора Павлова в Печорский край, в район реки Ижмы, берущей на



Профессор А. А. Чернов (1930 г.)

В летний полевой сезон 1902-го Александр Чернов принял участие в экспедиции профессора Павлова в Печорский край, в район реки Ижмы, берущей начало на юге Тиманского кряжа и текущей на северо-запад. Здесь по существу и состоялось его подлинное знакомство с особенностями полевой работы геолога.

чало на юге Тиманского кряжа и текущей на северо-запад. Здесь по существу и состоялось его подлинное знакомство с особенностями полевой работы геолога, включая методы и приёмы наблюдений и исследований, отбор образцов и проб, предварительную оценку полезных ископаемых в разнотипных осадочных породах. Он хорошо усвоил уроки своего наставника профессора Павлова. На всю

жизнь запомнил, что главный элемент геологических исследований – личные наблюдения геолога, его способность сопоставлять, осмысливать и систематизировать факты.

НОВЫЕ ЭКСПЕДИЦИИ В ПЕЧОРУ

В 1903 г. Александр Чернов окончил университет с дипломом первой степени и был оставлен в альма-матер «для усовершенствования в науках и подготовки к профессорскому званию». В летний полевой сезон 1904-го он участвует во второй экспедиции профессора Павлова в Печорский край. На этот раз экспедиционный маршрут оказался более протяжённым: по реке Вычеге через Усть-Сыкольск до Усть-Кулома, затем по тракту до Помоздино, а далее на лодках вниз по реке Ижме через Черью Выгодскую и Черью Ижемскую.

Здесь Александр Чернов приобрёл ценный опыт организации и проведения геологической экспедиции в условиях безлюдной местности и сложной погодной обстановки. В окрестностях Ижмы он обнаружил асфальтиты, указывающие на наличие нефтяных месторождений, о чём

впоследствии вполне определенно указал в своей работе «О геологических условиях залегания печорской нефти» (1909).

Обширные результаты экспедиции 1904 г. обрабатывались несколько лет и в итоге позволили представить научному сообществу обстоятельный доклад. Об этом профессор Владимир Соколов (1855–1917) писал в своей книге «Ти-



Члены Тиманской геологической экспедиции профессора А. А. Чернова на привале (1917 г.)

манская нефть» (1910): «На заседании Императорского Московского общества испытателей природы, состоявшемся 18 октября 1907 г., профессор Павлов и магистр Чернов доложили о некоторых своих наблюдениях, представляющих значительный интерес как вообще для геологии Печорского края, так и в отношении нефтеносности Тиманского края... Профессор Павлов настаивает на том, что последние дислокации притиманской области Печорского края произошли не в конце палеозойской эры, а приблизительно в середине мелового периода, то есть в конце нижнемелового и в первую половину верхнемелового времени... На основании этих наблюдений магистр Чернов допускает, что нефть когда-то проходила по трещине сброса, проникла даже в такие твёрдые породы, как известняк, и, окислившись, дала асфальт. Таким образом, он впервые высказывает, мысль о связи выходов нефти на Тимане со сбросовыми трещинами, при этом напоминает о сбросах, установленных Чернышовым и тесно связанных с выходами нефти. Помимо этих сбросов он допускает существование ещё одного – как раз в той центральной части нефтеносной площади, где проходят долины рек Чута и Ярега... Чернов допускает даже возможность нахождения нефти в осадках мезозоя вдоль предполагаемого им к востоку от р. Седью мощного сброса в долине р. Ижма.

Мнение авторитетных учёных было единодушным: представленные профессором Павловым и магистром Черновым материалы свидетельствуют о необходимости безотлагательно начать углублённое геологическое изучение территории Печорского края.

Всё вышесказанное существенно изменяет привычную оценку тиманских месторождений нефти в геологическом отношении и в то же время даёт совершенно новые руководящие указания для поисковых работ и открытия на Тимане промыслов нефти».

Мнение авторитетных учёных было единодушным: представленные профессором Павловым и магистром Черновым материалы свидетельствуют о необходимости безотлагательно начать углублённое геологическое изучение территории Печорского края.

В 1907 г. Чернов принял участие в Монголо-Сычуаньской экспедиции, возглавляемой известным путешественником Петром Козловым (1863–1935). Её маршрут пролегал из Кяхты на Ургу и далее в среднюю и южную части Монголии, область Кукунора и в северо-западную часть Сычуаня. В ходе экспедиции Чернов установил возраст и условия об-

разования осадков Ханхайского бассейна, изучил дислокации гобийских отложений, описал рельеф пустыни Гоби, Алашаньского хребта.

С 1909 г. Чернов начал свою педагогическую деятельность в Московском университете. В феврале 1911-го он, будучи уже приват-доцентом, в составе группы прогрессивных профессоров и преподавателей покинул университет в знак протеста против реакционных действий министра народного просвещения Л. А. Кассо. Весной того же года его пригласили преподавать курс палеонтологии на Высших женских курсах в Москве, где он успешно работал в течение шести лет.

В начале 1917 г. Чернов получил предложение от «Банкирского дома братьев Рябушинских» совершить экспедицию в Печорский край с целью поиска и разведки полезных ископаемых в бассейне рек Цильмы и Пижмы Печорской. В летний полевой сезон 1917 г. с группой своих сотрудников он начал проводить геологическое изучение территории. Однако последующие бурные политические события в стране: свержение Временного правительства, приход большевиков к власти, а затем и начало Гражданской войны – не позволили ему осуществить намеченные планы.

ОТКРЫТИЕ ПЕЧОРСКОГО КАМЕННОУГОЛЬНОГО БАССЕЙНА

Осенью 1917-го Чернов был избран заведующим кафедрой геологии Московских высших женских курсов, одновременно возобновил преподавательскую деятельность и в Московском университете. Он с большим успехом у студентов читал курсы «Историческая геология», «Геология» и «Эволюционная палеонтология». Казалось, что теперь педагогическая деятельность станет для него главной.

Однако вскоре его планы претерпели существенные изменения. 4 марта 1920 г. постановлением ВСНХ была создана Северная научно-промысловая экспедиция (СНПЭ). В её задачи входило

ло изучение производительных сил северных территорий страны, руководство и координация научно-практическими работами всех советских учреждений независимо от их ведомственной принадлежности. Основными структурными подразделениями СНПЭ были «отряды», которые формировались из числа квалифицированных учёных и специалистов как по тематическому, так и по региональному признаку. И в 1921 г. профессору Александру Чернову предложили возглавить горно-геологический отряд для поисков полезных ископаемых на западном склоне Северного Урала, в Печорском крае.

Это предложение он принял с радостью и впоследствии отметил: *«По натуре своей я первооткрыватель, мною владеют идеи поиска полезных ископаемых там, где их ещё не удавалось найти».*

Его экспедиция в течение трёхлетних полевых сезонов настойчиво проводила поисковые и геологоразведочные работы в бассейнах рек Большая Инта, Косью, Кожим, Илыч, Щугор и Большая Сыня. Сначала были исследованы прибрежные территории реки Илыч, где выделили полный разрез палеозойских отложений, давших определённое представление о геологическом строении западного склона Северного Урала и его предгорий в плане благоприятных условий для углеобразования. В 1923 г. экспедиция работала в бассейне реки Подчерем, где были выявлены незначительные прослойки угля в нижне-



Профессор А. А. Чернов на палубе парохода «Умба» в одной из экспедиций в Печорский край (1926 г.)

Плодотворные исследования Чернова в Печорском крае, посвящённые стратиграфии и тектонике палеозойских отложений, позволили в дальнейшем выявить целый комплекс углеводородных ископаемых этого района.

каменноугольных осадках и пермских отложениях.

В летний полевой сезон 1924 г. экспедиция перенесла работы в бассейн реки Косью. И вскоре пришёл первый успех. В октябре 1924-го при анализе собранного материала Александр Чернов сделал вывод: *«Весь бассейн Косью имеет форму клина, острие которого обращено к югу, а широкая часть – к северу. На западе этот клин ограничен грядой Чернышова. Вся эта территория, исчисляемая в 4000 км², образована, по-видимому, углесодержащей толщей... В настоящее время начинают выступать на северо-востоке европейской части СССР неясные контуры большого каменноугольного бассейна, который естественно назвать Печорским».*

В то же время на этой территории оставалось ещё немало белых пятен. И Александр Чернов в своей записке руководству Северной научно-промысловой экспедиции настаивал на расширении фронта геологоразведочных работ: *«Тогда у нас будет крупная база для развития металлургической промышленности на Северном Урале и возникнут условия для крупного ввоза угля на Средний Урал, а также, может быть, на весь север Европы».*

Его предложения были приняты, и в последующие годы усилиями советских геологов площадь Печорского каменноугольного бассейна определена в 90 тыс. км².



Будни геологической экспедиции профессора А. А. Чернова в Печорском крае (1920 гг.)

Уже в предвоенное время он стал крупнейшей базой для добычи коксующихся и энергетических углей на севере европейской части страны.

Кроме того, плодотворные исследования Чернова в Печорском крае, посвящённые стратиграфии и тектонике палеозойских отложений, позволили в дальнейшем выявить целый комплекс углеводородных ископаемых этого района.

НА ВЕРШИНЕ НАУЧНОГО ПРИЗНАНИЯ

В 1935 г. профессор Чернов прекращает педагогическую деятельность и переходит на работу в учреждение Академии наук СССР – Бюро по изучению Севера. В 1936-м ему без защиты диссертации присвоена степень доктора геолого-минералогических наук за выдающиеся работы по изучению Северного Урала. А в 1949-м он был утверждён в должности заведующего геологическим отделом Коми филиала АН СССР, затем руководил отделом четвертичной геологии, а в последние годы жизни – палеонтологическим отделом.

В 1948 г. вышла в свет его монография «Минерально-сырьевая база Северо-Востока европейской части СССР», а в 1953 г. и капитальный труд «Производительные силы Коми АССР. Том 1: Геологическое строение и полезные ископаемые». В нём изложены результаты многолетнего изучения нефтеносных структур Тимано-Печорской провинции, а также содержалось геологическое обоснование промышленного освоения углеводородных месторождений края. Автор особо настаивал на проведении поисковых работ на правобережье средней Печоры и в Большеземельной тундре, где позднее и были открыты крупные месторождения углеводородов, в том числе и Выктульское газоконденсатное месторождение.

В научном сообществе высокую оценку получили и значимые палеонтологические работы профессора Чернова – «О ближайших задачах изучения фауны из палеозойских отложений Печорского края» (1936), «К вопросу о вымирании животных организмов» (1946), «О стратиграфическом значении некоторых групп палеозойских беспозвоночных в свете работ Палеонтологического института» (1954), «О стратигра-



Юбилейный почтовый конверт, выпущенный в СССР в 1977 г.



Знак «Заслуженный деятель науки и техники РСФСР», которым награждён профессор А. А. Чернов в 1946 г.



Памятник профессору А. А. Чернову в Воркуте

фическом значении филогенетических рядов в палеонтологии» (1957), «О неполноте палеонтологической летописи» (1959) и другие. Собранный им палеонтологический материал послужил основой для стратиграфии палеозоя западных склонов Северного Урала и Пай-Хоя.

Профессор Александр Чернов принимал активное участие в общественной жизни. Избирался членом Президиума Верховного Совета Коми АССР (1955–1960), депутатом Городского совета Сыктывка-

ра (1949–1955). Являлся членом Совета Московского общества испытателей природы, Московского общества любителей естествознания, антропологии и этнографии (1903), почётным членом Всесоюзного палеонтологического общества СССР, редактором серий – «Труды Полярной комиссии АН СССР», «Производительные силы Коми АССР».

За заслуги перед Родиной А. А. Чернов удостоен звания Герой Социалистического Труда (1957), ему присвоены звания заслуженного деятеля науки и техники РСФСР (1946), заслуженного деятеля науки Коми АССР (1944). Он награждён двумя орденами Ленина (1953, 1957), орденами Трудового Красного Знамени (1943), Красной Звезды (1945), золотой медалью им. А. П. Карпинского Академии наук СССР (1952).

Отдавая должное богатому научному наследию «отца геологии Тимано-Печорского края», академик РАН Николай Юшкин (1936–2012) писал: «Имя Александра Александровича Чернова не только не померкло среди новых геологических героев, но и с каждым годом высвечивается всё ярче и ярче, и в первую очередь потому, что становятся реальными его самые смелые идеи, прогнозы и предначертания».

Нынешнее поколение российских геологов бережно хранит память о выдающемся учёном Александре Александровиче Чернове. Его именем названы: антиклинальная структура на Пай-Хое – «Поднятие Чернова», – минерал «черновит», улицы в городах Сыктывкаре, Воркуте и Инте. В Сыктывкаре и Воркуте ему воздвигнуты памятники. Его имя носит научный музей Истории геологии КНЦ УрО РАН. С 1987 г. в нашей стране регулярно проводятся геологические «Черновские чтения».