

КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ СОБЫТИЯ
ТЕПЕРЬ НА ОДНОЙ ПЛОЩАДКЕ

Russian Oil&Gas Industry Week
**НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ**

16-я Международная выставка
НЕФТЕГАЗ-2016



19-21 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

18-21 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

www.neftegaz-expo.ru

12+



Нефть россии

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

Март –
апрель
2016

www.neftrossii.ru

Азиатские энергетические флуктуации

На пути к «нетрадиционной» добыче

Экологические риски бума СПГ

Дешёвая нефть угрожает электромобилям

Как распутать турецкий газовый клубок

Ценовой кризис: кто виноват?

НЕФТЬ РОССИИ № 3-4 2016

24-27 мая



Российский нефтегазохимический форум



XXIV международная выставка

Газ. Нефть. Технологии Уфа-2016

Место проведения

ВДНХ ЭКСПО

ул. Менделеева, 158



#ГАЗНЕФЬТЕХНОЛОГИИ
#БВК

www.gntexpo.ru

(347) 246 41 77, 246 41 93
e-mail: gasoil@bvkexpo.ru

РЕКЛАМА



**ТАТАРСТАНСКИЙ
НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИЙ
ФОРУМ**

23-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ ⚡ ГАЗ ⚡ НЕФТЕХИМИЯ

**7-9
СЕНТЯБРЯ**
Казань, 2016

При поддержке:
Правительства Республики Татарстан и Президента Республики Татарстан

www.oilexpo.ru

16+

Нефтехимия и нефтегазовая промышленность: современная продукция, технологии, оборудование и материалы. Сбор, транспортировка и хранение нефти, нефтепродуктов и газа



Добыча нефти и газа



420059, г. Казань, Оренбургский тракт, 8
ОАО «Казанская ярмарка»
тел./факс: +7 (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: d2@expokazan.ru, d3@expokazan.ru
www.expokazan.ru

В точке невозврата

Новая серия террористических атак заставляет задуматься о необходимости преодоления международной конфронтации, в том числе в сфере энергетики

Валерий АНДРИАНОВ

Вечером 22 марта, после серии терактов в Брюсселе, я связался с нашим специальным корреспондентом в странах Бенилюкса Юрием Лавровым. К счастью, он не пострадал, хотя ему нередко приходится бывать и в аэропорту Завентем, и на станции метро «Мальбек». Для брюссельских экспертов в области энергетики эта станция – один из главных транспортных узлов. Недалеко от неё находятся Европарламент и Еврокомиссия, представительство России при ЕС и ассоциация промышленников BusinessEurope, офисы консалтинговых компаний и лоббистских фирм, фешенебельные отели и редакции газет. Иными словами, удар террористов вольно или невольно пришёлся по «мозговому центру» европейской энергетики.

Обсуждать мотивы, которыми руководствовались террористы, бессмысленно. Гораздо важнее, как отреагирует на их действия цивилизованный мир. Конечно, это далеко не первая подобная атака, но столь дерзкая вылазка именно в столице объединённой Европы могла бы послужить той точкой, с которой начнётся отрезвление западных властных элит, в частности связанных с энергетикой.

«Противостоять исламскому терроризму можно только на основе консолидации всех здравомыслящих людей современного мира, создания широкой международной антитеррористической коалиции, совместных действий по всем направлениям», – справедливо отмечает Ю. Лавров. Однако вместо консолидации сегодня мы наблюдаем нарастание конфронтации между Россией и Западом, в том числе и в сфере энергетики.

Как подчёркивает наш автор, азербайджанский инженер-нефтяник и политолог Джаббар Мамедов, ТЭК служит объектом пристального внимания специалистов, занимающихся обеспечением национальной безопасности своей страны и поиском уязвимых мест у потенциальных противников. Причём для подорыва «энергетической основы» того или иного хозяйства вовсе не обязательно прибегать к военным и террористическим методам. Зачастую для этого бывает достаточно чисто экономических и дипломатических рычагов. Пример тому – действия США, которые своими руками собрали и взорвали «нефтяную бомбу», обрушившую весь мировой рынок энергоресурсов (подробнее см. статью «Американские нефтяные шахматы»).

Другие эксперты также разделяют мнение о том, что нынешний ценовой кризис на рынке «чёрного золота» – вещь рукотворная. Как отмечают А. Агеев и В. Поминов, авторы статьи «Время изменить курс», последнее резкое падение мировой цены на нефть почти все комментаторы сочли результатом «неожиданно» возникшего превышения предложения над спросом – примерно на 1–2 млн барр./сут. Но непонятно, как профицит всего в 2% от добычи смог привести почти к 50-процентному снижению котировок. Если бы цена формировалась свободно, а не некими закулисными силами, такого бы не произошло.

Игры с нефтяными ценами не только вбивают клин между производителями и потребителями, Востоком и Западом, но и

закладывают мину замедленного действия под всю мировую энергетику. Они уже привели к значительному падению инвестиций в отрасль. По подсчётам Wood Mackenzie, в мире приостановлено 68 проектов на общую сумму 380 млрд долларов. А по данным Saudi Aramco, в совокупности за 2015–2016 гг. игроки отрасли собираются отказаться от проектов на 1 трлн долларов! В перспективе это неизбежно приведёт к падению добычи сырья и глобальному «энергетическому голоду» (подробнее см. статью «Нефтяные цены: игра в долгую»).

Таким образом, сегодня энергетика является не зоной активного международного сотрудничества, а полем масштабных геополитических баталий. И это создаёт серьёзные предпосылки для того же терроризма. Вспомним, «Исламское государство» (запрещённая в РФ террористическая организация) живёт на деньги от поставок нефти алчным западным трейдерам. Это яркая иллюстрация последствий той непрозрачности, которая свойственна ныне мировому рынку «чёрного золота».

Между тем, в мировой энергетике имеется немало сфер, которые могли бы стать основой для широкого международного партнёрства. К примеру, это касается освоения «трудных» углеводородных запасов. Как отмечают наши авторы А. Алаева и А. Горячева, развернувшаяся в США «сланцевая революция», а также реализуемые в Канаде и Венесуэле проекты по добыче битуминозной нефти значительно повысили интерес – и научных кругов, и широкой общественности – к нетрадиционным ресурсам углеводородного сырья (подробнее см. статью «На пути к «нетрадиционной» добыче»). Россия также обладает значительными запасами такого сырья, но для их разработки нужны передовые технологии и значительные инвестиции. Однако введённые Западом санкции препятствуют их привлечению. Это яркий пример того, как разобщённость в энергетической сфере мешает решать общие задачи.

А перспективные цели – ещё масштабнее. По сути, перед человечеством стоит задача перехода на новый технологический уклад, что предполагает существенные изменения в области энергетики. Как напоминают аналитики компании VYGON Consulting М. Белова и Е. Колбикова, сегодня на наших глазах происходит переоценка будущей роли нефти для мирового хозяйства – меняется парадигма перманентно растущего спроса на данное сырьё. На протяжении последних 12 лет МЭА последовательно снижает прогнозы объёмов нефти, которые потребуются миру. И одна из причин данного тренда – грядущий переход на электрический транспорт (подробнее см. статью «Дешёвая нефть как угроза электромобилям»). И чтобы данные изменения произошли с минимальными потрясениями для энергетики, также нужно широкое международное сотрудничество.

Итак, из трагических событий последних месяцев надо извлечь уроки. Только за счёт перехода от конфронтации к объединению усилий всех цивилизованных стран можно справиться с исламским радикализмом и решить энергетические проблемы, негативные последствия которых могут оказаться даже опаснее террористических атак.

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ

**Нефть
россии**
АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

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)

и

OIL OF RUSSIA

Журнал Oil of Russia

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-52701,
выдано 08.02.2013 Федеральной службой по надзору
в сфере связи, информационных технологий
и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель Дмитрий ГУРТОВОЙ
e-mail: editor@neftrossii.ru

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
Академик РАН

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

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

Геннадий ШМАЛЬ
Президент Союза нефтегазопромышленников

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 ГУРТОВОЙ

Над выпуском работала:
Марина СОЛДАТОВА

Вёрстка Елена АРХИПОВА

Корректор Алла БАБИЧ

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ

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

e-mail: adv@neftrossii.ru

Сайт: www.neftrossii.ru

Отпечатано в типографии ЗАО «Граффити»
121165, Москва, ул. Киевская, д. 22,

корп./стр. 1, офис/кв. 103

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 12.04.2016

Цена свободная

Статьи, публикуемые на правах рекламы, обозначены ■
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». Буровая вышка,
ЯНО. 2013 г.



NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

В точке невозврата

Новая серия террористических атак заставляет задуматься о необходимости преодоления международной конфронтации, в том числе в сфере энергетики

1

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

А. МАСТЕПАНОВ,

доктор экономических наук, академик РАН,
руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН

Азиатские энергетические флуктуации

Серьёзные изменения на газовых рынках
Северо-Восточной Азии в условиях глобальных
и региональных экономических бифуркаций: что они
несут России?

4



А. АГЕЕВ,
доктор экономических наук, профессор, генеральный
директор Института экономических стратегий;
В. ПОМИНОВ,
кандидат экономических наук, председатель
Межотраслевой группы экспертов при Торгово-
промышленной палате РФ

Время изменить курс

Для предотвращения дальнейших скачков цен на нефть
необходимо поднять систему оценки и прогнозирования
мировой энергетики на принципиально новый уровень

11

А. ВАЛЕНТИНОВ

Нефтяные цены: игра в долгую

Целый ряд факторов способствует как повышению котировок «чёрного золота» в долгосрочной перспективе, так и их застыванию на низком уровне

18

М. БЕЛОВА,

старший аналитик;

Е. КОЛБИКОВА,

младший аналитик

(VYGON Consulting)

Дешёвая нефть как угроза электромобилям

В условиях падения котировок «чёрного золота» производители электрокаров надеются на снижение себестоимости батарей и эффект масштаба

22



«Газпром нефть»



Д. МАМЕДОВ,
политолог, инженер нефтегазового комплекса
(Азербайджан)

Американские нефтяные шахматы

Можно ли противостоять действиям США, направленным на искусственное снижение цен на «чёрное золото»? **28**

СЕРВИС

М. СИЛИН,
доктор химических наук, проректор по инновационной деятельности и коммерциализации разработок;
Ю. КЛОЧКО,
директор инжинирингового центра
«Губкин инжиниринг»;
А. ЛАРИОНОВ,
кандидат технических наук, директор по маркетингу инжинирингового центра «Губкин инжиниринг»
(РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина)

Модернизация на базе знаний

Для обеспечения импортозамещения в российском НГК необходимо развивать систему инжиниринга, основанную на накоплении и анализе информации **33**

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КППМГ

А. УСОВ,
партнёр, руководитель практики по работе с компаниями нефтегазового сектора;
А. ЗЫКОВ,
директор;
А. ГРИНЬКО,
юрист
(Группа разрешения налоговых споров КППМГ)

Налоговый инспектор стучится в дверь

Проводимые ФНС налоговые проверки приобретают всё более комплексный характер и становятся более эффективными **38**



РЕСУРСЫ

А. АЛАЕВА,
А. ГОРЯЧЕВА

На пути к «нетрадиционной» добыче

России вслед за США, Канадой и Венесуэлой необходимо вплотную заняться проблемой освоения сланцевых и высоковязких ресурсов **42**

УПРАВЛЕНИЕ

Е. КАЛИНЕНКО,
менеджер проектов
(Euro Petroleum Consultants)

Проект в одном кармане

Перспективы применения ЕРС-контрактов в российской нефтепереработке и нефтехимии: быть или не быть? **48**

ЭКОЛОГИЯ

Л. АМЕТИСТОВА,
А. КНИЖНИКОВ
(Всемирный фонд дикой природы, WWF)

Экологические риски бума СПГ

Практически все стадии жизненного цикла проектов по производству и транспортировке сжиженного газа чреваты негативным воздействием на окружающую среду **53**

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

Н. САЧКОВ,
руководитель проектов
(«Центр изучения и оценки юридических и экономических проблем системы промышленной безопасности и охраны труда»)

Последний рубеж защиты

Для обеспечения безопасности на предприятиях НГК необходимо строгое соблюдение норм и требований в сфере спецодежды **60**



МИРОВОЙ РЫНОК

Ю. ЛАВРОВ,
наш собственный корреспондент в странах Бенилюкса
Турецкий газовый клубок

Обострившиеся отношения между Москвой и Анкарой наносят ущерб интересам обеих сторон в энергетической сфере **62**

БЫЛОЕ

А. МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

Вехи славного нефтяного пути

Исполнилось 150 лет нефтяной промышленности России **67**

Азиатские энергетические флуктуации

Серьёзные изменения на газовых рынках Северо-Восточной Азии в условиях глобальных и региональных экономических бифуркаций: что они несут России?

Алексей МАСТЕПАНОВ,
доктор экономических наук, академик РАЕН, руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности ИПНГ РАН

Северо-Восточная Азия (СВА) – один из крупнейших макрорегионов планеты, наиболее динамично развивающееся геополитическое пространство мира, куда последовательно смещается центр тяжести мировой экономики и политики и где во многом определяются пути и формы дальнейшего глобального развития. В его состав обычно включают КНР, КНДР, Республику Корея, Монголию, восточные районы России (иногда – всю Россию) и Японию. Поэтому процессы, протекающие в этом регионе, оказывают заметное влияние на развитие мировой экономики и энергетики в целом.

Особенностью современного этапа эволюции экономических систем большинства стран региона является их высокая степень внутреннего неравновесия, неустойчивости на фоне развивающихся процессов флуктуации¹ внешней экономической среды (колебание цен на сырьевые товары, высокая волатильность на международном финансовом рынке – скачки процентных ставок и валютных курсов, изменение таможенной политики зарубежных партнёров и соотношения сил крупных центров мировой экономики и др.). Кроме того, на эти процессы своё влияние оказывают и глобальные флуктуации, в частности такие, как открытие новых источников энергетических ресурсов, глобальное потепление, демографические процессы и резкий рост социального неравенства, социальные революции и войны. Тем самым экономика этих стран вступает в бифуркационную фазу развития², для которой характерно исчезновение прежнего системного качества. Прежние детерминации здесь уже не срабатывают, новые же ещё не развернулись. Возникающие в этих условиях своего рода «критические точки», или «точки бифуркации»³, где социально-экономическая система встречается с большим количеством возможных путей развития, значительно осложняют прогнозирование её роста на предстоящие десятилетия.

ФАКТОРЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТИ

В полной мере всё сказанное относится и к ТЭК стран Северо-Восточной Азии, их обеспечению энергоресурсами. И хотя этот макрорегион в целом является энергодостаточным, на уровне отдельных стран и регионов картина весьма разнообразная. Одни из них, как, например, Восток России, энергоизбыточны, другие, особенно Япония и Республика Корея – энергодефицитны. Причём в силу исторических и геополитических причин регион СВА и вывозит энергоресурсы за собственные пределы и импортирует их в огромном и всё большем масштабе (что обостряет проблемы его энергетической безопасности). В табл. 1 приведены основные показатели энергетического сектора экономики этих государств в 2013–2014 гг.

Кроме того, особенностью региона СВА является то, что внутрирегиональные потоки топлива и энергии обеспечивают незначительную часть его энергопотребления, поэтому энергетический ландшафт региона сегодня представляет собой набор обособленных друг от друга рынков, которые мало взаимодействуют между собой.

Отметим также, что обозначенные выше проблемы в той или иной степени характерны и для стран всего Азиатско-Тихоокеанского региона (АТР). Там в последнее время вопросы устойчивого развития энергетики тесно увязываются с проблемами обеспечения энергетической безопасности и устойчивого развития в целом, а сама энергетика рассматривается как один из важнейших факторов интенсификации и поддержания производительности во всех секторах экономики⁴. Соответственно, здесь всё больше и больше внимания уделяется экологическим аспектам ТЭК, в том числе использованию природного газа как наиболее «экологически чистого» вида ископаемого топлива.

¹ Под термином «флуктуация» в данном случае понимается неустойчивость, отклонение от состояния равновесия, от нормы [1].

² Как отмечает В. Г. Родионов (Санкт-Петербургский государственный университет), специалисты, характеризуя современную динамику социально-экономических систем на уровне и отдельных стран, и в глобальном масштабе, всё чаще определяют её как время бифуркаций, то есть более частых качественных изменений, скачков в развитии [2]. Сам термин «бифуркация» происходит от латинского *bifurcus* (раздвоенный, вилка), то есть раздвоенность. Первоначально его использовали в естественных науках и в медицине, позже он получил широкое распространение в синергетике, в процессе описания качественной перестройки того или иного объекта или той или иной системы (см., напр., [3]), а затем и в гуманитарных и общественных науках. Естественно, что при этом в определённой мере терялась первоначальная чёткость самого определения, а само его значение становилось более размытым. В экономике под бифуркацией, прежде всего, понимается разветвление структуры экономической системы, раздвоение траектории, характера функционирования социально-экономической системы [4].

³ В упрощённом понимании – «развилки», как модно стало говорить у нас.

⁴ Подробнее, например, см.: итоговый документ встречи министров энергетики стран АТР – «Совместное заявление Министров энергетики АТЭС 2015» (2015 APEC Energy Ministerial Meeting), состоявшейся в Себу (Филиппины) 13 октября 2015 г. [5].

Табл. 1. Основные показатели энергетического сектора экономики стран СВА в 2013–2014 гг.

	Россия	Китай	КНДР	Р. Корея	Монголия	Япония
Численность населения*, млн чел.	143,0	1367,0	24,9	50,2	2,8	127,3
Производство ВВП по ППС*, млрд долл. (в ценах 2005 г.)	2206,5	14257,0	104,3	1556,5	23,1	4070,5
Разведанные запасы нефти, млрд т	14,1	2,5	(0,6–8,0) ^{2,3}	0	1,6**	5,9
Добыча нефти, млн т	534,1	211,4	–	0	0,9	0,2
Потребление нефти, млн т	148,1	537,3	0,9 ³	108,0	1,2**	196,8
Разведанные запасы газа, трлн м ³	32,6	3,5	–	0	51 (МУП) ³	0,04 ⁴
Добыча газа, млрд м ³	578,7	134,5	–	0,3	–	3,7
Потребление газа, млрд м ³	409,2	188,0	–	47,8	–	112,5
Разведанные запасы угля, млрд т	157,0	114,5	0,6 (14,7 ^{2,3})	0,126	31,7** (173,5) ²	0,347
Добыча угля, млн т н. э.	170,9	1844,6	14,3 ^{1,3}	0,8	29,4 ¹	1,3 ⁴
Потребление угля, млн т н. э.	85,2	1970,5	–	84,8	–	126,5
Суммарное производство топлива и энергии*, млн т н. э.	1340,2	2566,0	24,1	43,6	16,3	28,0
Потребление первичных энергоресурсов*, всего, млн т н.э.	730,9	3023,0	14,5	234,1	5,2	437,0
Потребление первичных энергоресурсов на душу населения*, т н. э./чел.	5,11	2,21	0,58	5,25	1,84	3,57
Энергоёмкость ВВП по ППС*, т н. э./тыс. долл. (в ценах 2005 г.)	0,33	0,21	0,14	0,17	0,23	0,11

* 2013 г.

** Оценка Министерства минеральных ресурсов и энергетики Монголии.

0 – неизвестны; 1 – млн т; 2 – ресурсы; 3 – оценка; 4 – 2009 г.; 5 – МУП – метан угольных пластов.

Источники: ИПНГ РАН по данным Международного энергетического агентства, ВР, Министерства минеральных ресурсов и энергетики Монголии, Министерства нефтяной промышленности КНДР, Institute for Energy Economics Japan, Korea Energy Economics Institute и др.

Формирование газовых рынков в СВА обусловлено общей цикличностью развития мировой экономики, включая «длинные волны Кондратьева», и в значительной мере находится под воздействием всех трёх основных типов бифуркаций:

- технологических, обусловленных воздействием инноваций;
- социальных, вызванных различного рода социально-политическими конфликтами;
- бифуркаций, связанных с изменениями социально-экономического порядка под воздействием различного рода кризисов⁵.

Естественно, что ситуации с использованием природного газа в странах СВА весьма различны (данные о разведанных запасах, добыче и потреблении показаны в табл. 1). Так, в Японии и Республике Корея его доля в суммарном энергопотреблении составляет более 23% и 20% соответственно (данные за 2013 г.), тогда как в Китае – всего 5%, а в КНДР и Монголии природного газа в энергобалансе страны просто нет.

Более того, анализ и страновых данных, и результатов исследований международных организаций свидетельствует о значительной неопределённости не только объёмов потребления газа в странах СВА в предстоящие годы, но и тенденций спроса на него в целом (см. табл. 2). Общими основными факторами не-

Табл. 2. Прогноз диапазона объёмов потребления газа в странах СВА, млрд м³

	2015 г.		2016 г.	2017 г.	2018 г.	2019 г.	2020 г.
	Прогноз	Предварительные данные	Прогноз				
Китай	230	191–193	200–204	223–236	245–250	265–270	269–334 и до 420
Республика Корея	47	43	47–46	46–45	45–44	44–43	от 43–45 до 50–73
Япония	128–129	113–117	129–130	129–131	131–133	132–135	от 95–110 до 132–135

Источники: ИПНГ РАН по официальным данным соответствующих стран и результатам оценок и прогнозов национальных компаний и международных аналитических и инвестиционно-финансовых структур.

определённости динамики потребления газа в странах СВА выступают:

- мировые цены на углеводородное сырьё и издержки добычи нефти и газа как из традиционных, так и нетрадиционных источников, а также соотношение между ценами и издержками;
- состояние деловой активности и темпы роста/падения экономики как самих этих стран, так и мира в целом;
- технологический прогресс в области использования возобновляемых источников энергии (ВИЭ) и повышения энергоэффективности;
- общее соотношение спроса/предложения относительно энергии;
- динамика декарбонизации экономики и перехода к низкоуглеродной энергетике, а также правила реализации Парижского климатического соглашения ООН, которые должны быть выработаны в 2016–2018 гг. (Правила Механизма устойчивого развития; Правила «по лесам»; Правила отчётности и др.).

Кроме того, дополнительная неопределённость спроса на природный газ в Японии связана со статусом и перспективами развития атомной энергетики⁶, в Китае – с экологическим фактором, а в Республике Корея – с политической ситуацией на Корейском полуострове.

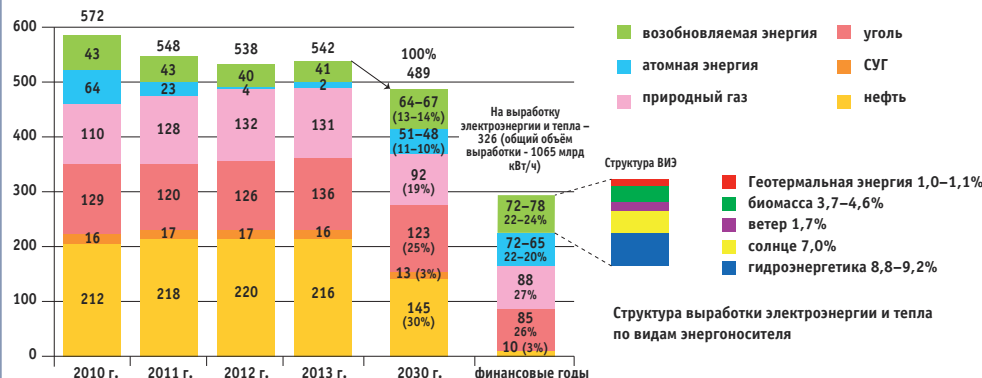
Так, резкое падение мировых цен на нефть, а вслед за ними и на природный газ, наблюдаемое с 2014 г., казалось бы, должно было стимулировать рост спроса на углеводороды. Однако в реальности этого не произошло,⁷ и в 2015 г. объём потребления газа в Китае, Республике Корея и Японии оказался существенно ниже, чем прогнозировалось ранее (см. табл. 2). А это, в свою очередь, постави-

⁶ Согласно Основному энергетическому плану 2014 г., рынок электроэнергии в Японии будет существенно дерегулирован. Поэтому, по мнению японских специалистов, будущий статус ядерной энергии в условиях либерализованного рынка трудно прогнозировать [9].

⁷ Изучение данного явления и его причин заслуживает отдельного рассмотрения, следовательно, здесь ограничимся лишь констатацией того, что произошло.

⁵ Подробнее о бифуркациях в социально-экономическом развитии см., напр., [2, 6, 7, 8].

Рис. 1. Изменение структуры энергетического баланса Японии в 2010–2030 финансовые годы* и перспективная структура выработки электроэнергии и тепла в стране по видам энергоносителя (правый столбец), млн килолитров** нефтяного эквивалента



* В Японии финансовый год начинается 1 апреля текущего года и заканчивается 31 марта следующего года.

** 1 кл равен 1 м³; 1 млн т н.э. – 1,15–1,20 млн кл (м³) н. э.

Источники: ИПНГ РАН по данным [9].

ло под сомнение и соответствующие прогнозы на 2016–2020 гг. и на более отдалённую перспективу, сделанные в 2013–2015 гг.

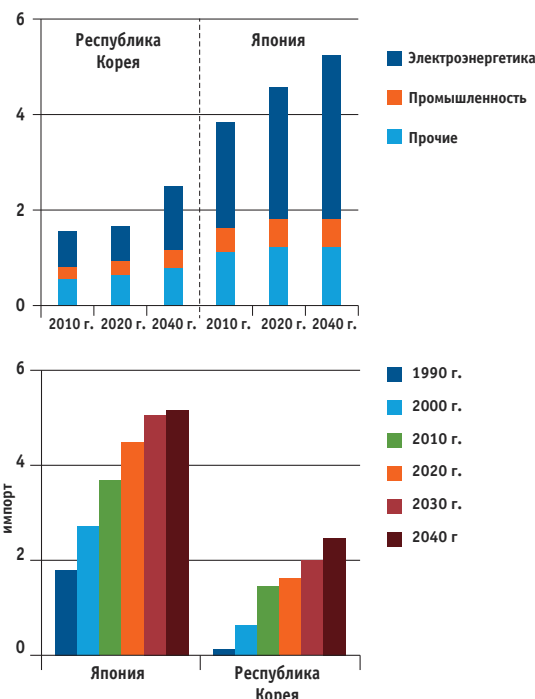
Рассмотрим подробнее ситуацию в каждой из стран региона.

Япония: надежды на уголь и СПГ

В Японии планы постепенного снижения импорта СПГ к 2030 г. существовали ещё до 2011 г. Однако после аварии на АЭС «Фукусима» и закрытия большинства атомных электростанций энергетические компании вынуждены были полностью загрузить ТЭС СПГ и мазутом, хотя эти энергоносители являются самым дорогим топливом⁸, а также резко увеличить угольную генерацию.

19 сентября 2012 г. Кабинет министров Японии утвердил новую энергетическую политику страны, в которой были определены три основные цели: снижение зависимости от атомной энергии до нуля не позднее 2030 г., рост «зелёной энергетики» и обеспечение стабильного энергоснабжения. При этом возвращение к уголю – наиболее дешёвому источнику энергии – было признано стратегически правильным ходом, несмотря на планы по сокращению выбросов углерода. А чтобы эти планы не становились тормозом для ренессанса угольной электрогенерации, в октябре 2013 г. Япония смягчила свои прежние цели по программе UNFCCC 2020, ка-

Рис. 2. Оценка потребностей в газе Японии и Республики Корея, трлн ф³



Источники: ИПНГ РАН по данным [16].

сающиеся снижения выбросов CO₂, и одобрила планы строительства нескольких новых угольных электростанций [12]. Но и эти меры оказались промежуточными. Поскольку с сентября 2013 г. в стране были остановлены все АЭС⁹, то стоимость электроэнергии, которая и раньше была одной из самых высоких в мире, выросла по сравнению с той, что была до аварии на АЭС «Фукусима» на

20% для домашнего потребления и на 30% – для промышленности.

Поэтому в апреле 2014 г. правительство одобрило новую редакцию (предыдущую приняли в июне 2010 г.) Основного энергетического плана страны (политического документа, своего рода Энергетической стратегии Японии). Основным приоритетом этого документа стала «безопасность» как фундаментальное условие развития энергетики, которое дополнило и уточнило приоритеты прежней редакции энергостратегии (энергетическую безопасность, экономическую эффективность и защиту окружающей среды)¹⁰.

16 июля 2015 г. Министерство экономики, торговли и промышленности Японии (МЭТИ) на базе обновлённого Основного энергетического плана приняло новую редакцию «Долгосрочного прогноза энергоснабжения» страны, рассчитанного до 2030 г. В нём представлена структура перспективного энергобаланса (см. рис. 1), изложены основные задачи, стоящие перед энергетическим сектором, а также указаны меры для реализации прогноза.

В частности, в этом документе предусматривается следующая структура выработки электроэнергии и тепла (правый столбец рис. 1): газовая генерация – 27% (43% в 2014 г.); угольная – 26% (30%); ядерная – 20–22% (2%); на базе ВИЭ – 14% (2%). При этом доля гидроэнергетики должна остаться на уровне 9%, а нефти в электрогенерации – снизиться с нынешних 15% до 3%.

Кроме того, в этом документе, принятом в преддверии заседания в Париже

⁸ С января 2010 г. по январь 2014 г. цены на импортный СПГ в Японию выросли в 1,8 раза [10]. В целом же, как отмечается в [11], цены на энергоносители в Японии и Республике Корея являются одними из самых высоких в мире.

⁹ 11 августа 2015 г. был запущен реактор № 1 АЭС «Сэндай» в префектуре Кагосима. Это стало первым применением АЭС со времени их остановки в 2011 г. А 29 января 2016 г. вновь заработал реактор № 3 АЭС «Такахама» в префектуре Фукуи мощностью 870 тыс. кВт. Возобновление работы этого реактора, как удовлетворяющего новым стандартам Комиссии по ядерной безопасности Японии, стало третьим по счёту вслед за реакторами № 1 и № 2 АЭС «Сэндай» [9,13].

¹⁰ Подробнее см. [9].

XXI Конференции сторон Рамочной конвенции ООН по изменению климата (COP21 – ноябрь 2015 г.), правительство Японии поставило целью до 2030 г. сократить выбросы парниковых газов на 26% по сравнению с 2013 г. При этом учитывалось, что в результате внедрения новейших технологий страна имеет один из самых низких в мире уровней энергоёмкости экономики, который продолжит снижаться и в дальнейшем (цель – уменьшение энергоёмкости ВВП на 35% к 2030 финансовому году).

Что касается новых источников поставок СПГ, то аналитики обращают внимание, прежде всего, на контракты, подписанные с американскими производителями газа. Японские компании (Mitsui, Mitsubishi, Chubu Electric, Osaka Gas и др.) заключили соглашения, в том числе так называемые толлинговые, на поставку из США сжиженного сланцевого газа в общем объёме порядка 17 млн т/год. При этом японские импортёры стремятся (и это уже происходит) инвестировать и в строительство заводов по производству СПГ, и в добычу газа в США. В результате они в минимальной степени будут зависеть от внутриамериканских цен на газ, сжигая сырьё собственных американских добычных проектов [14,15]. Верят в рост импорта СПГ Японией и в Минэнерго США (см. рис. 2). Как и в то, что Соединённые Штаты в ближайшие годы превратятся в одного из крупнейших в мире экспортёров сжиженного газа (см. рис. 3).

А тем временем падение спроса на газ продолжается и в 2016 г., хотя новые терминалы по приёму СПГ продолжают строиться. Экономические флуктуации внутреннего характера, особенно устойчивые явления в экономике и установление Банком Японии отрицательных номинальных процентных ставок, наложившись на необычно тёплую погоду и повторный ввод в эксплуатацию трёх ядерных реакторов, привели к тому, что в январе 2016 г. спрос на газ был минимальным за последние шесть лет. По данным OilPrice, он сократился по срав-

Рис. 3. США: прогнозы чистого импорта СПГ в зависимости от различных сценариев, трлн ф³

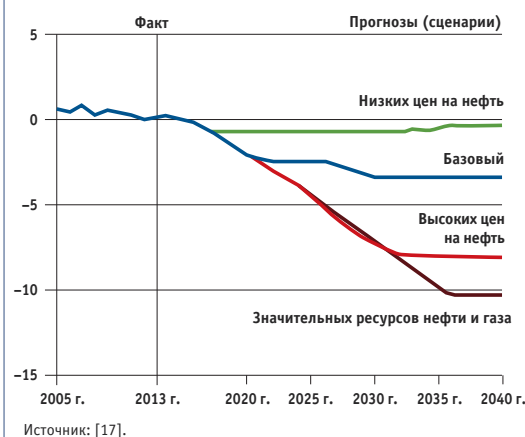
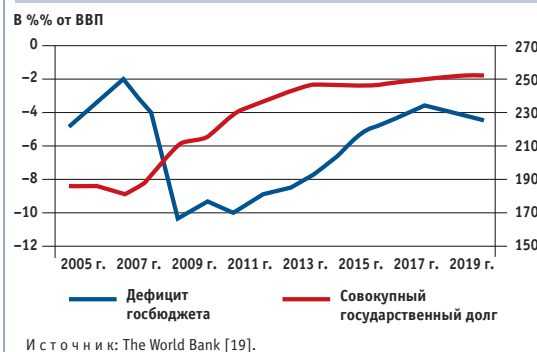


Рис. 4. Прогнозы дефицита государственного бюджета и государственного долга Японии



нению с аналогичным периодом 2015 г. на 14,1% [18]. Сохранение неблагоприятной экономической ситуации (рост дефицита государственного бюджета и госдолга на фоне рекордно низких процентных ставок) ожидается и в ближайшие годы (см. рис. 4).

Тем не менее специалисты авторитетного японского Института экономики энергетики (Institute of Energy Economics, Japan – IEEJ) в прогнозе, опубликованном 21 октября 2015 г., исходят из того, что с 2020 г. потребление природного газа в стране вновь начнёт расти, хотя и медленно. В 2030 г. оно составит 110 млн т н. э., а в 2040 г. – 112 млн т н. э. (136 и 139 млрд м³ соответственно)¹¹ [20]. Однако на динамику спроса СПГ большое влияние может оказать ввод в эксплуатацию к 2017 г. 21 ядерно-

¹¹ Интересно отметить, что в этом прогнозе потребление угля в Японии хотя и снижается, но остаётся выше, чем природного газа (в 2040 г. 116 и 112 млн т н. э. соответственно), при общем снижении энергопотребления к 2040 г. до 436 млн т н. э. (почти на 5% по сравнению с 2013 г.).

го реактора (из 43, остановленных после аварии на АЭС «Фукусима») [18]. В целом же за 2013–2040 гг. ВВП страны вырастет на 48% (до 8369 млрд долларов в ценах 2010 г.), причём население сократится до 114 млн человек (на 13 млн), а эмиссия CO₂ снизится на 200 млн т (до 1034 млн т/г.) [20].

КНР: ВРЕМЕННЫЕ ТРУДНОСТИ И БОЛЬШИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

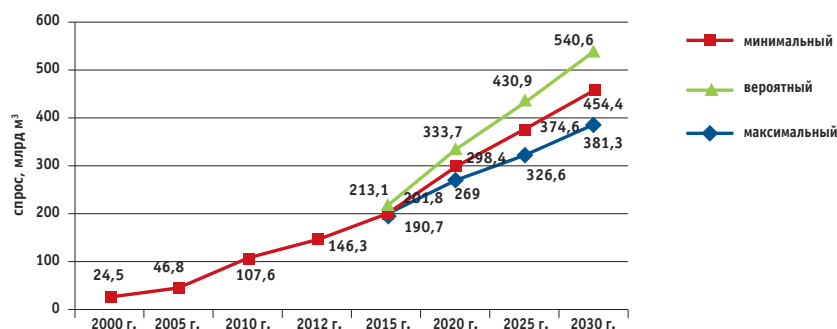
Как мы уже писали в прошлом году в журнале «Нефть России», потребление газа в Китае стремительно росло до самого последнего времени, хотя признаки его замедления обозначились уже в 2014 г. [21]. Согласно «Плану развития газовой отрасли КНР на 12-ю пятилетку» (на 2011–2015 гг.), к 2015 г. общее потребление природного газа должно было достичь 260 млрд м³. А его доля в структуре энергопотребления – превысить 8%. Однако в связи с наметившимся снижением деловой активности в стране и проблемами в развитии собственной добычи газа, в 2013 г. потребовалось скорректировать и намечавшееся на конец пятилетки потребление газа – до 230 млрд м³. Но и эти планы оказались невыполненными. Резкое замедление развития КНР в 2015 г., вызванное проявлением глубинных противоречий внутри страны и усилением нисходящего тренда экономики [22], привело к тому, что потребность в газе снизилась. Тут не помогли и поставленные китайским правительством в сентябре 2013 г. амбициозные экологические задачи, призванные уменьшить загрязнение воздуха и способствовать переходу с угля на газ¹². По итогам 2015 г. потребление природного газа, согласно данным китайских СМИ со ссылкой на CNPC и Государственный комитет по развитию и реформам, составило всего 191–193,2 млрд м³ (рост на 3,7–5,7%)¹³.

Новые внешние и внутренние вызовы (основными среди которых являются за-

¹² В частности, была поставлена задача сократить потребление угля в регионе, охватывающем территорию Пекин-Тяньцзинь-Хэбэй, на 85 млн т уже к 2017 г. К 2020 г. доля угля в энергобалансе Китая должна была снизиться до 56% по сравнению с ожидаемыми 63% в 2015 г., доля нефти – до 17% против 18%. В то же время доля природного газа должна была увеличиться до 12% против 8%, а возобновляемых видов энергии – до 15% против 11% [23].

¹³ Дополнительным фактором, замедляющим рост спроса на газ в Китае, являются, по мнению CNPC, высокие цены на него на внутреннем рынке. По имеющимся оценкам, 2 т местного угля, по калорийности эквивалентные 1 тыс. м³ газа, в середине 12-й пятилетки стоили порядка 150 долларов, тогда как цена 1 тыс. м³ импортного СПГ достигала, по данным Главного таможенного управления КНР, 600–700 долларов, составляя в среднем за год 340–350 долларов [24].

Рис. 5. Прогноз спроса на природный газ в Китае в 2015–2030 гг.



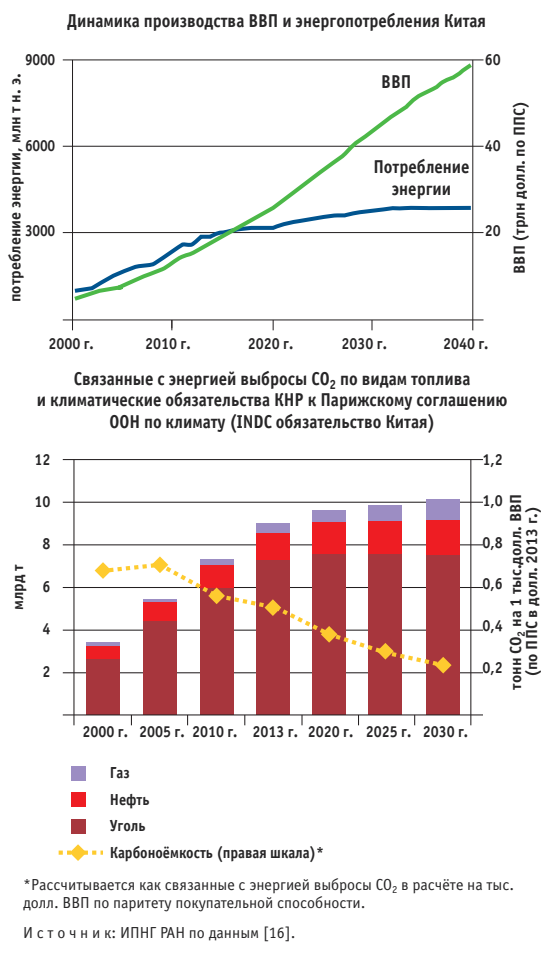
Источники: [21] со ссылкой на Институт экономики и технологий CNPC.

медление темпов роста экономики, реформа цен на газ в КНР и обвал мировых нефтяных котировок) не только замедлили повышение спроса на газ, но и породили необходимость дополнительного осмысления появившихся тенденций в развитии газового рынка страны.

Одним из следствий этих новых тенденций стал определённый пересмотр (в сторону снижения) ряда важнейших показателей газовой отрасли страны на ближайшую перспективу, сделанный на корпоративном уровне. Так, ещё в апреле 2014 г. правительство Китая прогнозировало, что в 2020 г. объём потребления газа составит 400–420 млрд м³ (Постановление Госсовета КНР «О повышении эффективности поставок природного газа от 14 апреля 2014 г. № (2014)16»). Но уже весной 2015 г. китайские нефтегазовые компании дали свои оценки ситуации. В частности, в марте был озвучен прогноз, подготовленный Институтом экономики и технологий CNPC, согласно которому спрос на природный газ в КНР в 2020 г. составит только 269–334 млрд м³ [21].

Одновременно продолжают усилия по максимально возможному наращиванию отечественного производства газа, в том числе синтетического из угля. Так, в 2015 г. компания Sinopet получила разрешение на строительство трубопровода мощностью до 90 млрд м³ в год для транспортировки газа с предприятий по газификации угля. Данные мощности плани-

Рис. 6. Экономика, энергетика и экология Китая



фикации угля. Данные мощности планируются разместить в Синьцзян-Уйгурском автономном районе и Внутренней Мон-

¹⁴ 13-й пятилетний план, принятый IV сессией ВСНП 12-го созыва, закладывает основные принципы, а также главные приоритеты социально-экономического развития КНР. Соответствующие отраслевые планы (в том числе по энергетике, газовой промышленности и пр.) будут опубликованы, как ожидается, не ранее второй половины 2017 г.

голии (всего к 2020 г. должно быть построено 155 предприятий). Газ намечается транспортировать в промышленных районах на побережье Жёлтого и Восточно-Китайского морей. Стоимость проекта – около 20 млрд долларов [11].

Китайские специалисты считают, что изменившаяся ситуация имеет временный, переходный характер. Газовая промышленность и газовый рынок КНР должны адаптироваться к изменившимся условиям, что потребует некоторого времени. Поэтому на более отдалённую перспективу прогнозы роста потребления газа в стране остаются по-прежнему высокими (см. рис. 5). Хотя проектом Плана социально-экономического развития страны на 2016 г. [принят в марте 2016 г. IV сессией высшего законодательного органа Китая – Всекитайского собрания народных представителей (ВСНП) 12-го созыва] было заложено всего 205 млрд м³ [25].

К 2020 г., в соответствии с опубликованными приоритетами развития отрасли на 13-ю пятилетку (2016–2020 гг.), потребление газа должно вырасти как минимум до 237 млрд м³, то есть на 45 млрд м³ за пять лет¹⁴.

Основной причиной повышения спроса на газ остаются экологические факторы, прежде всего резкое усиление загрязнения воздушного бассейна в результате продолжающейся индустриализации и урбанизации при преобладании угольной энергогенерации, а также быстрое увеличение количества автомобилей. И выходом из такой ситуации может быть именно рост потребления природного газа.

Отметим также, что высокие темпы роста спроса на газ в Китае прогнозируют и в Институте экономики энергетики Японии. В уже упоминавшемся прогнозе от 21 октября 2015 г. они составляют в среднем за 2013–2040 гг. 5,4%, снижаясь с 9% в 2013–2020 гг. до 3% в 2030–2040 гг. Соответственно, объём потребления газа, согласно этому прогнозу, вырастет с 256 млн т н. э. в 2020 г. до 431 млн т н. э. в 2030 г. и до 580 млн т н. э. в 2040 г. (с 317 до 533 и до 717 млрд м³ соответственно). А его доля в суммарном энергопотреблении страны возрастет к 2040 г. до 14% [20].

Однако подобное увеличение потребления газа в КНР будет сопровождаться практически стабильным спросом на уголь (порядка 2160 млн т н. э./год). Поэтому уголь останется основным источником первичной энергии в стране на весь период до 2040 г. [20]. Тем более

что одним из приоритетов 13-й пятилетки названо использование высокоэффективных технологий «чистого» угля.

В целом же за 2013–2040 гг. ВВП Китая, согласно прогнозу японских специалистов, вырастет в 3,9 раза (до 29180 млрд долларов в ценах 2010 г.), причём население увеличится всего на 2,4% (на 32 млн человек), а прирост эмиссии CO₂ составит 23% (до 11627 млн т/г.) [20].

Одновременно продолжится (скорее всего, даже усилится) тенденция снижения энергоёмкости китайского ВВП¹⁵ и перехода страны на менее энергоёмкую модель роста. Это будет обусловлено структурными изменениями в экономике, благоприятствующими расширению сектора услуг¹⁶ вместо тяжёлой промышленности, и активной энергосберегающей политикой государства (см. рис. 6). Так, только за последние три года были ликвидированы отсталые производственные мощности по выплавке стали и чугуна в объёме свыше 90 млн т, по производству цемента – 230 млн т, листового стекла – свыше 3,8 млн т, электролитического алюминия – свыше 1 млн т [22]. В целом же за годы 12-й пятилетки энергоёмкость ВВП снизилась на 18,2%, в том числе за 2015 г. – на 5,6% [22]. Правительство стремится сделать двигателями роста экономики не производство и инвестиции, а потребление, услуги и высокие технологии. В соответствии с основными принципами и главными приоритетами социально-экономического развития КНР на 13-ю пятилетку, 60% экономического роста Поднебесной к 2020 г. должно быть связано с технологическими инновациями.

Наглядный пример такого развития – увеличение числа проданных электромобилей и гибридов (имеющих как электромотор, так и двигатель внутреннего сгорания) более чем в три раза (с 59 до 189 тыс.) всего за один 2015 г. В результате КНР стала главным рынком сбыта для электромобилей, обогнав США [26]. К 2020 г. ставится задача увеличить производство и продажи автомобилей с использованием новых видов энергоресурсов до 5 млн единиц. Ожидается также дальнейший прогресс в сфере информационных технологий, новых видов энергоресурсов и новых материалов.

Кроме того, реализуя политику снижения выбросов парниковых газов, Китай взял на себя ряд обязательств:

- к 2030 г. достигнуть пика выбросов;
- снизить к 2020 г. выбросы на единицу ВВП (его карбоноёмкость) на 40–45% относительно 2005 г.;
- довести производство энергии из возобновляемых источников до 20% от общего объёма;
- увеличить поглощающую способность своих лесов [28, 29].

Только в 2015 г. Китай потратил на развитие возобновляемой энергетики, по данным Bloomberg New Energy Finance, порядка 111 млрд долларов.

Наряду с ВИЭ быстрыми темпами развивается и атомная энергетика, и уже в ближайшие десятилетия страна выйдет в лидеры по генерации атомной энергии. Так, 13-м пятилетним планом намечено увеличение мощностей атомных блоков до 58 ГВт и начато строительство новых АЭС суммарной мощностью 30 ГВт. По оценкам МЭА, к 2040 г. на КНР будет приходиться порядка 50% всего мирового производства электроэнергии на АЭС (в 2013 г. – 4,5%) [27]. В результате всех этих мер выбросы углекислого газа снизятся на 18%.

В целом же решения IV сессии ВСНП 12-го созыва, на наш взгляд, свидетельствуют о том, что в стране осознаётся особенность современного этапа социально-экономического развития – вступление в новую бифуркационную фазу. Новые точки бифуркации, подготовленные в ходе предыдущего этапа многочисленными экономическими¹⁷ и внешнеэкономическими флуктуациями, открывают перед Китаем разнообразие вариантов дальнейшего развития. Решения IV сессии и документы 13-го пятилетнего плана показывают твёрдую нацеленность руководства страны на поиск этих вариантов и решение вытекающих из них проблем, в том числе и связанных с развитием газовой отрасли и газопотребления.

(Окончание следует)

Использованные источники и литература

1. Комлев Н. Г. Словарь иностранных слов. М.: ЭКСМО, 2006. – 669 с.
2. Родионов В. Г. Технология моделирования динамики социально-экономических систем в условиях роста неопределённости // Вестник УГТУ–УПИ, 2008. № 5. С. 105–115.
3. Капица С. П., Курдюмов С. П., Малинецкий Г. Г. Синер-

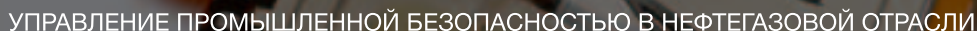
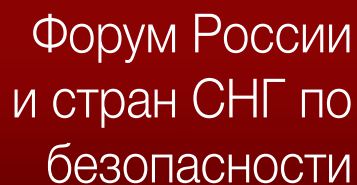
гетика и прогнозы будущего. – 3-е издание. М.: Едиториал УРСС, 2003. – 286 с. («Наука», 1997. 286 с.)

4. Райзберг Б. А., Лозовский Л. Ш., Стародубцева Е. Б. Современный экономический словарь. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: ИНФРА-М, 2013. – 512 с.
5. 2015 APEC Joint Energy Ministerial Statement = <http://apec2015.ph/2015/10/13/joint-energy-ministerial-statement/>
6. Родионов В. Г. Реализация созидательного потенциала технологии «управления хаосом» в регулировании социально-экономических систем/ сайт Института экономики и права Ивана Кушнера. См.: <http://www.be5.biz/ekonomika1/r2012/3038.htm>
7. Ерохина Е. А. Теория экономического развития: (системно-самоорганизационный подход). – Томск: Изд-во Том. ун-та, 1999. – 160 с.
8. Ерохина Е. А. Закономерности экономического развития: системно-самоорганизационный подход // Вестник Томского государственного университета. Выпуск № 280. 2003. С. 127–129.
9. Koyama Ken. Inside Japan's Long-term Energy Policy // Japan SPOTLIGHT. September/October 2015, pp. 42–45.
10. Morikawa Tetsuo. Gas Markets in 2015: Outlook and Challenges. IEJ, December 19, 2014.
11. Справочно-аналитические материалы по энергетике стран Азиатско-Тихоокеанского региона (подготовлены к заседанию Комиссии при Президенте Российской Федерации по вопросам стратегии развития топливно-энергетического комплекса и экологической безопасности). М., 2015. Октябрь. 36 с.
12. FAO. Приложение к отчёту III. Оценка рынка в России, Китае, Японии и Южной Корее. URL: <http://www.eastagri.org/meetings/docs/meeting100/Annex%20Report%20III%20Markets%20RUS.pdf>
13. Япония возобновила работу третьего атомного реактора после аварии 2011 года. URL: <http://www.atomic-energy.ru/news/2016/02/01/62933>
14. URL: <http://mfd.ru/news/view/?id=2056840>
15. Собко А. Иллюзии свободного рынка. URL: <http://www.odnako.org/blogs/illyuzii-svobodnogo-rynka-eshe-raz-o-politicheskom-aspekte-amerikanskogo-gazovogo-eksporta/>
16. Annual Energy Outlook 2013. With Projections to 2040. April 2013. U.S. Energy Information Administration. Office of Integrated and International Energy Analysis. U.S. Department of Energy. Washington, DC 20585.
17. Annual Energy Outlook 2015. With Projections to 2040. April 2015. U.S. Energy Information Administration. Office of Integrated and International Energy Analysis. U.S. Department of Energy. Washington, DC 20585. URL: www.eia.gov/forecasts/aeo
18. OilPrice. WEEKLY REPORT. 19/02/2016. URL: <http://oilprice.com/>
19. World Bank Group. Global Economic Prospects, January 2016: Spillovers amid Weak Growth. Washington, DC: World Bank.
20. Asia/World Energy Outlook 2015. The Institute of Energy Economics, Japan (IEEJ). The 421st Forum on Research Works, October 21, 2015. URL: <http://eneken.iej.or.jp/data/6371.pdf>; <http://eneken.iej.or.jp/data/6372.pdf>; http://eneken.iej.or.jp/en/press/Annex_20151022.pdf
21. Мастепанов А. М., Сидоренко С. А., Ковтун В. В. Правильный поворот на Восток. Развитие сотрудничества с КНР в газовой сфере является не следствием западных санкций, а результатом продуманной долгосрочной государственной политики // Нефть России. 2015. № 5–6. С. 16–25.
22. Доклад о работе Правительства, зачитанного премьером Госсовета КНР Ли Кэцяном на 4-й сессии Всекитайского собрания народных представителей / ВСНП / 12-го созыва. URL: http://russian.china.org.cn/china/txt/2016-03/17/content_38052705.htm
23. ОБЗОР: Азия потребляет 75% СПГ, лидируют Япония, Южная Корея и КНР. URL: <http://mfd.ru/news/view/?id=2056840>
24. Мастепанов А., Ковтун В. Китай формирует газовую промышленность XXI века // Нефтегазовая вертикаль. 2012. № 6. С. 42–56.
25. IEJ e-NEWSLETTER. № 80, February 16, 2016. URL: <http://eneken.iej.or.jp/en/jeb/160216.pdf>
26. Электромобили: Китай оставил Германию далеко позади. URL: <http://www.dw.com/ru/ot-02.02.2016>
27. World Energy Outlook 2015. OECD/IEA, 2015.
28. Energy Climate and Change. World Energy Outlook Special Report. OECD/IEA, 2015.
29. URL: http://www.rusecounion.ru/poprostomu_INDC

¹⁵ По оценкам японского Института экономики энергетики, почти в 2,8 раза за 2014–2040 гг. [20]. 13-м пятилетним планом ставится задача увеличить эффективность потребления энергоресурсов на 15%, а потребление воды на каждые 10 тыс. юаней ВВП снизить на 23% от нынешнего уровня.

¹⁶ В 2015 г. удельный вес сферы услуг в ВВП страны поднялся до 50,5%, впервые превысив его половину [22].

¹⁷ К основным внутренним экономическим флуктуациям обычно относят колебания доходов, спроса, предложения, цен, ставки процента, урожайности сельскохозяйственных культур, инвестиций, нормы и массы прибыли, инноваций, условий кредитования, осуществление крупных проектов, усиление или ослабление конкуренции и др. См., напр., [7].



8-9 июня 2016 · Самара · отель Ренессанс

Практические примеры внедрения системы управления промышленной безопасностью; использование опыта крупнейших компаний в отрасли.



КЛЮЧЕВЫЕ ДОКЛАДЧИКИ:



Время изменить курс

Для предотвращения дальнейших скачков цен на нефть необходимо поднять систему оценки и прогнозирования мировой энергетики на принципиально новый уровень

Александр АГЕЕВ,
доктор экономических наук, профессор, генеральный директор Института экономических стратегий;
Валентин ПОМИНОВ,
кандидат экономических наук, председатель Межотраслевой группы экспертов при Торгово-промышленной палате РФ

В соответствии с просьбой глав стран Группы двадцати был предпринят ряд инициатив по решению энергетической проблемы. На это направлены и симпозиумы по прогнозированию энергетики и семинары по взаимодействию между физическими и финансовыми рынками энергии. С 2011 г. их совместно проводят Международное энергетическое агентство (МЭА), Международный энергетический форум (МЭФ) и Организация стран-экспортёров нефти (ОПЕК) обычно в штаб-квартире МЭФ в Эр-Рияде. Шестой по счёту симпозиум состоялся в феврале 2016 г. Он сочетался с последующим аналогичным по профилю «круглым столом» «лидеров мысли» и оказался самым внушительным за все годы – в нём участвовало свыше 110 представителей многих стран мира и ведущих компаний.

По сложившейся традиции центральным вопросом симпозиума явилось обсуждение прогнозов мировой энергетики, которые в конце 2015 г. подготовили МЭА и ОПЕК, а также сравнение этих прогнозов, подготовленное МЭФ и Университетом Дьюка (США). Кроме того, рассматривались разработки других авторов по той же тематике.

Представитель Межотраслевой группы экспертов (МГЭ) рассматривал участие в данном симпозиуме как возможность продвижения её предложений, представленных в докладе¹, который был подготовлен по данному случаю совместно с Институтом экономических стратегий (ИЭС).

В свою очередь, Пятый семинар по взаимодействию между физическими и финансовыми рынками энергии состоялся в марте 2016 г.

В настоящей статье раскрываются особенности последних симпозиума и семинара. Кроме того, предпринимается попытка изложить в кратком виде актуализированные представления об определении путей решения глобальной энергетической проблемы на основе нового подхода к оценке и прогнозированию мирового топливно-энергетического хозяйства.

ШЕСТОЙ ПО СЧЁТУ, А СУТЬ СТАРАЯ

Ход Шестого симпозиума подтвердил справедливость основных выводов указанного доклада: несмотря на происходящее постепенное совершенствование прогнозов МЭА и ОПЕК, им по-прежнему присущи существенные недостатки. Основные из этих недостатков подробно рассмотрены в разработках, выполненных ранее МГЭ, в том числе частично отражённых в публикациях.²

Среди недостатков можно отметить следующие:

- неразрешимость дилеммы «сценарии – прогнозы»;
- множественность сценариев и вариантов;
- нежелание объединить усилия;
- пренебрежение выделением средних и малых стран;
- отсутствие должной транспарентности;
- юридическая несостоятельность;

- сомнительность акцептирования прогнозов лицами, принимающими решение;
- несоответствие моделирования и внеомодельных построений;
- просчёты из-за недостаточного внимания к оценке ретроспективы и прошлого опыта прогнозирования, а также современного состояния и ближайшего будущего;
- некритическое использование данных агентств ценовой информации;
- неспособность отделить физическую нефть от бумажной;
- неясная роль мировой цены нефти;
- зауженный ракурс рассмотрения энергетической бедности;
- ненужные нагромождения в виде новых построений, таких как дорожные карты;
- в целом низкий уровень системности и технологичности.

Хотя надо признать, что в ряде попыток прогнозирования энергетики отдельных регионов и стран удалось преодолеть некоторые из этих недостатков.

Прежде всего, поражает обилие выплеснутых на мировой рынок сценариев, весьма широкий диапазон закладываемых в них соотношений, методов расчёта и отсюда – значений важнейших параметров. Кратко упомянем только некоторые важнейшие аспекты, особенно относящиеся к мировой цене нефти. Для этого воспользуемся сводными данными последних сценариев развития мировой энергетики (см. табл. 1).

Дальнейший рост числа разнообразных прогнозов и сценариев по традиции продолжился и в 2016 г. (см. табл. 2), причём уровень соответствующих отчётов ведущих международных нефтяных компаний оказывается заметно ниже, чем у тех же МЭА и ОПЕК.

Ввиду огромного объёма опубликованных версий прогнозных сценариев, а также отсутствия возможности проверить расчёты приве-

Табл. 1. Сводные данные последних сценариев развития мировой энергетики

	Население, млрд человек	ВВП, трлн долл.	Общее потребление первичной энергии, млрд т н. э.	Средняя мировая цена нефти*, долл./барр.
67 сценариев в документах 2011–2014 гг. 12 организаций, данные на 2035 г.				
Диапазон значений	8–9	100–212	14–20	40–210
27 сценариев в документах 2015 г. семи организаций, данные на 2040 г.				
Диапазон значений	9–10	115–249	14–24	70–125

*Цены неизменные разных лет.

¹ Toward New Frontiers in Global Energy Assessment and Forecasting on Basis of Systems Approach. Этот доклад на английском и русском языках высылается по заявке на rybik@pisem.net

² См., например, Экологический вестник России. 2015. № 2. С. 4–17. Там же. № 3. С. 4–15. Там же. № 9. С. 4–19. Там же. № 12. С. 3–14; Нефть России. 2015. № 7–8. С. 22–26. Там же. № 9. С. 8–13.

Табл. 2. Сценарии из основных прогнозов*

Сценарии	Годы	Население, млрд человек	ВВП, трлн долл.	Потребление первичной энергии, млрд т н. э.	Средняя мировая цена нефти, долл./барр.
Сценарии прогнозов, вышедших в 2015 г.					
1. Международное энергетическое агентство ¹ [1]					
Фактические данные	2013	7	нд	14	97(2014)
1.Текущая политика	2020	нд	н/д	15	83/92
	2030	нд	н/д	17	130/176
	2040	9	н/д	20	150/246
		2040	9	н/д	20
2.Новая политика (центральный)	2020	нд	н/д	15	80/89
	2030	нд	н/д	16	113/153
	2040	9	н/д	18	128/210
		2040	9	н/д	18
3.Выбросы на уровне 450 ²	2020	нд	н/д	14	77/85
	2030	нд	н/д	15	97/131
	2040	9	н/д	15	95/156
		2040	9	н/д	15
4.Низкая цена нефти	2020	нд	н/д	15	55/61
	2030	нд	н/д	16	70/95
	2040	9	н/д	18	85/140
		2040	9	н/д	18
5.Мост	н/д				
6.Вариант индийской мечты					
2. Организация стран-экспортёров нефти ³ [2]					
Фактические данные	2014	7	99 ⁴ (2013)	13(2013)	55/нд(2015)
1.Базовый	2020	7	н/д	15	71/80
	2030	8	н/д	17	н/д/123
	2040	9	249 ⁵	20	95/160
		2040	9	249 ⁵	20
2.Более быстрый рост экономики	2020	н/д	н/д	н/д	н/д
	2030	н/д	н/д	н/д	н/д
	2040	н/д	264 ⁵	н/д	н/д
		2040	н/д	264 ⁵	н/д
3.Более медленный рост экономики	2020	н/д	н/д	н/д	н/д
	2030	н/д	н/д	н/д	н/д
	2040	н/д	223 ⁵	н/д	н/д
		2040	н/д	223 ⁵	н/д
4.Замедленная нефтедобыча вне ОПЕК	н/д				
5.Ускоренная нефтедобыча вне ОПЕК					
3.ExxonMobil [3]					
Фактические данные	2010	7	н/д	н/д	н/д
1.Без названия	2035	н/д	136 ^{6, 7}	16 ⁷	н/д
	2040	9	155 ⁶	16	н/д
		2040	9	155 ⁶	16
4.Statoil ⁸ [4]					
Фактические данные	2012	н/д	н/д	13	н/д
1.Сценарий реформ	2040	н/д	н/д	17	н/д
2.Сценарий обновления	2040	н/д	н/д	14	н/д
3.Сценарий соперничества	2040	н/д	н/д	16	н/д
5.Институт экономики энергетики, Япония ⁹ [5]					
Фактические данные	2013	7	н/д	14	105
1.Базовый	2020	н/д	н/д	н/д	75/84
	2030	н/д	н/д	н/д	100/137
	2040	н/д	н/д	19	125/209
		2040	н/д	н/д	19
2.Продвинутая технология (предпочтительный)	нд				
3.Низкая цена нефти	2020				70/79
	2030	н/д			75/103
	2040				80/131
		2040			
4.Представительный для категории 450 ²	н/д				
5.Оптимальный для категории 450 ²					
6.Массачусетский технологический институт ¹⁰ [6]					
Фактические данные	2010	7	52	17	н/д
1.Без названия	2035	9	103	23	н/д
	2040	10	115	24	н/д
		2040	10	115	24
Объединенный исследовательский центр ¹¹ [7]					
Фактические данные	2010	7	52	13	75
1.Базовый	2040	9	192	21	130
2.Глобальное смягчение	2040	нд	241	16–16,6	103
3.Отложенное смягчение	н/д				
4.Вариант низкой цены					

Табл. 2. Сценарии из основных прогнозов*

Сценарии	Годы	Население, млрд человек	ВВП, трлн долл.	Потребление первичной энергии, млрд т н. э.	Средняя мировая цена нефти, долл./барр.
Сценарии прогнозов, вышедших в начале 2016 г.					
1. BP ¹⁰ [8]					
Фактические данные	2014	7	105	13	н/д
1.Базовый	2035	9	217	17	н/д
2.Земедленный рост мирового ВВП	н/д				
3.Ускоренный переход к низкоуглеродному миру					
4.Более высокий потенциал сланцевых нефти и газа					
2.ExxonMobil ^{10, 12} [9]					
Фактические данные	2014	7	68	14	н/д
1.Без названия	2040	9	155	18	н/д

Сокращения:

т н. э. - тонн нефтяного эквивалента

н/д – нет данных в открытых публикациях и/или на сайтах соответствующих организаций

* Цифры округлены.

¹ Средняя импортная цена МЭА как эквивалент мировой цены нефти, доллары.

Числитель – цены 2014 г., знаменатель – номинальные цены.

² 450 частиц углекислого эквивалента на 1 млн³ Референтная цена корзины нефтей ОПЕК. Числитель – цены 2014 г., знаменатель – номинальные цены.⁴ Доллары 2005 г., по паритету покупательной способности.⁵ Доллары 2011 г., по паритету покупательной способности.⁶ Доллары 2010 г., по паритету покупательной способности.⁷ Интерполировано по данным в источнике.⁸ Приблизительные данные, полученные из диаграмм в документе Statoil.⁹ Цены нефти: числитель – доллары 2014 г., знаменатель – номинальные.¹⁰ ВВП – доллары 2010 г., по паритету покупательной способности.¹¹ ВВП – доллары 2010 г., по паритету покупательной способности, цена нефти – доллары

2005 г., частично рассчитано по данным в документе Объединённого исследовательского центра.

¹² Приблизительные данные, вытекающие из диаграмм в документе ЕххонMobil.

Источники:

[1] IEA (International Energy Agency) (November 2015). World Energy Outlook 2015. Paris, France.

[2] OPEC (Organization of the Petroleum Exporting Countries). (October 2015). 2015 World Oil Outlook. Vienna, Austria.

[3] ExxonMobil (February 2015). 2015 The Outlook for Energy: A View to 2040. Irving, USA.

[4] Statoil (June 2015). "Energy Perspectives. Long-Term Macro and Market Outlook". Stavanger, Norway.

[5] The Institute of Energy Economics (October 2015). Asia/World Energy Outlook 2015. Tokyo, Japan.

[6] MIT (Massachusetts Institute of Technology) (2015). Energy & Climate Outlook. Perspectives from 2015. Cambridge, USA.

[7] JRC (Joint Research Centre, Institute for Prospective Technological Studies, European Commission).

(2015). GEC02015. Global Energy and Climate Outlook. Road to Paris. Seville, Spain.

[8] BP (British Petroleum) (February 2016). BP Energy Outlook 2035. London, The United Kingdom.

[9] ExxonMobil (February 2016). 2016 The Outlook for Energy: A View to 2040. Irving, USA.

данных в них значений параметров и присущих им остальных изъянов, все они, вместе взятые, и каждый из них в отдельности лишены системности и не могут считаться надёжной основой для принятия практически значимых решений органами власти и бизнесом.

ПЕРИПЕТИИ ВОКРУГ ЦЕНЫ НЕФТИ

Несколько подробнее остановимся на трактовке ключевого параметра – мировой цены нефти. Под ней МЭА подразумевает «среднюю цену сырой нефти, импортируемой в страны-члены МЭА», а ОПЕК – «референтную корзину цен нефти» стран-членов этой организации. В то же время и МЭА, и ОПЕК многие свои построения основывают на известных мировых маркерах – Brent и WTI, – которые также условно можно считать аналогами мировой цены нефти. Поскольку абсолютные значения всех этих типов цен часто весьма близки между собой, по ходу ознакомления с прогнозами становится неясным, о какой конкретно цене идёт речь в том или ином месте.

К этому надо добавить, что до сих пор не определён механизм формирования мировой цены нефти и не решена задача, поставленная саммитами глав стран G20, – разработать рекомендации по установлению связей между физическими и финансовыми нефтяными рынками. Наконец, никто из не допущенных до «святой святых» не может сказать, как конкретно формируются значения мировой цены нефти, публикуемые известными ценовыми агентствами.

Судя по всему, не разобравшись в данной ключевой проблеме, авторы указанных прогнозов тем не менее некритически используют для своих построений, по сути, сомнительную ценовую информацию – то как исходно задаваемые величины, то как рассчитываемые результирующие параметры. Отсутствие единства и точности – вот что отличает прогнозирование мировой цены нефти даже на ближайшую перспективу (см. табл. 3).

В этом отношении недалеко от властных инстанций ушёл и бизнес. Мировая цена нефти – один из самых сомнительных параметров в программах топливно-энергетических компаний.

Тем временем на мировых рынках продолжают бесконтрольно действовать силы, которые, собственно, и вызывают непредсказуемое движение мировой цены нефти. Как видно из табл. 4, её среднегодовое значение в большую часть последних лет прирастало, но в течение пяти лет она падала, особенно драматично в 2009-м и 2015 г. Внутригодовые колебания, из-

меряемые превышением максимальных значений над минимальными, по годам изменялись от +28 до +272%, достигнув +458% в целом за весь рассматриваемый период.

Внутригодовые колебания, резко уменьшившиеся после 2008–2009 гг., в 2014 г. заметно (и, как всегда, почти для всех неожиданно) возросли – до 103%. Опасность будущих резких перепадов не исключена, а главное, полностью не осознаётся.

Волатильность цены, отражённая в табл. 4, часто не имеет ничего общего с соответствующим параметром физической добычи нефти. То есть создаётся впечатление, что колебания относятся к какому-то другому объекту, но не к самой нефти. Принято всё же считать, что, так или иначе, мировая цена нефти должна определяться взаимодействием спроса на неё и предложением её на мировом рынке. Однако что-то не находится математически выверенных объяснений, как и где именно пресловутые спрос и предложение вступают в определенное взаимодей-

Табл. 3. Отклонения прогнозов среднегодовой мировой цены нефти от её фактически достигнутых значений, %*

Источники	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016**
Правительство США***	+32	–9	–10	–6	–5	+1	+86	+64
Goldman Sachs***	+27	+15	+10	+27	+26	+12	+76	+36
Правительство России****	+59	–26	–45	–9	–16	–3	+89	+56

** За 01.01.2016–10.04.2016 гг.

*Использованы данные из прогнозов, опубликованных в конце соответствующих предшествующих лет.

***Данные для нефти марки WTI.

****Данные для нефти марки Urals.

Табл. 4. Динамика и волатильность мировой цены нефти*

Годы														
2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2004–2015**	2016***	2004–2016****
1. Среднегодовая номинальная цена, долл./ барр.														
42	57	66	72	100	62	79	95	94	98	93	49	76	33	72
2. Изменение среднегодовой номинальной цены против предыдущего года, %														
+35	+36	+16	+9	+39	–38	+27	+20	–1	+4	–5	–47	+17	–33	–21
3. Изменение объемов мировой добычи нефти против предыдущего года, %														
+4	+1	0	0	+1	–2	+2	+1	+2	+1	+2	+2	+10 ¹⁰	+1	+11
4. Превышение максимальных значений цены над минимальными, %														
+56	+53	+33	+87	+272	+132	+41	+51	+40	+28	+103	+74	+326	+50	+458

* Данные о WTI – Energy Information Administration, о добыче и экспорте нефти – BP, ОПЕК.

** За весь период.

*** За 01.01.2016–22.03.2016 гг.

**** Рост мирового экспорта жидких углеводородов за тот же период составил 16%.

вие между собой и каким именно образом оно влияет на саму цену.

Ещё в декабре 2008 г. на специальной встрече в Лондоне прозвучал призыв группы министров и представителей компаний: «Обеспечить... разработку рекомендаций по снижению волатильности на нефтяных рынках». Позже он воплотился в проведении совместных семинаров МЭА, МЭФ и ОПЕК по взаимодействию между физическими и финансовыми рынками энергии. Но данный призыв, к сожалению, не был воспринят буквально, и впоследствии ни пять таких семинаров, ни многочисленные другие профильные мероприятия не сделали ничего, чтобы действительно обеспечить разработку необходимых рекомендаций. Исключением не стали и симпозиумы по прогнозированию энергетики. Одной из немногих структур, которая восприняла указанный призыв серьезно, была МГЭ.

Ни у кого не хватает смелости назвать конкретные организации и лица, которые непосредственно двигают мировую цену нефти в ту или иную сторону. И это в лучшем случае. А если говорить о худшем случае, то надо иметь в виду, что по некоторым данным до 90% операций на главных биржах ныне выполняют сверхскоростные компьютерные программы, фактически играющие между собой и находящиеся в руках отнюдь не простых участников торговли.

Не следует также забывать, что сохранению текущей ситуации способствует активная деятельность приверженцев убеждения, согласно которому с этой ситуацией надо смириться, как с явлением, ниспосланным рыночным мироустройством. При этом главный выход видится лишь в том, чтобы облегчить этой «вещи в себе» проявление своих позитивных возможностей.

К тому же ни одна из упомянутых организаций не попыталась отделить друг от друга цены физической и бумажной нефти. Это обстоятельство лишь мимоходом упоминается авторами. Ими не раскрыт и алгоритм выхо-

да на объёмы производства и потребления энергоресурсов, рассчитываемые по императивно заданным на перспективу значениям цены нефти. О том, насколько неверными оказываются такие значения, свидетельствует отсутствие каких-либо предвидений произошедшего резкого падения цены нефти.

ТУПИКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

Авторам рассматриваемых прогнозов не приходит в голову мысль объединить свои усилия в данной области. МЭА и ОПЕК, очевидно, намерены и далее идти каждой своим путём, предоставляя возможность МЭФ и Университету Дьюка определять расхождения между результатами, полученными этими двумя организациями.

В своём заключительном слове на Шестом симпозиуме по прогнозированию энергетики генеральный секретарь МЭФ Альдо Флорес-Квируга сделал знаменательное заявление, подчеркнув, что он был удивлён проявившейся на этом мероприятии неуверенностью в отношении предстоящих трендов, в том числе в таких областях, как новые источники энергии, сланцевые месторождения, не говоря уже о динамике цен нефти. К этому надо добавить, что в 2013 г., на III симпозиуме, он же призывал разработчиков прогнозов энергетики максимально возможно учитывать интересы тех, кто принимает решения. Иначе говоря, даже у руководителя ключевого организатора симпозиума зарождаются сомнения в действенности этого мероприятия (по крайней мере, в его сложившемся формате).

Поскольку регламент симпозиума разработали заблаговременно, невозможно было качественно изложить вышеприведённый подход в крайне ограниченное время, выделенное для вопросов и отрывочных выступлений. Поэтому представитель МГЭ ограничился раздачей буклета с докладом участникам и пояснениями в личных контактах с ними. Обычно реципиенты обещали тщательно ознакомиться с докладом.

Здесь надо принять во внимание, что практически все другие участники симпозиума воспринимают как должное сложившуюся практику ценообразования. С таких позиций трудно сдвинуть кого-либо простыми точечными усилиями. Нужна более фундаментальная работа. Это с одной стороны.

С другой стороны, многие представители бизнес-структур, а вместе с ними и экспертного сообщества не решаются без согласования со своим начальством не только поддерживать подобные «новые» инициативы, но и вообще как-то реагировать на них.

Особенность рассматриваемых симпозиумов состоит и в том, что они проводятся во исполнение соответствующего решения глав стран G20. Однако после выделения необходимых средств ни эта группа, ни руководящие органы МЭА, МЭФ и ОПЕК обычно не проявляют интереса к судьбе симпозиумов и деталям их проведения. Мероприятия готовятся аппаратами указанных организаций под методологическим руководством западных экспертов. А от таких деталей многое зависит.

В свою очередь, прогнозы мировой энергетики разрабатываются исполнительными аппаратами МЭА и ОПЕК, которые в данном случае действуют весьма самостоятельно. А результаты не апробируются ни руководящими органами, ни отдельными странами-членами. Так что формально вряд ли можно считать, что эти документы отражают официальную позицию соответственно МЭА и ОПЕК или их государств-членов.

Как мы пока видим, почти бесполезно убеждать самих исполнителей этих разработок в необходимости существенного преобразования сложившегося способа прогнозирования.

Наиболее эффективным в данной связи было бы указание, исходящее, например, от глав стран Группы двадцати.

Итак, по совокупности имеющихся оснований можно считать, что ведущие зарубежные прогнозы мировой энергетики лишь приблизительно отражают реальную картину на-

стоящего и будущего. Очевидно, их главное значение состоит в том, чтобы стимулировать самостоятельные размышления.

В России пока отсутствуют даже подобные приблизительные разработки, так что она не может быть адекватно представлена на таких симпозиумах.

Но выход из тупика есть. В течение как минимум последнего десятилетия участники МГЭ призывают двигаться в следующих основных взаимосвязанных направлениях:

1. Развернуть высокотехнологичную Российскую национальную систему оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства в макросреде;

2. Создать параллельную Единую международную систему аналогичного профиля, а также учредить две тесно связанные с ней структуры – Всемирную службу ценовой информации и Международную аналитическую интернет-платформу по энергетике и экологии;

3. Интенсифицировать международное сотрудничество для обеспечения более устойчивой и управляемой динамики мировой цены нефти.

Обе названные системы должны инкорпорировать лучшие достижения, опираться, как предлагает МГЭ, более чем на 20 современных исследовательских технологий. Участники МГЭ подготовили и в пилотном порядке апробировали методологию практического использования указанных технологий³, каждая из которых включает в себя лучшие мировые нововведения. Результаты изложены в специальных разработках и частично опубликованы (в том числе в источниках, указанных выше).

В свою очередь, коллектив ИЭС занимается совершенствованием механизмов функционирования нефтяного рынка Евразийского экономического союза, имея в виду воплощение лучших достижений в рассматриваемой области.

Российскую национальную систему целесообразно развёртывать и эксплуатировать под патронатом Совета Безопасности РФ, поскольку ни одно из существующих министерств и ведомств пока не в состоянии решить эту комплексную задачу, которая находится на стыке многих областей, включая внешнюю политику и вопросы обороноспособности.

Предложение о российской национальной системе неоднократно направлялось в высшие инстанции страны. Оно было одобрено, например, в Торгово-промышленной палате РФ и в Российском союзе промышленников и предпринимателей.

В свою очередь, Единую международную систему рационально развивать в рамках МЭФ с участием МЭА, ОПЕК и других заинтересованных организаций.

КАК ОБУЗДАТЬ ЦЕНУ НЕФТИ

Что касается третьего из перечисленных выше направлений (обеспечение более устойчивой и управляемой динамики мировой цены нефти, включая возможность её умелого предвидения), прежде всего, необходимо тщательно разобраться в механизме динамики и волатильности котировок. В результате должно возникнуть более чёткое понимание того, каким способом можно рационально влиять на эту цену.

Последнее резкое продолжительное падение мировой цены нефти почти все комментаторы сочли результатом «неожиданно» возникшего превышения предложения над спросом. И даже называлась общемировая величина такого превышения – от 1 до 2 млн барр./сут. Помимо того, что неизвестен алгоритм расчёта данной величины, непонятно и то, как именно её уровень, составляя максимум 2% от общемировой нефтедобычи, должен привести почти к 50-процентному

весьма вероятно, так и заявления, что такого не случится по многим причинам. При этом никто не задаётся вопросом, готовы ли нужным образом отреагировать на эту акцию (если она состоится) те, кто ныне в действительности формирует мировую цену нефти.

Кстати говоря, упомянутая договорённость между четырьмя нефтедобывающими странами была достигнута буквально накануне симпозиума. И хотя это событие, как мало какое другое, имело непосредственное отношение к тематике мероприятия, его участники никак на него не отреагировали. Они предпочитали излагать практически малозначимые соображения, в том числе о роли различных факторов, о важности определиться с некоторыми понятиями и т. п. Яркое проявилась отрешённость многих выступавших от текущих животрепещущих событий.

Надо упомянуть и авторитетные мнения о том, что на самом деле указанный скачок цен был вызван совсем иными причинами. А

Принципы построения методики расчёта установленной мировой цены нефти (УМЦН)

1. При составлении общего топливно-энергетического баланса во внимание принимается преимущественно нефть её владельцев, подписавших соответствующее международное соглашение. Параметры спроса и предложения такой нефти составляют часть общего баланса («одобренный баланс нефти»), в котором задаётся объём замыкающей нефти. Её доля может колебаться от 3 до 10%, а конкретные значения определяются международным соглашением.

2. Для заданного объёма замыкающей нефти вычисляются средневзвешенные суммарные удельные издержки с учётом всех стадий, включая доставку на рынок, а также основных физических характеристик (плотность, содержание серы и т. д.). Именно они будут определять универсальный мировой маркер нефти.

3. УМЦН определяется как сумма указанных средневзвешенных издержек и согласованной надбавки. Таким образом, будет обеспечиваться прибыльность для всех производителей нефти, подписавших соглашение и сформировавших одобренный баланс нефти.

4. По таблице поправок к параметрам универсального мирового маркера нефти может определяться цена любого фактического сорта нефти.

5. В редких случаях, когда УМЦН оказывается неприемлемой (издержки превышают требуемый уровень), могут вводиться исключения.

снижению мировой цены. Такое вряд ли бы могло иметь место, если бы цена свободно формировалась непосредственно самими производителями и потребителями.

Отскок цены вверх на рубеже января и февраля 2016 г. начали объяснять угрозой замораживания мировой нефтедобычи (лучше сказать – экспорта). Президенту Венесуэлы удалось уговорить власти России, Саудовской Аравии и Катар выйти из состояния некоего анабиоза и договориться о замораживании своей нефтедобычи на определённом уровне. Правда с оговоркой, что и другие нефтедобывающие страны последуют этому примеру. Потом появились как предположения, что при соединении других стран к призыву четвёрки

именно – затруднениями в добыче сланцевой нефти в США и нарушениями нефтепоставок в Ираке и Нигерии.

В целом же, как отмечалось выше, характер влияния на мировую цену нефти взаимодействия между спросом и предложением пока остаётся неизученным. Исходя из преобладающей точки зрения, данную цену формируют не производители и потребители её физических объёмов, а специалисты по выстраиванию финансовых потоков, лишь формально к ней привязанные (мимикрирующие под «нефтянку»). Поскольку между динамикой физической и финансовой нефти не было корреляции уже многие годы, что заставит указанных специалистов устанавливать её сейчас?

³ Подробнее см.: Нефть России. 2015. № 9. С. 8–13.

Табл. 5. Темы и примерные сроки завершения основных проектов, направленных на решение глобальной энергетической проблемы

Темы проектов	Сроки
1. Техничко-экономические обоснования создания Российской национальной системы оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства и параллельной Единой международной системы аналогичного профиля	июль 2016 г.
2. Обоснование Всемирной службы ценовой информации	июль 2016 г.
3. Документы для международной конференции по введению установленной мировой цены нефти, в том числе методика её расчета	июль 2016 г.
4. Предложения по агентствам ценовой информации	июль 2016 г.
5. Уточнение формулировок для финального документа саммита G20	август 2016 г.
6. Техничко-экономическое обоснование Международной аналитической интернет-платформы по энергетике и экологии	декабрь 2016 г.
7. Первые стадии Российской национальной системы оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства и параллельной Единой международной системы аналогичного профиля	июнь 2017 г.
8. Проведение международной конференции по установленной мировой цене нефти	июнь 2017 г.
9. Учреждение Всемирной службы ценовой информации	август 2017 г.
10. Введение первой стадии Международной аналитической интернет-платформы по энергетике и экологии	август 2017 г.

В докладе МГЭ и ИЭС, подготовленном на Шестом симпозиуме, предложено прервать рабскую зависимость человечества от сложившейся в последние десятилетия практики установления значений нефтяной цены теми, кто не имеет к физической нефти никакого отношения, но прикрывает лейблом этой цены свои операции с финансовыми инструментами. Возникающие при этом резкие перепады в оторванной от первоосновы цене нефти не связаны с динамикой потоков реального физического сырья.

В связи с этим в рамках третьего направления МГЭ предложила весьма несложный рецепт решения проблемы мировой цены нефти. О её значениях на хорошо подготовленной международной конференции должны договориться между собой основные производители и потребители. А для этого необходимо использовать согласованную методику расчёта значений мировой цены (см. *Принципы построения методики*).

После одобрения международной конференцией выработанное значение установленной мировой цены нефти (УМЦН) становится обязательным для стран, подписавших соответствующий договор. Остальные участники рынка будут вольны или соглашаться с данным договором, или придерживаться любых других механизмов ценообразования и уровней цен.

Такая установленная на год-два вперёд УМЦН (её ещё можно назвать договорной, консенсусно принятой и т. д.), вводимая на основе свободного волеизъявления производителей и потребителей, является истинно рыночной.

В настоящее же время уровень мировой цены формируется без участия производителей и потребителей, фактически он им навязывается. Считать такую цену рыночной невозможно.

Введение УМЦН не будет зависеть от величины мировой добычи, и последнюю не потребуется искусственно урезать, стабилизировать или, наоборот, увеличивать. Кроме того, воплощение концепции УМЦН в жизнь позволит вывести операции с фиктивной нефтью

за пределы достаточно чётко очерченной сферы сделок с её реальными объёмами.

ПЕРВООЧЕРЕДНЫЕ МЕРЫ

Итак, ввиду существенных недостатков многочисленных опубликованных сценарии развития мировой энергетики мало подходят для принятия практически значимых решений. Но данный вывод не исключает того, что ряд положений рассматриваемых прогнозов могут оказаться полезными. Некоторые сценарии, в том числе отражённые в трудах Мирового энергетического совета, во многих отношениях являются интересными инициативами. Их следует разложить на определённые категории с целью наметить для каждой из таких категорий пути дальнейшего совершенствования.

Последние саммиты G20, G8 и G7 ослабили надежды на то, что они способны эффективно обеспечить целостное и полномасштабное решение глобальной энергетической проблемы. Налицо отсутствие системности, в том числе в принятой ими ставке на мелкоты и точечность намеченных новых проектов в сфере энергетики, а также в игнорировании необходимости постановки отчётности на высокий уровень.

Несмотря на это, следует в целом позитивно оценить деятельность обеих групп. Нельзя считать безвозвратно потерянными те миллиарды долларов, которые были потрачены на их сопровождение. Ведь в результате создан плацдарм, который при соответствующем переформатировании сложившегося подхода может привести к достижению требуемых целей, с положительным изменением глобальной ситуации.

Целесообразно поставить деятельность обеих групп на совершенно новый, действенный фундамент системного подхода, исходя из указанных выше принципов. Только в таком случае появится возможность установить истинную роль G20 и G8 и наметить реальные пути повышения эффективности их деятельности⁴.

Для выхода из текущего критического состояния следует реализовать проекты, которые приведены в табл. 5. Необходимо подвергнуть мозговому штурму данный набор проектов, а затем, после его коллективной корректировки, приступить к их осуществлению. Эти проекты следует сравнить с результатами деятельности Рабочей группы G20 по устойчивости энергетики (РГУЭ). Вследствие нетранспарентного стиля деятельности этой группы ничего не известно о её результатах.

Дополнительно предлагается выполнить многосторонний анализ причинно-следственных связей в торговле нефтью и нефтепродуктами между:

- физическими и чисто финансовыми сделками с учётом значимости различных инструментов и способов выполнения операций, в том числе в автоматических сверхскоростных режимах;
- биржевыми и внебиржевыми сделками при разных способах их регистрации;
- мировыми и внутристрановыми ценами.

Кроме симпозиумов по прогнозированию энергетики, заявленные выше позиции на международном уровне следует активно продвигать также и через другие мероприятия. Одно из них, причём весьма важное, – совместные ежегодные семинары МЭА, МЭФ и ОПЕК по взаимодействию между физическими и финансовыми рынками энергии. Для придания семинарам действительно актуального звучания их содержание должно полностью соответствовать названию.

Важной площадкой для апробирования предложенных проектов может стать и Евразийский экономический союз. В частности, под его эгидой во второй половине 2016 г. можно провести рабочее обсуждение в качестве подготовительного шага на пути к организации международной конференции по установленной мировой цене нефти и учреждению Всемирной службы ценовой информации.

⁴ Проект формулировок для финального документа саммита глав стран G20 см.: Нефть России. 2015. № 9. С. 8–13.



НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОНФЕРЕНЦИИ 2016



XII Международный симпозиум
**«ТРУБОПРОВОДНЫЙ
ТРАНСПОРТ – 2016»**
28 апреля, Москва, «Балчуг Kempinski»



XIII Международная конференция
**«ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ
И СНГ – 2016»**
20 мая, Москва, «Балчуг Kempinski»



XV Международный форум
**«СЕРВИС И ОБОРУДОВАНИЕ
ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ
РОССИИ – 2016»**
14 октября, Москва, «Балчуг Kempinski»



I Международный форум
**«РЫНОК НЕФТЕПРОДУКТОВ РФ:
МАРКЕТИНГ И ЛОГИСТИКА – 2016»**
20-21 октября, Москва



VII «МОСКОВСКАЯ НЕДЕЛЯ
СМАЗОЧНЫХ
МАТЕРИАЛОВ – 2016»
15-18 ноября, Москва, «Азимут Олимпик»



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



Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru
Lisek@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.com

Нефтяные цены: игра вдолгую

Целый ряд факторов способствует как повышению котировок «чёрного золота» в долгосрочной перспективе, так и их застыванию на низком уровне



Андрей ВАЛЕНТИНОВ

Вот уже на протяжении почти полутора лет главной проблемой нефтяной отрасли остаются низкие котировки «чёрного золота». И если в конце 2014 г. обвал цен казался временным явлением, на смену которому вскоре придут повышательные тенденции, то сегодня всё больше и больше экспертов склоняются к тому, что это всерьёз и надолго. Но насколько?

Ответ на этот вопрос важен не только с чисто теоретической точки зрения. От него зависят как долгосрочная стратегия, так и текущая тактика действий нефтедобывающих государств. Большинство из них уже перестроили свои ближайшие экономические планы под изменившиеся реалии, сократив бюджеты и девальвируя национальные валюты. Но как им жить дальше – ожидать возвращения высоких котировок или же искать новые локомотивы развития своего национального хозяйства? И что делать сегодня – продолжать стимулирование НГК, надеясь на отдачу в будущем, или же попытается выдрать дополнительный клочок с «подыхающей овцы»? Надо ли вступать в ценовые войны, чтобы успеть хоть что-то выручить за своё сырьё, или стоит попридержаться добычу в надежде на более благоприятную конъюнктуру?

Конечно, дать ответы на данные вопросы непросто. Существует множество аргументов как в пользу нового витка возрастания нефтяных цен (сокращение инвестиций в отрасль, ожидаемый рост спроса, изменение трендов биржевой игры), так и пользу сохранения низких котировок (завершение эпохи ресурсного национализма, появление новых, «дешёвых» НГП, развитие альтернативной энергетики). А поэтому надо готовиться к обоим вариантам. То есть, с одной стороны, заниматься модернизацией экономики, а с другой стороны, не торопиться резать ту курицу, которая ещё вчера несла золотые яйца.

Парад пессимизма

Средняя цена на нефть сорта Brent в 2015 г. составила 52,3 долл./барр. В начале нынешнего года котировки колебались вокруг отметки 30 долларов, в начале марта робко приблизились к 40 долларам. Но уровень, равный 50 долларам, заложенный в российский бюджет, по-прежнему кажется недостижимой мечтой.

Аналитические агентства и банки уже давно вступили в прогнозную гонку по принципу «кто ниже». Так, российский ЦБ закладывает в свой рискованный сценарий цены в 25 долларов, а глава ВР Роберт Дадли полагает, что цена в этом году может упасть до 10 долларов. Причём «отскок», произошедший в феврале – марте, мало повлиял на этот «парад пессимизма». Так, уже после начала ценовой коррекции агентство Fitch Ratings ухудшило прогноз по средним котировкам Brent и WTI в 2016 г. до 35 долларов, хотя ещё месяц назад оно надеялось на 45 долл.

Согласно данным The Wall Street Journal, в феврале резко, на 11 долларов за баррель, ухудшился консенсус-прогноз ведущих инвестиционных банков – они предполагают, что в 2016 г. средние котировки Brent будут на уровне 39 долларов, WTI – 38 долларов. При этом если ещё в январе опрошенные изданием банки ожидали корректировок цен уже в 2016 г., то теперь они надеются на восстановление котировок не ранее 2018 г.

В свою очередь, американская EIA в обновлённом 9 марта прогнозе также снизила ожидаемый уровень стоимости сорта Brent в 2016 г. – с 37,52 до 34,28 долл. за баррель. Ещё сильнее сократилась оценка на 2017 г. – с 50 до 40,09 долл.

Даже российские власти не спешат бить в фанфары и заявлять о переломе ценового тренда. В частности, МЭР в процессе обновления прогноза социально-экономического развития на 2016–2019 гг., который должен быть представлен в правительство в апреле, придерживается очень осторожных оценок. В базовом сценарии цена на нефть в 2016 г. составляет 35 долларов, в последующие три года – 40, 45 и 45 долларов. А в консервативном сценарии она дешевле на 10 долларов. То есть министерство фактически разделяет опасения Центробанка по поводу того, что в худшем варианте среднегодовые котировки могут оказаться на уровне 25 долларов.

Иными словами, события последних недель, связанные с целым рядом громких заявлений нефтедобывающих государств по поводу заморозки добычи, по-

ка не впечатлили основную массу аналитиков. В лучшем случае они дали подзаботить спекулянтам. Но понятно, что такая ситуация не может продолжаться долго. Цены неизбежно стабилизируются, весь вопрос – когда и на каком уровне.

ИНВЕСТИЦИИ ПАДАЮТ, СПРОС РАСТЁТ

Одним из главных факторов повышения цен в долгосрочной перспективе может стать нынешнее падение инвестиций в отрасль. Это приведёт к замедлению ввода в эксплуатацию новых месторождений и, соответственно, к сокращению предложения сырья. По данным МЭА, объём капиталовложений в «нефтянку» в 2015 г. уменьшился более чем на 20%. И в нынешнем году спад продолжится. Между тем, за последние 25 лет инвестиции никогда не снижались два года подряд.

По подсчётам Morgan Stanley, в прошлом году 90 ведущих нефтегазовых компаний по всему миру планировали сокращение инвестиций. В результате их общий объём должен был уменьшиться до 312 млрд долларов, что на 22% ниже уровня предыдущего года. В свою очередь, компания Wood Mackenzie в начале нынешнего года сообщила о приостановке 68 проектов с совокупными инвестициями 380 млрд долларов. Около 90% данных проектов (по запасам нефти) приходится на Канаду, Анголу, Казахстан, Нигерию, Норвегию и США.

По данным Saudi Aramco, в совокупности за 2015–2016 гг. игроки отрасли собираются отказаться от проектов на сумму около 1 трлн долларов. В этот процесс вовлечена и Россия. Согласно заявлению министра энергетики Александра Новака, вложения в проекты по добыче нефти и газа уже сократились на 100 млрд долларов.

В первую очередь за чертой отсечения окажутся наиболее дорогостоящие проекты по разработке битуминозных песков в Канаде. По официальным данным, до 80% этих запасов рентабельны при цене выше 44 долларов за баррель. Хотя пока падения добычи не наблюдается, по предварительным оценкам Ассоциации нефтепроизводителей Канады, в 2015 г. она возросла на 130 тыс. барр./сут, а к 2020 г. увеличится ещё на 30%.

Одной из первых жертв сокращения инвестиций могут стать и сланцевые проекты в США. В последнее время многие эксперты говорят о том, что якобы «сланцевая революция» формирует новую реальность на нефтяном рынке и создаёт условия для наступления эры

низких котировок. Мол, сланцевые проекты очень гибко реагируют на динамику цен, быстро «замораживаются» и «отмораживаются», поэтому не позволяют ценам вновь уйти в заоблачные высоты. Но статистика свидетельствует о том, что зависимость между размером котировок и объёмами бурения в США – практически полная, то есть этот рынок живёт по вполне классической модели (см. рис.). А быстрота бурения скважин

Одним из главных факторов повышения цен в долгосрочной перспективе может стать нынешнее падение инвестиций в отрасль. Это приведёт к замедлению ввода в эксплуатацию новых месторождений и, соответственно, к сокращению предложения сырья.

вовсе не отменяет потребности в долгосрочных инвестициях (хотя бы в развитие сервиса и производство буровых станков). А значит, именно сворачивание добычи сланцевой нефти может стать одной из причин нового роста цен.

Агентство Bloomberg связало некоторую корректировку нефтяных цен в феврале – марте именно с сокращением количества буровых установка в США: их число оказалось самым низким с декабря 2009 г. Данное обстоятельство, согласно источникам агентства, позволяет исключить перспективу «снижения и застоя» цен на уровне 20 долларов. А если сокращение производства в США

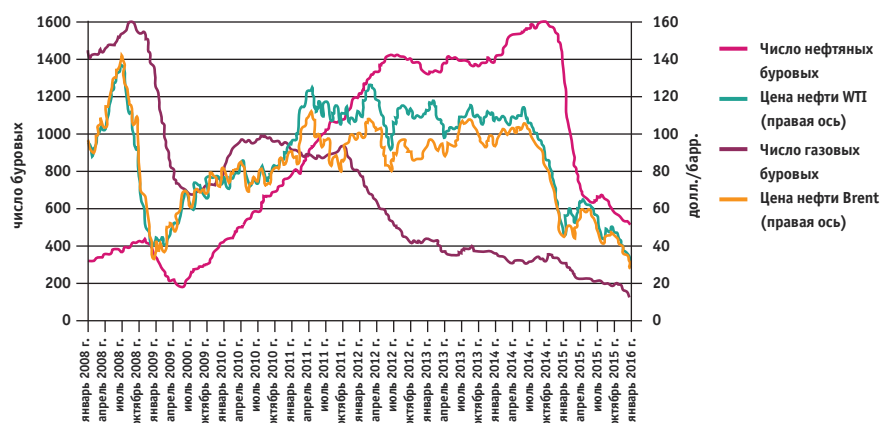
продолжится, это станет стимулом для длительного роста котировок.

Об угрозе сокращения инвестиций в отрасль предупреждает и глава МЭА Фатих Бироль. «Покупатели нефти, возможно, чувствуют себя спокойно в данный момент, учитывая наличие высоких запасов сырья и низкие цены. Однако им стоит помнить о том, что неизбежно: рекордное сокращение инвестиций в отрасль, которое мы наблюдаем, повышает вероятность неприятных сюрпризов в плане обеспечения рынка нефтью не в столь отдалённом будущем», – заявил он в конце февраля.

При этом МЭА фактически подтверждает свои прошлогодние прогнозы по росту спроса на «чёрное золото». В начале года оно объявило об ожидаемом увеличении потребления в 2016 г. на 1,2 млн барр./сут, до 95,7 млн барр./сут. В феврале агентство снизило оценку на 100 тыс. барр./сут, до 95,6 млн, мотивируя это чисто климатическими факторами (тёплая зима), а не какими-либо фундаментальными экономическими процессами. Судя по всему, сохраняется и обозначенный МЭА долгосрочный ориентир роста мирового спроса – до 103,5 млн барр./сут к 2040 г. Учитывая сочетание двух названных факторов – сокращения инвестиций в отрасль и увеличения спроса, – МЭА прогнозирует рост стоимости нефти до 80 долларов к 2020 г.

ОПЕК расходится с МЭА в цифрах, но не в общей оценке тенденций. Согласно февральскому прогнозу картеля, спрос в нынешнем году увеличится на 1,25 млн барр./сут, до 94,21 млн барр./сут. Вопреки всему долгосрочные прогнозы также улучшаются. Так, до начала ценового кризиса 2014 г. представители картеля

Рис. Цены на нефть и динамика бурения в США



Источник: Baker Hughes, Thomson Reuters Datastream.

предрекали рост глобального спроса к 2040 г. до 111,1 млн барр./сут. А согласно обзору за декабрь 2015 г., он в оптимистичном сценарии может достигнуть 114,6 млн. Правда, при этом ценовые ожидания ОПЕК скромнее, чем у МЭА, – 75 долларов к 2020 г. Хотя к 2040 г., по оценкам представителей картеля, цены могут достичь 160 долларов за баррель.

Долгосрочные оценки российских специалистов находятся ближе к расчётам МЭА. Так, в «Прогнозе развития энергетики мира и России», подготовленном Институтом энергетических исследований РАН и Аналитическим центром при правительстве РФ, потребление нефти в 2040 г. ожидается на уровне 5160 млн т, что эквивалентно 105,7 млн барр./сут.

Таким образом, несмотря на многочисленные разговоры о «закате эры нефти», в обозримой перспективе спрос на неё будет расти. Каковы же драйверы данного роста?

Нынешний обвал цен часто связывают с замедлением роста экономик стран АТР. Мол, «восточное чудо» сдулось, поэтому спрос на «чёрное золото» будет падать. Но так ли это на самом деле? Да, Китай демонстрирует некоторое торможение в развитии, но язык не поворачивается назвать стагнацией темпы роста ВВП в 6,9%, зафиксированные в 2015 г. Обвал на китайском фондовом рынке – тоже не аргумент. Снижение фондовых индексов практически никак не сказывается на реальных объёмах промышленного производства и, значит, на масштабах потребления энергоресурсов. В частности, поэтому Игорь Сечин настроен очень оптимистично. *«До конца десятилетия мы ожидаем прирост потребления нефти в Китае на 2% в год... Рынки стран АТР имеют гораздо больший запас прочности, чем, например, в 1997–1998 гг.»*, – полагает глава «Роснефти».

Нельзя списывать со счетов и Японию, находящуюся на третьей строчке в списке крупнейших импортёров нефти. В последние годы ситуация в стране была близка к стагнации, а среднегодовой рост ВВП в 2011–2015 гг. составлял всего 1,7%. Но правительство намерено увеличить размер ВВП с 4 трлн долларов в 2015 г. до 5 трлн в 2021 г. Это потребует среднегодовой динамики в 3,5%, то есть ускорения развития экономики более чем в 2 раза. А значит, нужны будут и дополнительные энергетические ресурсы.

Наконец, последние события свидетельствуют о том, что экономисты недооценили фактор Индии. Эта страна, обладающая огромным промышленным потенциалом,

долгое время находилась «в тени» Китая, которому она якобы уступила роль «мировой мастерской». Кроме того, перспективы расширения спроса на топливо нередко связывали с автомобилизацией населения КНР, уровень жизни которого растёт, но почему-то исключали развитие аналогичных процессов в Индии, которой заведомо отводилась роль «заповедника вечной нищеты». Однако новое индийское правительство демонстрирует заметные успехи. По итогам 2015/16 финансового года, который закончился 31 марта, рост ВВП ожидается на уровне 7,6%, то есть выше, чем в Китае. Одной из причин этого как раз стали низкие цены на нефть, поскольку Индия занимает четвёртое место в мире по объёмам её импорта. Иными словами, низкие котировки позволяют этому государству сделать мощный рывок в своём развитии, который впоследствии поможет «вернуть долг» нефтяному рынку и стать фактором повышения цен на «чёрное золото».

СПЕКУЛЯНТЫ: ВРЕМЯ «МЕДВЕДЕЙ»

Среди аргументов в пользу возможного повышения цен – ситуация на фондовых рынках. Вспомним, в середине 2000-х, когда котировки достигали уровня 140 долларов, это считалось заслугой биржевых «быков», поднимающих цены «на рога» ради увеличения собственных прибылей. В период после кризиса 2008–2009 гг., когда нефть стоила 80–100 долларов, биржевая статистика свидетельствовала – объёмы спекуляций с нефтью близятся к нулю. Иными словами, цену можно было считать истинно рыночной. Если же котировки пробивают одно дно за другим, вспомнить о биржевых спекулянтах почему-то считается почти неприличным. Мол, не в них дело.

Поэтому достаточно смело прозвучало выступление Игоря Сечина в Лондоне, где он прямо заявил: панические прогнозы падения цен на нефть могут оказаться частью корыстной игры участников рынка. Очередная теория заговора? Отнюдь. Если мы 10 лет назад верили в биржевых «быков», то почему сегодня никто не верит в «медведей», давящих вниз нефтяные котировки? Но чередование медвежьих и бычьих настроений – закон фондового рынка, и поэтому смена данного тренда может стать очень мощным стимулом для очередного роста цен.

Наличие заговора спекулянтов не исключает и такой солидный информационный источник, как Bloomberg. По данным агентства, биржевые игроки намерены в 2016 г. снизить мировые цены до 15

долларов, на что рассчитан достаточно большой объём краткосрочных контрактов. Понятно, что это близко к пределам выживания нефтяной промышленности и долго на таком уровне котировки оставаться не могут. Значит, зафиксировав прибыль, биржевики наверняка начнут игру на повышение. И не стоит недооценивать их возможности.

Кстати говоря, всплеск цен в конце февраля – начале марта также можно рассматривать как «бычью разминку». Спекулянты неплохо отработали информационные поводы, предоставленные им добывающими странами, и в первую очередь Россией. Если котировки рванули вверх более чем на 10 долларов на фоне достаточно эфемерных обещаний по сдерживанию добычи, как они отреагируют на реальные проблемы отрасли, порождённые дефицитом инвестиций?

УГРОЗЫ ДЛЯ ЦЕН

Но и аргументов в пользу того, что низкие цены – всерьёз и надолго, достаточно. И главный из них заключается в том, что нефть в последние годы теряет «политическую премию» к своим котировкам. Как отмечают эксперты Аналитического центра при правительстве РФ, на протяжении большей части XX века нефть оставалась единственным важным товаром, цены на который мало колебались по сравнению с металлами и зерном. Они долгое время держались в районе 4 долларов за баррель. И только наступление эры ресурсного национализма и создание ОПЕК круто изменили эту ситуацию. Если раньше львиную долю прибыли от нефтедобычи получали международные концерны, то в результате национализации нефтяной промышленности во многих странах большая часть доходов стала поступать в государственную казну. Поэтому в последующие десятилетия динамика цен зависела не столько от реалий рынка, сколько от «большой политики».

При этом процесс «завинчивания гаек» продолжался вплоть до 2000 годов. Правительства многих нефтедобывающих стран последовательно ужесточали своё законодательство, желая получать больше налогов от иностранных инвесторов, обеспечивать максимальное участие национальной промышленности и кадров в нефтегазовых проектах и т. д. Россия, «изгонявшая» иностранцев со своего шельфа и стратегических месторождений, а также фактически заморозившая режим СРП, в этом плане отнюдь не исключение, а лишь яркое проявление общей тенденции.

Такая политика, с одной стороны, стала фактором повышения издержек и роста нефтяных цен, поскольку в них во всё большей степени закладывались «социальные обязательства» международных концернов или пришедших им на смену национальных компаний. А с другой стороны, стимулом для переориентации инвестиций в регионы с более благоприятными налоговыми условиями, в первую очередь – в Северную Америку, что и явилось толчком к «сланцевой революции».

Но сегодня «ресурсным националистам» приходится пожирать горькие плоды своей политики. Если международные нефтяные компании затянут пояса, сократят инвестиции и сотрудников и как-то переживут трудные времена, то правительствам необходимо думать о том, как сохранить уровень жизни населения и не допустить глубоких социально-экономических потрясений. Это опять-таки проблема не только России, но и практически всех крупных нефтедобывающих держав.

Поэтому во многих странах уже наметилась тенденция либерализации доступа иностранных инвесторов к углеводородным запасам. Прежде всего, это Мексика, которая в своё время первой (ещё в 1930 годах) встала на путь ресурсного национализма. Как известно, она намерена допустить зарубежные компании к освоению шельфовых месторождений. Крайне заинтересован в иностранных инвестициях и Иран, которому после снятия санкций явно не до ресурсного национализма.

Как отметил, выступая в Хьюстоне, Вагит Алекперов, при снижении цен на нефть всё большее значение приобретает вопрос издержек при разработке месторождений. Для государств это вопрос поступлений в бюджет, инвестиций, необходимости диверсификации рисков. Всё это заставляет предполагать, что многие страны уже в ближайшем будущем продемонстрируют большую гибкость в привлечении инвесторов для реализации нефтегазовых проектов. Соответственно, облегчение доступа к новым ресурсам и снижение налогового бремени может стать важнейшим фактом сокращения издержек и сохранения низких нефтяных котировок.

Отказываясь от чрезмерного давления на инвесторов, нефтедобывающие государства одновременно прекращают использовать «нефтяное оружие» в своей внешней политике. Это ярко видно на примере ОПЕК. Сегодня страны-члены картеля не могут прийти к консенсусу даже для того, чтобы защитить свои экономические интересы. И уж тем более они

неспособны к каким-то скоординированным действиям в политической сфере, как это было в 1970 годы. Трудно представить себе такую ситуацию, когда, например, Саудовская Аравия и Иран одновременно объявят нефтяное эмбарго какому-то общему политическому противнику.

Иными словами, нефть постепенно отвязывается от любой политики – как внутренней, так и внешней, – что будет способствовать возвращению ей статуса «обычного товара», то есть подверженного общим экономическим законам и относительно дешёвого.

Нефть постепенно отвязывается от любой политики – как внутренней, так и внешней, – что будет способствовать возвращению ей статуса «обычного товара», то есть подверженного общим экономическим законам и относительно дешёвого.

Болезненным ударом по нефтяным ценам могло бы стать появление новых нефтеносных провинций с низкими издержками добычи и расположенных относительно недалеко от крупнейших центров потребления. По мнению экспертов, наибольших сюрпризов стоит ожидать от шельфов Китая, Индонезии и Малайзии. Так, начальные запасы 5 перспективных бассейнов на шельфе КНР, по оценкам ОАО «ВНИИЗАРУБЕЖГЕОЛОГИЯ», составляют около 3 млрд т нефти и 2,7 трлн м³ газа. В отличие от российской Арктики, данные ресурсы будут относительно дешёвы в разработке и максимально приближены к потребителю.

Нельзя списывать со счетов и такой пока что умозрительный фактор, как изменение глобального энергобаланса в результате НТП. Речь идёт, конечно, о возобновляемых источниках энергии. Сегодня они относительно дороги и неконкурентоспособны без массивированной господдержки, но благодаря разработке и внедрению новых технологий себестоимость наверняка будет снижаться. И это может привести к снижению спроса на нефть и соответственно падению её стоимости.

Готовиться и к худшему, и к лучшему

Итак, не понятно, к чему надо готовиться России. Если нефтяные цены останутся низкими на долгие годы вперёд, то нет

смысла в масштабных инвестициях в нефтегазовый комплекс, в освоение новых нефтегазовых провинций (особенно арктических), в разработку бажен и прочих трудноизвлекаемых и нетрадиционных запасов. Зачем затевать проекты, которые в лучшем случае будут балансировать на грани рентабельности, а в худшем – обернутся убытками? Отрасли придётся сосредоточиться на доработке уже имеющихся запасов и повышении нефтеотдачи. И именно на это следует ориентировать новые редакции Энергетической стратегии на период до 2035 г. и генеральные схемы развития нефтяной и газовой отраслей.

Вместе с тем, мало надежд на то, что Россия сможет найти замену нефтяным доходам. «За пять лет невозможно из нефтяной экономики, страдающей “голландской болезнью”, создать высокотехнологичную экономику. Это сложная задача, но мы к этому стремимся», – заявил в феврале премьер Дмитрий Медведев.

Иными словами, главная надежда – возвращение нефтяных котировок к более-менее высоким значениям. Но и эта надежда может быть подрублена под корень. Ведь если сейчас обложить нефтяников дополнительными фискальными поборами (как это предлагает сделать Минфин), то Россия может легко утратить свой добычный потенциал. Как уже отмечалось, все крупные компании, включая российские, сегодня режут свои инвестиции. Зачем же искусственно ускорять этот процесс, ставя под удар долгосрочные капиталовложения в отрасль? «Проев» сегодня нефтяные деньги, что будем делать завтра? В случае повышения нефтяных цен те же ExxonMobil, BP, Shell смогут выбирать среди множества нефтегазовых проектов в различных регионах мира (благо, что волна ресурсного национализма пошла на спад). России же выбирать не из чего, ей предстоит осваивать те ресурсы, которые у неё есть – трудные и дорогие. И если сегодня не вкладывать деньги в их изучение и опытные работы, то завтра уже будет поздно.

Таким образом, хочется верить в лучшее. Но, чтобы воспользоваться плодами этого «лучшего», необходимо что-то делать, а не надеяться на то, что вернувшиеся высокие цены прольются на Россию золотым дождём. К высоким котировкам надо готовиться ещё интенсивнее, чем к низким. В противном случае для России уже не будет иметь никакого значения, сколько там стоит «чёрное золото» на международных рынках. ■

Дешёвая нефть как угроза электромобилям

В условиях падения котировок «чёрного золота» производители электрокаров надеются на снижение себестоимости батарей и эффект масштаба¹

Мария БЕЛОВА,
старший аналитик;
Екатерина КОЛБИКОВА,
младший аналитик
(VYGON Consulting)

Конец 2015 г. обозначил серьёзные сдвиги в эволюции глобального рынка электромобилей и завершил первую пятилетку массовых продаж первых моделей в США и Европе. Сегодня на стороне электромобилей – научно-технический прогресс в производстве батарей и других комплектующих и государственная поддержка, продиктованная растущим вниманием к проблемам экологии и стремлением стран-импортёров к энергетической безопасности. На стороне традиционных автомобилей – потребительские предпочтения, развитый сервис, инфраструктура, а также дешёвая нефть. Кто и при каких условиях может победить в борьбе за рынок?



ЭЛЕКТРОМОБИЛИ И СПРОС НА НЕФТЬ

На наших глазах происходит переоценка будущей роли нефти для мирового хозяйства – меняется парадигма перманентно растущего спроса на данное сырьё. На протяжении последних 12 лет Международное энергетическое агентство (МЭА) последовательно снижает прогнозы объёмов нефти, которые потребуются миру в 2030 г. Если в 2004 г. агентство предполагало, что через 26 лет для удовлетворения глобального спроса будет необходимо добывать порядка 116 млн барр./сут, то сейчас ожидаемые потребности стали скромнее на четверть.

Что же может стать причиной перелома тренда? Долгие годы основным драй-

вером роста глобального спроса на нефть является транспортный сегмент, на долю которого приходится до 65% потребления. Зачастую при ослаблении спроса на «чёрное золото» со стороны промышленности и нефтехимии неизменно расширяющаяся потребность в бензине и дизеле со стороны транспорта в итоге приводила к годовым приростам объёмов использования нефти в мире (см. рис. 1).

В этом году бензиновый автомобиль празднует 130-летие. В 1886 г. Карл Бенц получил патент № 37435 «Автомобиль, работающий на бензине»² на трицикл Бенца № 1. Бак вмещал всего 2 л горючего, этого хватало на 16 км пути. Автомобиль развивал скорость до 16 км/ч. За

прошедшие почти полтора века в автомобиле с ДВС изменилось всё – от внешнего вида до развиваемой скорости, – сохранились только топливные предпочтения. Однако и здесь не без перемен – повысилась экономичность и экологичность двигателей.

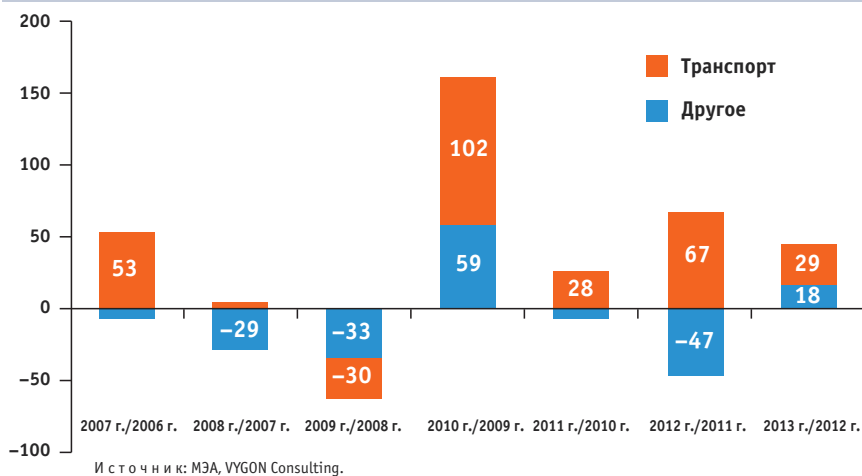
Приведённые ниже факторы, на наш взгляд, свидетельствуют в пользу того, что нефтяная твердыня автопрома будет продолжать подвергаться нападкам и это в итоге приведёт к падению спроса на нефтепродукты в сфере автотранспорта:

- прогнозируемое уменьшение удельного расхода топлива как в легковом, так и в грузовом сегменте;
- урбанизация и развитие интернет-технологий (как результат – сокращение пробега);
- господдержка программ перехода на альтернативные виды топлива (ГМТ, биотопливо);

¹ Материал подготовлен на базе исследования VYGON Consulting «Электродвигатель vs ДВС: когда ждать полноценной конкуренции?». 2016. Март.

² Benz Patent Motor Car, the first automobile (1885–1886). См.: <http://www.daimler.com/company/tradition/company-history/1885-1886.html>

Рис. 1. Изменение конечного потребления нефти в транспортном и других секторах год к году, млн т н. э.



- государственные и частные инициативы по отказу от использования автомобилей с ДВС на бензине и дизеле;

- развитие гибридов и электромобилей.

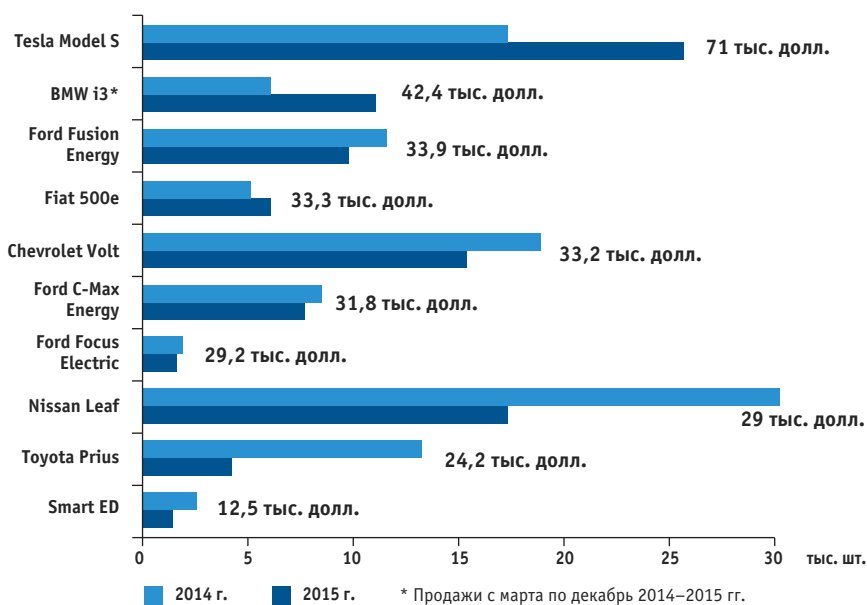
В данной статье речь пойдет об электромобилях, заряжающихся от сети (Plug-in Electric Vehicle, PEV). К ним относятся «чистые» электромобили, двигатель которых приводится в движение за счёт электроэнергии аккумуляторной батареи (battery electric vehicle, BEV), и подключаемые гибриды с возможностью зарядки от розетки (plug-in hybrid vehicle, PHEV).

Сегодня по миру колесит уже около 1,5 млн подключаемых электромобилей. Практически все крупнейшие автоконцерны, ранее ориентировавшиеся на производство автомобилей с ДВС, стремятся выпустить хотя бы по одной электроприводной модели. Ежегодно на международный рынок выходят порядка 10 новых электромобилей. «Электрический» модельный ряд уже сформирован у компаний Nissan, Chevrolet, Tesla. В последние 2 года появляются качественно новые игроки преимущественно люксового сегмента – BMW, Mercedes, Audi.

Исторически созданию новых моделей электромобилей и всплеску интереса к ним предшествовали локальные пики спроса и соответственно высокие цены на нефть. Современный этап развития электромобилей пока является наиболее результативным в сравнении с

продаж электромобилей – с 123 тыс. в 2014 г. до 116 тыс. в 2015 г., то есть на 6% (см. рис. 2). По нашим расчётам, при среднем годовом пробеге 15 тыс. миль модели Nissan Versa Note расходы на топливо снизились на 650 долларов, приблизительно до 1000 долларов в год, в то время как затраты на электроэнергию аналогичной модели с электроприводом Nissan Leaf составляют более 500 долларов в год. В итоге разрыв между стоимостью пятилетнего владения электромобилем и его аналогом с ДВС увеличивается примерно с 2,2 до 5,4 тыс. долларов в пользу последнего. Примечательно, что максимальное сокращение продаж в 2015 г. пришлось преимущественно на модели массового сегмента, решающим фактором для которых является стоимость владения.

Рис. 2. Изменение продаж* основных моделей электромобилей в США и их цены**



Источник: InsideEVs Monthly Plug-In Sales Scorecard, VYGON Consulting.

предыдущими (1899–1939 гг., 1992–2002 гг.)³. В известной мере это связано с тем, что большая его часть пришлась на длительный период сверхвысоких цен на нефть (с начала 2000 годов до середины 2014 г.).

За последние полтора года из-за падения цен на нефть и нефтепродукты привлекательность электромобиля снизилась. В США, к примеру, уменьшение стоимости бензина с 3,5 до менее 2 долларов за галлон привело к первому за последние пять лет сокращению годовых

В других странах-участницах инициативы EVI⁴ (преимущественно государства Европы) в силу меньшей чувствительности цен на бензин и дизель к падению нефтяных котировок (в основном из-за высоких акцизов) продажи электромобилей за последний год выросли вполю-

³ Подробнее о предыдущих этапах развития электромобильной индустрии см.: Савчик Е., Белова М. «Эра бензина» заканчивается? // Нефть России. 2014. № 6.

⁴ Инициатива по внедрению электромобилей (Electric Vehicle Initiative) была выдвинута в 2010 г. в рамках Министерского форума чистой энергии и на данный момент включает в себя 17 государств-участников. Целью инициативы является доведение мирового парка электромобилей до 20 млн единиц к 2020 г., включая чистые электромобили и подключаемые гибриды.

вину по сравнению с 2014 г. Например, в Германии в конечной цене дизеля на налоги приходится около половины, поэтому, несмотря на существенное снижение цен на нефть, его стоимость уменьшилась всего на 20% – с 1,4 евро/литр в январе 2014 г. до 1,1 евро/литр в январе 2016 г. Такое незначительное изменение не переломило восходящий тренд продаж электрокаров: в 2015 г. в ФРГ их было реализовано 23,5 тыс. против 13,3 тыс. шт. в 2014 г. (+77%).

Уходящая мода на господдержку

Помимо падения цен на топливо, повышающего привлекательность владения автомобилем с ДВС, другим негативным фактором для расширения продаж электромобилей может стать вероятное свёртывание программ господдержки.

до 6 тыс. долларов), то, например, в Калифорнии совокупная субсидия составит 10 тыс. долларов за авто, а в Колорадо и вовсе 13,5 тыс. (при энергоёмкости батареи не ниже 16 кВт • ч). Кроме прямых субсидий также существует огромное множество косвенных инициатив, устанавливаемых в рамках программ штатов.

Однако в прошлом году ряд штатов уже отказался от субсидирования электромобилей. В девяти был введён ежегодный сбор с владельцев электромобилей для компенсации потерь налогов с продажи бензина. Последствия не заставили себя ждать. Так, в штате Джорджия после отмены субсидии в 5 тыс. долларов и введения платы за регистрацию электромобиля в 200 долларов наблюдается резкое снижение их продаж (на 90% к концу 2015 г.⁵).

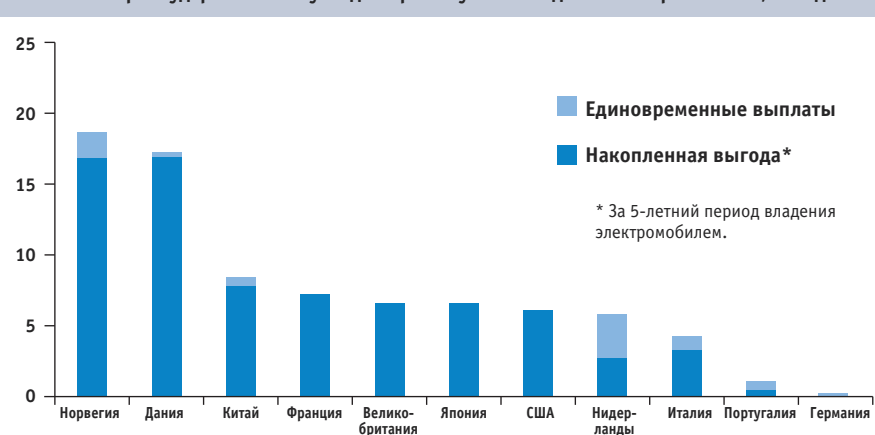
ся один электромобиль, а стоимость владения им во многих случаях становится ниже стоимости аналога с ДВС. Так, четырёхлетнее владение электрокаром Renault Zoe обходится жителю Норвегии (с учётом вышеупомянутых льгот в 11530 евро) в 24 тыс. евро, а бензиновой моделью Renault Clio – 26 тыс. евро. Но останется ли электромобиль конкурентоспособным после сворачивания государственных программ стимулирования?

Меры, принятые парламентом Норвегии в отношении электромобилей, действуют до 2018 г. или до момента, когда парк электроприводных авто достигнет 50 тыс. единиц. Второе произошло быстрее: уже в первом квартале 2015 г. количество зарегистрированных электромобилей и подключаемых гибридов перевалило за 55 тыс. На конец 2015 г. «электрический» автопарк страны насчитывал порядка 80 тыс. единиц, но на текущий момент Норвегия так и не приняла решения о сворачивании соответствующих программ господдержки.

В течение трёх лет бюджет Норвегии ежегодно расходует около 400–533 млн долларов, при этом многие в стране называют данную программу «субсидией для богатых». Из-за роста электромобильного парка от водителей общественного транспорта регулярно поступают жалобы на пробки на выделенных полосах. Более того, операторы дорог, тоннелей, паромов и мостов несут колоссальные убытки. По оценке правительства, их потери в 2015 г. составят 40 млн долларов из-за того, что электромобили освобождены от уплаты сборов за пользование соответствующими объектами. В результате новые инфраструктурные проекты оказываются нерентабельными.

На данный момент ведутся активные дебаты по поводу отмены фискальных инициатив. Так, генеральный секретарь Ассоциации электромобилей Норвегии утверждает, что основные стимулы должны быть сохранены хотя бы до 2020 г., иначе продажи начнут резко падать. Тем не менее в ходе последних переговоров правительство согласилось поддерживать налоговые льготы только до конца 2017 г. С 2018-го льготы по НДС и регистрационному налогу будут сокращены в половину, а после 2020 г. – упразднены. Полномочия в отношении отмены или сохранения бесплатных парковок и права ездить по выделенным полосам для

Рис. 3. Размер государственных субсидий при покупке и владении электромобилем, тыс. долл.



Источники: Amsterdam Roundtables Foundation "Electric vehicles in Europe: gearing up for a new phase?" – VYGON Consulting.

Начиная с 2009 г. практически каждая европейская страна и каждый американский штат начали внедрять масштабные программы стимулирования электромобилей (см. рис. 3). Однако в последнее время государства, предоставляющие самое щедрое субсидирование и фискальные льготы, всё чаще поднимают вопрос об их пересмотре или отмене.

В США любители электромобилей могут рассчитывать на поддержку как на федеральном уровне, так и на уровне штата. Размер федеральной субсидии стартует с 2,5 тыс. долларов и растёт на 417 долларов за единицу энергоёмкости батареи (начиная с 5 долл./кВт • ч), но не выше 7500 долларов за электромобиль. Если добавить к этому субсидию штата (в среднем она варьируется от 2

Из всех стран-участниц межправительственной инициативы EVI самые щедрые льготы в отношении электроприводных транспортных средств (ТС) предоставляет Норвегия. Согласно действующей с 2012 г. Программе стимулирования продаж электромобилей, ТС с нулевыми выбросами освобождены от уплаты НДС и дорожного налога, что составляет около половины конечной стоимости автомобиля. Они также освобождаются от дорожных и тоннельных сборов, получают бесплатную парковку, зарядку и право использовать выделенные полосы для общественного транспорта. Как результат – уже сегодня на каждые 5 продаваемых ТС приходит-

⁵ См. : <http://www.marketplace.org/2016/01/08/world/georgia-ev-sales-sputter-without-tax-break>

общественного транспорта полностью переданы местным органам власти каждого округа.

О сокращении налоговых льгот в отношении электромобилей задумываются и Нидерланды. Инициатива оказалась настолько востребованной, что предусмотренные бюджетом средства для стимулирования продаж электромобилей были израсходованы раньше времени. Последняя версия проекта бюджета на 2016 г. предусматривает повышение налоговой надбавки с 7 до 14% для электромобилей и до 21% для подключаемых гибридов (для традиционных автомобилей ставка составляет 24%). Более того, высока вероятность отмены освобождения от транспортного налога, ставка которого для автомобилей с ДВС составляет 180% от стоимости машины. Последняя мера несёт в себе существенные риски для производителей электромобилей: к примеру, стоимость Tesla Model S в Нидерландах с учётом введения данного налога может возрасти с 97,6 до 270 тыс. долл.

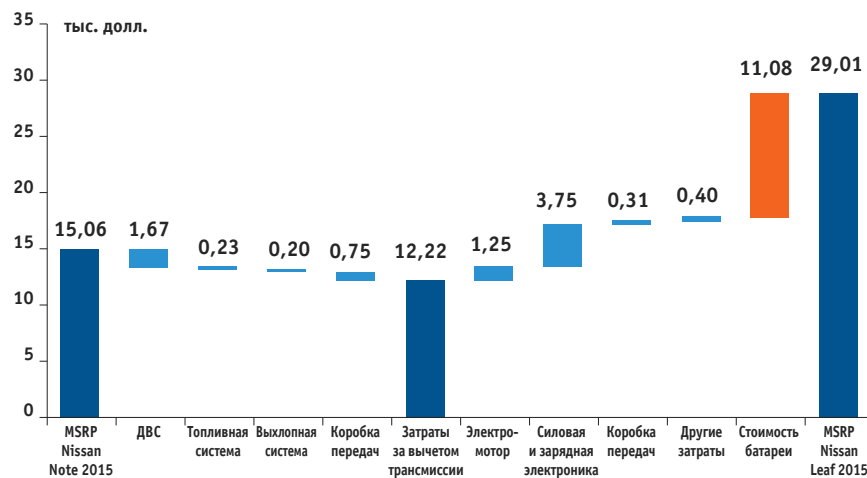
Ослабление государственного стимулирования ожидается и в Великобритании – вероятно снижение текущих разовых субсидий на приобретение электромобиля и их дифференциация с 7800 до 3900–7000 долл. с привязкой к эмиссии CO₂.

ВОЗМОЖЕН ЛИ ЦЕНОВОЙ ПАРИТЕТ?

По нашему мнению, основным сдерживающим фактором дальнейшего увеличения парка электромобилей остаётся их высокая цена. Ожидается, что уже в ближайшие несколько лет стоимость большинства моделей электромобилей начнёт конкурировать с традиционным автотранспортом, чему во многом способствуют текущее и планируемое расширение модельных рядов электрокаров и эффект масштаба.

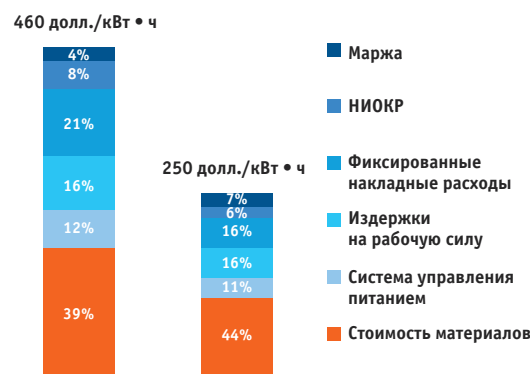
Сегодня рекомендованная производителем розничная цена (Manufacturer's Suggested Retail Price, MSRP) автомобиля среднего класса с ДВС в среднем в 2 раза ниже цены своего электрического аналога. Дело не только в высокой стоимости аккумуляторного блока – себестоимость силовой и зарядной электроники пока также достаточно высока по причине «штучности» её производства (см. рис. 4). По мере роста спроса на электромобили они, очевидно, будут дешеветь, хотя и не такими темпами, как батареи. Ситуацию не спасают даже щедрые государственные субсидии.

Рис. 4. Структура затрат автомобиля с ДВС (Nissan Versa Note) и электромобиля (Nissan Leaf) со схожими техническими характеристиками



Источник: Bernstein Research, VYGON Consulting.

Рис. 5. Текущая и прогнозная структура стоимости аккумуляторного блока и его цена



Источник: Bernstein Research, VYGON Consulting.

Аккумуляторная батарея является самой дорогостоящей частью электрического «железного коня»: согласно расчётам Bernstein Research⁶, в случае с Nissan Leaf на её долю приходится до 38% стоимости автомобиля. Другими словами, минимальная цена аккумуляторного блока составляет около 11 тыс. долл., что соответствует 460 долл./кВт • ч. При этом, согласно данным компании-производителя, стоимость батареи Nissan Leaf (24 кВт • ч) существенно ниже – 300 долл./кВт • ч (или 28% стоимости авто). Столь значительные расхождения могут объясняться различными методиками учёта затрат (в частности, отнесением

расходов на материалы и сборку аккумуляторного блока на другие составляющие электромобиля).

Благодаря технологическим усовершенствованиям и росту конкуренции между производителями наблюдается снижение стоимости аккумуляторной батареи в среднем с 1000 долл./кВт • ч в 2009 г. до 460 долл./кВт • ч в 2015 г. Причём удешевление происходит порой даже быстрее оптимистичных ожиданий. Например, Tesla уже достигла показателя 250 долл./кВт • ч, текущая цель компании – 100 долл./кВт • ч к 2020 г.

В дальнейшем этому процессу будут способствовать эффект расширения масштаба производства и научные достижения в сфере увеличения энергоёмкости батарей при меньшем весе. Ожидается, что к 2020 г. производственные мощности утроятся – вырастут с текущих 42 ГВт до 122 ГВт благодаря реализации проектов компаний Tesla, BYD, Foxconn, Boston Power и LG. По нашим оценкам, при использовании имеющихся материалов и совершенствовании технологий производства можно ожидать двукратного снижения средней стоимости батареи (примерно на 57%). Прогресс произойдёт за счёт оптимизации системы сборки и «упрётся» в стоимость материалов, прежде всего кобальта и никеля, которые в будущем установят нижнюю границу цены батареи (см. рис. 5).

⁶ Bernstein Research «The Long View: Tesla & The Falling Costs Of Batteries – Are We Still Underestimating The Potential?» 2014. Март.

Табл. Дифференциал стоимости владения (конкурентоспособность) автомобилем с ДВС и электромобилем

Цена батареи, долл./кВт • ч	Цена нефти, долл./барр.										
	30	40	50	60	70	80	90	100	120	140	160
461	-5643	-5169	-4695	-4221	-3748	-3274	-2800	-2326	-1379	-431	517
400	-4057	-3583	-3110	-2636	-2162	-1688	-1214	-741	207	1155	2102
350	-2767	-2293	-1820	-1346	-872	-398	76	549	1497	2445	3392
300	-1477	-1003	-530	-56	418	892	1366	1839	2787	3735	4682
250	-187	297	760	1234	1708	2182	2656	3129	4077	5025	5972
150	1103	1557	2050	2524	2998	3472	3946	4410	5367	6315	7262

Источники: VYGON Consulting.

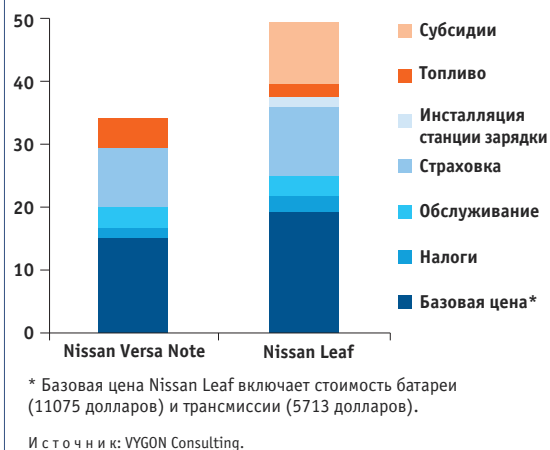
Потенциал снижения стоимости электромобиля

На сегодняшний день потенциал снижения стоимости владения электромобилем с учётом вышеперечисленных факторов в среднесрочной перспективе мы оцениваем как умеренный. При этом достижение ценового паритета между электромобилем и традиционным авто зависит от одновременного выполнения следующих условий:

- роста цен на нефть (и, соответственно, на моторное топливо);
- снижения стоимости аккумуляторной батареи;
- удешевления силовой и зарядной электроники электромобиля;
- наличия режима субсидирования покупки электромобиля;
- субсидирования установки зарядных станций.

Нами был проведён анализ чувствительности стоимости пятилетнего владения электромобилем массового сегмента Nissan Leaf (лидер продаж в США) ценой 29 тыс. долларов к изменению цены нефти марки WTI и удельной стоимости аккумуляторной батареи. Для сравнения был взят схожий по техническим характеристикам Nissan Versa Note с бензиновым двигателем стоимостью 15 тыс. долларов. Расчёт проводился для США (цена деталей электрокара, налоги, действующие субсидии, страховые выплаты и стоимость обслуживания – приняты для штата Калифорния), поскольку американский рынок можно охарактеризовать как близкий к «идеальному». Для него характерны высокая доля стоимости нефти в цене моторных топлив (65–70%), сравнительно меньшая господдержка развития электромобильной индустрии и слабая политическая поддержка экологических вопросов (см. табл. и рис. 6).

Рис. 6. Текущая стоимость пятилетнего владения моделями Nissan Leaf и Versa Note в США, тыс. долл.



Из показателей таблицы видно, что паритет стоимости владения при сохранении текущих ценовых параметров электромобиля Nissan Leaf достигается при цене нефти 160 долл./барр.

Если же стоимость батареи снизится до 250 долл./кВт • ч, то электромобиль будет конкурентоспособным уже при цене нефти около 40 долл./барр. Примечательно, что Tesla (если верить официальным заявлениям) уже сумела снизить стоимость своего аккумуляторного блока до этого уровня. В связи с этим в люксовом сегменте Model S по стоимости владения уже сумела превзойти Audi A7 quattro, BMW 740d, Mercedes S63L и другие бензиновые автомобили.

При цене нефти марки WTI на уровне 30 долл./барр. и стоимости батареи 11 тыс. долларов (или 461 долл./кВт • ч) за 5 лет владения электромобилем Nissan Leaf потребитель заплатит на 5,6 тыс. долларов больше по сравнению с обладателем Nissan Note, несмотря на имеющиеся субсидии в размере 10,6 тыс. долларов⁷.

Итак, сегодня темпы распространения электромобилей находятся в прямой зависимости от проводимой государственной политики соответствующей страны. Примеры ослабления фискальных инициатив и их последствия для индустрии – это признак того, что рынок электромобилей до сих пор находится на стадии зарождения и в ближайшее время не способен развиваться независимо. Серьёзный успех был достигнут в удешевлении аккумуляторных батарей благодаря растущему производственному масштабу и расширению

модельного ряда электромобилей крупнейших автоконцернов.

Однако ситуация в различных регионах говорит о наличии множества рисков в процессе увеличения «электрического» автопарка. Падение цен на бензин в США, а также последствия фискальной политики для бюджетов европейских стран создают существенные ограничения на пути транспортной экологизации. В период низких нефтяных котировок основная ставка при среднесрочном прогнозировании делается на ожидаемый рост цен на нефть и соответственно нефтепродуктов, а также на растущие усилия автоконцернов и производителей батарей по удешевлению аккумуляторного блока. В то же время снижающееся внимание инвесторов к углеродным проектам в перспективе может послужить серьёзным стимулом к продвижению электромобилей.

⁷ Федеральная субсидия – 7,5 тыс. долл., субсидия штата Калифорния – 2,5 тыс. долл., льгота на покупку и установку домашней зарядной станции – 30%.

XIII МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

20 мая 2016, Москва

ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА РОССИИ И СНГ – 2016



5 ПРИЧИН ПОСЕТИТЬ КОНФЕРЕНЦИЮ

ПРИСОЕДИНЯЙТЕСЬ К ЛИДЕРАМ: ведущее мероприятие отрасли, ежегодно проходящее при поддержке компании «Газпром»

КЛЮЧЕВОЙ МОМЕНТ: открытый доступ к перспективным технологиям и успешному опыту ведущих российских и международных компаний мира по освоению шельфовых месторождений

150+ ДЕЛЕГАТОВ ЕЖЕГОДНО: представители высшего управленческого звена (руководство компаний-операторов или профильных подразделений)

МАКСИМУМ ОБЩЕНИЯ: дискуссии, круглые столы и другие интерактивные формы заседаний, а также широкие возможности для неформального общения с представителями ведущих российских и мировых игроков отрасли

ПОСТОЯННЫЕ УЧАСТНИКИ: крупнейшие компании-операторы на российском шельфе – Газпром, Роснефть и ЛУКОЙЛ

18

лет успешному мероприятию отрасли, ежегодно проводимому при поддержке ОАО «Газпром»

150+

делегатов из разных стран

20+

авторитетных спикеров-экспертов

23

года успешной практики RPI в сфере организации и проведения отраслевых форумов и конференций

ОСНОВНЫЕ ФОРМАТЫ КОНФЕРЕНЦИИ

- ПЛЕНАРНОЕ ЗАСЕДАНИЕ:** узнайте из уст представителей органов государственной власти, регулирующих развитие отрасли, о последних изменениях в государственной стратегии недропользования на шельфе, инвестиционном климате и новых возможностях развития регионов, в которых реализуются шельфовые проекты
- ИНТЕРАКТИВНЫЕ ДИСКУССИИ:** примите участие в обсуждении наиболее актуальных вопросов развития отрасли и получите четкие ответы на волнующие злободневные вопросы о проблемах, тенденциях, перспективах реализации текущих шельфовых проектов от ведущих игроков отрасли
- СЕССИЯ CASE-STUDIES:** получите открытый доступ к инновационным решениям отрасли и уникальному опыту российских и зарубежных лидеров рынка
- СПЕЦИАЛИЗИРОВАННАЯ ВЫСТАВКА:** заявите лидерам нефтегазовой отрасли о своих услугах, технологиях, оборудовании, предназначенных для успешной реализации шельфовых проектов
- МНОГОЧИСЛЕННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ДЛЯ НЕФОРМАЛЬНОГО ОБЩЕНИЯ:** установите деловые контакты с основными игроками отрасли во время кофе-брейков, ланча, фуршета в торжественной и вместе с тем непринужденной атмосфере

ОСНОВНЫЕ ТЕМАТИЧЕСКИЕ БЛОКИ КОНФЕРЕНЦИИ

- Влияние текущей внешнеэкономической ситуации на развитие отрасли в России. Как может повлиять уход западных компаний на реализацию проектов на российском шельфе в ближайшие годы?
- Перспективы реализации оффшорных проектов в России в 2016-2017 годах
- Экономическая целесообразность освоения российского шельфа в условиях низких цен на нефть и газ
- Что изменилось в освоении российского шельфа после ввода санкций? Смогут ли российские сервисные компании самостоятельно заменить приостановившую деятельность из-за санкций западные компании? Имеется ли у них соответствующий опыт, оборудование и кадры?
- Заменят ли сервисные компании из Китая, Кореи и других стран АТР на российском рынке западные компании, приостановившие деятельность из-за санкций?
- Освоение шельфа южных, арктических и дальневосточных морей: опыт реализации проектов, планы и прогнозы, проблемы и пути их решения
- Арктические проекты: Мировые тенденции и проблемы освоения арктического шельфа. Перспективы развития российских арктических проектов в новых условиях
- Геологоразведка на шельфе России и СНГ: перспективы на ближайшие 3-5 лет
- Инновационные технологии для разработки российского шельфа
- Технические сложности реализации проектов в сложных климатических условиях, возможности их преодоления. Экономически эффективные решения по транспортировке нефти и газа

МЕДИАПАРТНЕРЫ

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ МЕДИАПАРТНЕР:

интерфакс

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНТЕРНЕТ-ПАРТНЕР:

СВЯЗЬ ОБОИМ НЕФТЕГАЗ

ОФИЦИАЛЬНЫЙ МЕДИАПАРТНЕР:

OIL & GAS JOURNAL

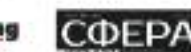
НЕДРА

Нефть

СТРАТЕГИЧЕСКИЙ МЕДИАПАРТНЕР:

НЕФТЬ КАПИТАЛ

НЕФТЕСЕРВИС



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



Konstantinova.Elena@rpi-inc.ru



www.rpi-conferences.com

Американские нефтяные шахматы

Можно ли противостоять действиям США, направленным на искусственное снижение цен на «чёрное золото»?

Джаббар МАМЕДОВ,
политолог, инженер
нефтегазового комплекса
(Азербайджан)

Энергетика является ключевой отраслью для любой экономики. И поэтому именно она служит объектом пристального внимания специалистов, занимающихся обеспечением национальной безопасности своей страны и поиском уязвимых мест у потенциальных противников. Причём для подрыва «энергетической основы» того или иного хозяйства вовсе не обязательно прибегать к военным и террористическим методам. Зачастую для этого бывает достаточно чисто экономических и дипломатических рычагов.

Типичный пример – ситуация первой половины 1980 годов, когда США для разрушения плановой экономики Советского Союза предприняли шаги, направленные на сокращение его нефтяных доходов и увеличение военных расходов. Для решения первой задачи Соединённые Штаты путём различных манипуляций сумели снизить цену нефти на мировом рынке с 40 до 13 долларов за баррель. А для реализации второй задачи – вовлекли СССР в фальшивую игру «звёздных войн» (только впоследствии стало известно, что в действительности у США вообще не было такой программы), а также в бесконечную войну в Афганистане, требующую огромных военных расходов.

Сегодня США также ведут свою «шахматную партию», целью которой является ослабление России, в том числе и путём манипулирования нефтяными ценами.

«НЕФТЯНАЯ ПРУЖИНА» США

С 1975 г. США начали накапливать нефть в четырёх подземных хранилищах, находящихся в Луизиане и Техасе¹. Создание этих резервов преследовало три цели. Пер-



вая цель, которую официально продекларировали, – формирование стабилизационного фонда на случай возможных перебоев снабжения. И действительно, отказ стран ОПЕК в 1974 г. от поставок сырья американцам и их союзникам (всем, кто помогал тогда Израилю) обусловил необходимость такой «страховки». И с того времени почти все крупнейшие импортёры нефти (Япония, Китай, Германия и другие) накапливают у себя запасы нефти.

Вторая цель – использование нефти как инструмента сбережения. США и многие другие страны полагают, что стратегические резервы «чёрного золота» – хороший способ вложения денег. Продавая сырьё в период наилучшей конъюнктуры, можно решить ряд экономических проблем.

Третья цель – использование резервов как оружия против нефтедобывающих стран, в том числе России. Как уже отмечалось, многие государства сформировали подобные запасы, но в таком большом объёме, как в США, их нет ни у кого (а ведь помимо сырья в резервуарах у страны также имеются значительные запасы в законсервированных скважинах в Техасе). За счёт возвращения заметной части этого резерва обратно на рынок в некий «судный день» можно обвалить котировки и обанкротить ведущие страны-экспортёры, большинство из которых являются стратегическими противниками США (Россия, некоторые государства ОПЕК и т. д.). И действительно, Штаты использовали данный запас в конце 1980-х для разрушения

СССР, и есть предположение, что негласно используют и сейчас – именно за счёт этого рухнула цена на нефть.

О наличии такой функции резервного фонда свидетельствуют мнения самих американских экспертов. «Если уж мы занялись геополитикой и избрали в качестве оружия нефть, думаю, куда легче использовать стратегический нефтяной резерв США и некоторую часть саудовских запасов, чем полностью подключаться к резервным мощностям Саудовской Аравии», – заявлял директор новостного отдела «Platts Global» Джон Кингстон². «Стратегический нефтяной резерв США составляет 700 млн баррелей. И Соединённые Штаты могут начать продавать на мировом рынке ежедневно по 500 тыс. баррелей нефти, в результате чего цена может снизиться на 10 долларов за баррель. В этом случае годовые доходы России от экспорта энергоресурсов сократятся на 40 млрд долларов, что равно 2% ВВП страны. Этого хватит, чтобы очень серьёзно ударить по экономике России», – отмечал американский экономист Ф. Верлегер³. В свою очередь, известный финансист Джордж Сорос в 2013 году предложил официальному Вашингтону продать часть нефти из стратегического резерва США, чтобы обрушить российскую экономику⁴.

После 11 сентября 2001 г. якобы для более надёжной защиты от арабских террористов и страхования перебоев поставок из Персидского залива Дж. Буш подписал отдельную директиву⁵, предусматривающую наращивание нефтяных запасов ускоренными темпами⁶. В результате этого цена на нефть на мировом рынке начала постепенно расти (см. рис. 1 и рис. 2).

² Fox: Раскупорив свой нефтяной резерв, США нанесут Москве серьёзный удар. (URL: <https://russian.rt.com/inotv/2014-03-29/Fox-Raskuporiv-svoj-neftyanoj-rezerv>. [29.05.2014]).

³ Там же.

⁴ Джордж Сорос: Чтобы наказать Россию, США должны обрушить цены на нефть. (URL: <http://www.rbc.ru/economics/21/03/2014/912726.shtml>, <http://newdaynews.ru/economy/490191.html> [21.03.2014]).

⁵ Указ президента США Дж. Буша – 2001 (URL: <http://georgewbush-whitehouse.archives.gov/news/releases/2001/11/20011113.html> [13.11.2001]).

⁶ США зальют нефтью. (URL: <http://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2002/01/24/ssha-zalyut-neftyu> [24.01.2002]).

¹ Стратегический нефтяной резерв США.

К 17 августа 2005 г. объём этих резервов достиг 700 млн баррелей. В том же году Конгресс США принял Закон «Об энергетической политике»⁷, предписывавший увеличение запасов до 1 млрд баррелей, сжимая тем самым пружину до максимума. После этого, наращивая темпы закачки нефти в резервуары (иногда более чем 7 млн баррелей в месяц), США искусственно создавали дополнительный спрос на «чёрное золото» на мировом рынке, способствуя ещё большему повышению цен на углеводороды.

Стоит отметить, что до этого цена на нефть колебалась в коридоре 20–40 долларов (см. рис. 2). А её резкий рост подтолкнул государства и крупнейшие компании к переводу части своих денежных активов в финансовые инструменты, привязанные к нефти. Появились так называемые «призрачные игроки рынка», которые занимаются куплей-продажей товара не для удовлетворения собственных потребностей, а для сбережения и преумножения накопленных. Они искусственно усиливают товарообращение, создавая фиктивный спрос (при подорожании) и фиктивное предложение (при снижении цен), и могут иметь на рынке заметную долю. Всё это способствовало дополнительному давлению на котировки. В результате нефть подорожала до максимума, и возник так называемый ценовой пузырь.

Нефтедобывающие страны охотно начали инвестировать в самые дорогостоящие проекты, беря кредиты у американских банков и не задумываясь о том, что это является для них ловушкой.

Наконец, в 2014 г. США опустили эту пружину, предварительно сжатую до предела. В результате пузырь лопнул и многие стратегические противники США (Россия, Иран, Венесуэла) оказались перед угрозой банкротства.

Крах ОПЕК: РАЗДЕЛЯЙ И ВЛАСТВУЙ

Во второй фазе американцам предстояло нарушить координацию в сфере добычи и устоявшиеся механизмы ценообразования на мировом рынке. С этой целью США посредством «арабской весны» де-факто ликвидировали ОПЕК. Организация сохранилась номинально, но утратила всё своё влияние, приобрела формальный характер и начала действовать под диктовку США. В результате возник «управляемый хаос», подконтрольный только Вашингтону. Тем

⁷ «Закон об энергетической политике 2005 года» (США). (URL: https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_Policy_Act_of_2005).

Рис. 1. Динамика заполнения стратегического нефтяного резерва США по годам

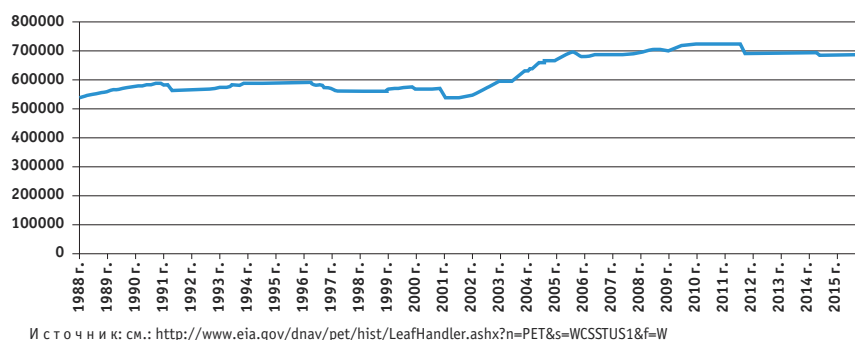


Рис. 2. Динамика цен на нефть сорта Brent, долл./барр.



самым США взяли в руки вожаемое «нефтяное оружие», которое раньше против них использовали Россия и арабы. Заодно с этим США приобрели и многочисленных дешёвых и фанатичных солдат для своих дальнейших операций: ведь в странах с разрушенной инфраструктурой зарабатывать негде, кроме как в единственно существующей и хорошо оплаченной военной инфраструктуре — в рядах «ИГ» (запрещённая в России террористическая организация) или где ещё прикажут...

После того как некоторые страны-члены нефтяного картеля (Ирак, Ливия) погрузились в хаос, возник важный вопрос: а что делать с самым главным игроком нефтяного рынка — с Саудовской Аравией? Эта страна обладает 25% мировых нефтяных запасов и ежедневно экспортирует примерно столько, сколько импортирует США. И если её ослабить, то для стабилизации рынков придётся израсходовать весь американский запас нефти, что губительно для самих США. Поэтому пришлось поступать с саудитами «по-хорошему».

В марте 2014 г. Президент США Барак Обама, госсекретарь Джон Керри, директор ЦРУ Джон Бреннан, генерал Ллойд Остин и другие высокопоставленные лица

США отправились в Саудовскую Аравию с деловым визитом⁸. Вероятнее всего, в ходе этой встречи с крупнейшим нефтедобытчиком были согласованы планы Союзённых Штатов. От Эр-Рияда требовалось, чтобы он поддерживал поставки нефти на прежнем уровне или по возможности поднял их.

После кончины короля Саудовской Аравии (январь 2015 г.) и восшествия на трон его брата, Обама вновь отправляется в Саудовскую Аравию⁹, чтобы согласовать планы с новым монархом.

Последующие события показали, что с саудитами действительно было достигнуто соглашение. Эта страна начала наращивать добычу, а взамен получила статус главы так называемой «арабской антитеррористической коалиции».

Итак, все предпосылки для снижения цены на нефть уже готовы и стоило лишь

⁸ Обама летит в Саудовскую Аравию удешевлять нефть. (URL: http://by24.org/2014/03/27/obama_fly_to_saudi_arabia_to_fall_oil_prices/ [27.03.2014]).

⁹ Президент США прибыл в Саудовскую Аравию с рабочим визитом. (URL: <http://www.regnum.ru/news/polit/1888899.html> [27.01.2015]). Обама провёл переговоры с королём Саудовской Аравии. (URL: <http://www.golos-ameriki.ru/content/reuters-obama-saudi/2615282.html> [27.01.2015]). Визит президента США в Саудовскую Аравию: итоги. (URL: <http://www.regnum.ru/news/polit/1889113.html> [28.01.2015]).

аккуратно их использовать. ОПЕК фактически ликвидирована, основные центры нефтедобычи контролируются США или их союзником Саудовской Аравией. Следовательно, Америка больше не нуждается в стратегических запасах и их можно распродать. Существуют также пассивные рычаги, позволяющие обрушить нефтяные котировки – например снятие эмбарго с Ирана.

Такая политика неизбежно порождает «эффект домино». Если стоимость «чёрного золота» падает, все, кто держали свои финансовые активы в «нефтяных» инструментах, начинают закрывать позиции и выводить свои деньги в другие активы, – скорее всего, в доллары. То есть растёт спрос на американскую валюту, и США могут вновь включать печатный станок.

Кроме того, все крупнейшие нефтедобывающие страны, лишившиеся координации в лице ОПЕК, начинают стремительно наращивать добычу, чтобы сохранять свои прежние доходы и рынки. Им также предстоит возвращать свои дорогие (причём не оправдывающие себя) коммерческие кредиты, взятые ещё в «добрые времена» у американских банков. В результате создаётся порочный круг: удешевление нефти ведёт к увеличению её добычи и в итоге к ещё большему падению котировок.

Итак, все компоненты «нефтяной бомбы» были приведены в боеготовность. Стоило только выдернуть чеку, и взрыв неизбежен. И в 2014 г. США сделали это. С 1 апреля они приостановили процесс заполнения нефтью своих резервуаров, начали возвращать это сырьё на рынок¹⁰. Правда, официально Конгресс разрешил продать только 5 млн баррелей. Но можно предполагать, что США скрыли истинный объём и в действительности продавали сколько угодно. Ведь данный резерв с самого начала был предназначен именно для этого, а теперь нет особой нужды в таких запасах. В результате цепная реакция была запущена.

РЫНКОМ ПРАВИТ ДЕЗИНФОРМАЦИЯ

На рис. 1 и 2 представлена корреляционная зависимость между ростом стратегического резерва США и ценой нефти на мировом рынке. Почему такая синхронность? Потому что глобальные котировки всегда зависели в основном от двух факторов: ситуации на Ближнем Востоке и в Америке.

Если в первом регионе всё гладко – цены падали, а если в США всё благополучно – то наоборот. Если Штаты настойчиво закупали и запа�ают нефть, то это своего рода сигнал для рынка: в данный актив можно смело инвестировать и быть уверенными, что в ближайшее время его ликвидность продолжит расти. Но если США останавливают закупку, то ликвидность нефтяных инструментов уменьшается и упомянутые «призрачные игроки» начинают колебаться. А уж если Америка распродает свои резервы, то следует паника и «призрачные игроки» моментально закрывают позиции и выводят деньги с рынка нефти в менее рискованную сферу.

На нынешнем этапе США использовали именно этот рычаг для обесценения нефти. С 2001 г. они активно повышали ликвидность «чёрного золота», стремительно покупая сырьё. Данная ликвидность росла такими темпами, что в 2008 г. это привело к перегреву экономики самих США, поскольку некоторые секторы не смогли вовремя адаптироваться к набранной динамике. Можно даже предполагать, что Вашингтон осенью 2008 г. активно готовился к «арабским вёснам», закупая нефть в больших объёмах. Рассчитывая потом вернуть данное сырьё на рынок, чтобы избежать ажиотажа.

Однако вышеупомянутый «перегрев» американской экономики отложил эти процессы на потом. Начиная с 22 октября 2010 г. США прекратили закупку нефти для резерва и через 2 месяца начались известные процессы в арабском мире. С того времени Америка больше не закачивает нефть в хранилища, чтобы не поднимать её ликвидность («арабская весна» и так удерживала ликвидность на максимуме). Наоборот, США со временем чуть-чуть «распечатали» свои запасы, чтобы сгладить турбулентность цен.

К началу 2014 г. ближневосточные конфликты (кроме Сирии) почти уладились. «Призрачные игроки» находились в замешательстве: покупать или же продавать нефть? Они ждали сигнала, куда направить свои финансовые активы. И такой сигнал им дали США, обрушив на них через подконтрольные информационные каналы негативные прогнозы по поводу цен на нефть. «Призрачные игроки», как всегда, активно надеялись на реакцию ОПЕК, но забыли, что это уже не та ОПЕК. Картер наотрез отказался уменьшить добычную квоту, причём неоднократно.

Параллельно этому начиная с 2014 г. Саудовская Аравия стала стремительно наращивать добычу – с 10 до 11,7 млн барр./сут.

Одновременно США заявили о намерении сократить свои резервы нефти и заработать за счёт этого крупную сумму¹¹.

Для того чтобы стимулировать других нефтедобытчиков увеличить производство и заставить «призрачных игроков» продать свои запасы, США устроили пропагандистскую акцию, распространяя через мировую прессу дезинформацию относительно спроса и предложения нефти.

Прежде всего, это касается так называемой сланцевой революции. Хотя Америке удалось добиться стремительного роста добычи сланцевых нефти и газа, их производство по-прежнему остаётся очень дорогим и неэкологичным. Ранее США обещали уже в 2014 г. начать экспорт сланцевой нефти в Европу, но этого так и не произошло. Более того, Америка по-прежнему остаётся крупнейшим нетто-импортёром «чёрного золота», хотя и несколько переориентировала источники своих поставок. Так, начиная с 2013 г. она резко сократила импорт из Нигерии, Бразилии, Мексики, Анголы, и Венесуэлы, а взамен увеличила закупки из Саудовской Аравии и Канады (см. рис. 3).

Итак, США как были, так и остаются энергозависимым государством, причём по сей день почти половину нефти они импортируют. Закупки по сравнению с 2009 г. сократились всего на 0,5–1 млн барр./сут, да и то в основном за счёт того, что Штаты перестали пополнять резервы, а темпы роста экономики замедлились. То есть достижения в области сланца не такие уж фантастические. А в результате падения цен на нефть продолжение «сланцевой революции» – под большим сомнением. Около 42 сланцевых компаний в 2015 г. в США заявили о банкротстве. Общий долг нефтегазовой индустрии сейчас порядка 205 млрд долларов¹².

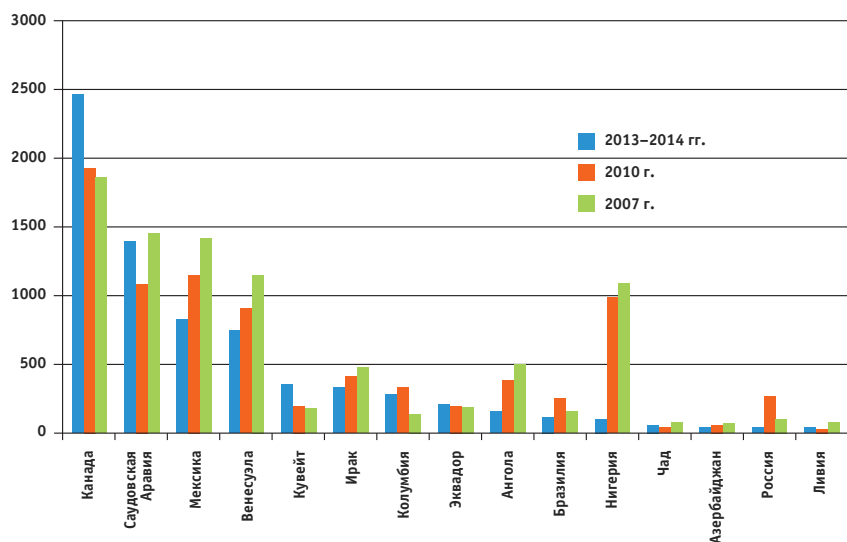
США также явно завышают объёмы запасов нефти на своей территории и в Европе. По данным Energy Information Administration (США), доказанные запасы традиционной нефти в Соединённых Штатах за последние годы возросли якобы в 2 раза! Периодически появляются известия об открытии новых крупных месторождений в странах-союзниках США. К примеру, якобы обнаружены гигантские запасы в Великобритании, превосходящие сырьевой потенциал Ливии и Нигерии в два раза¹³.

¹⁰ Эксперты: открытие стратегических нефтяных запасов – «страшилка» США. URL: <http://ria.ru/economy/20140313/999371261.html> [13.03.2014].

¹¹ США намерены продать 101 млн баррелей нефти из резервов. URL: <http://pronedra.ru/oil/2015/07/22/ssha-rezervy-nefti/> [22.07.2015].

¹² США продолжают надувать сланцевый пузырь. URL: <http://www.vesti.ru/doc.html?id=2705025&cid=6> [02.01.2016].

Рис. 3. Источники поставок нефти в США, тыс. барр./сут



Источник: URL: <http://cont.ws/post/116404>

Американская пресса также пестрит сообщениями о возможности эксплуатации законсервированных скважин в Техасе. Но это вызывает большие сомнения.

Наконец, Конгресс в начале 2016 г. решил экспортировать нефть из США. И действительно, первый танкер уже прибыл в Европу. Интересно, зачем стране отправлять за рубеж углеводороды, если она сама является их импортёром (причём часть поставок осуществляется из тех же европейских портов).

Одновременно активно распространяется дезинформация относительно снижения глобальной потребности в нефти якобы из-за того, что мир постепенно переходит к энергосберегающим технологиям и этот процесс необратим. В действительности же спрос постепенно увеличивается за счёт Китая и Индии. Просто сегодня данная тенденция не очень заметна из-за застоя в мировой экономике.

Наконец, США сняли эмбарго с Ирана. А это создало почву для ухудшения прогнозов по поводу баланса спроса и предложения и соответственно уровня нефтяных цен. В действительности же, чтобы повысить добычу всего на четверть, Ирану потребуется 200 млрд долларов инвестиций и нескольких лет¹³. Конечно, если до этого США не передумают по поводу санкций.

Фонд братьев Рокфеллеров (один из важных игроков на финансовых рынках)

осенью 2015 г. озвучил намерение в скорейшем времени избавиться от нефтяных активов¹⁵, объявляя их бесперспективными (интересно, зачем они так охотно делятся своими «бизнес-секретами»? И действительно ли продали или же, наоборот, стимулируя других на продажу, сами втайне покупали, пользуясь случаем?!).

Американские эксперты беспрерывно заявляют, что снижение котировок до 10–12 долларов за баррель вполне реально. Ведь себестоимость добычи нефти в Саудовской Аравии – всего несколько долларов, и якобы это позволяет саудитам демпинговать сколь угодно. На самом деле здесь учитываются только затраты на производство и не берутся в расчёт расходы на поиск месторождений, транспортировку сырья, налоги и т. д. В среднем же себестоимость добычи в мире составляет 29 долларов за баррель (от 16 до 53 в зависимости от региона)¹⁶. Это означает, что если цена на нефть упадёт ниже 29 долларов за баррель, то начнётся сокращение добычи на 50–60% месторождений мира.

Все эти информационные атаки, выдаваемые по порциям и разумно распределённые по времени, являлись активными катализаторами на рынке нефти и породили цепную реакцию. В результате ликвидность нефти упала до минимума. Начался отток активов из популярных бир-

жевых фондов, привязанных к нефтяному рынку, причём с геометрической прогрессией. «Призрачные клиенты» поспешно продают «нефтяные» инструменты.

Итак, нефтяной рынок утрачивал управляемость. Либеральная идея всепобеждающей невидимой руки свободного рынка больше не работает. Процесс перешёл в фазу «спасайся, кто может». Производители повышали добычу изо всех сил, чтобы компенсировать убытки. Например, сама Россия увеличила в 2015 г. объём нефтедобычи на 1,4%. А инициированные Россией попытки как-то скоординировать усилия и остановить эту «дику» конкуренцию» производителей пока не привели к ощутимым результатам.

Параллельно этому со стороны США осуществляется полная маскировка истинных причин и следствий, чтобы дезориентировать рыночных игроков и аналитиков. Якобы удешевление нефти связано только с экономическими причинами – во всём виноваты «сланцевая революция» и ценовые войны между США и Саудовской Аравией (хотя они – союзники). Но на самом деле можно уверенно сказать, что США манипулируют нефтяными ценами на мировом рынке, искусственно искажая фундаментальные переменные (запасы, производство, спрос, потребление) и создавая тем самым ощущение избытка «чёрного золота»¹⁷. Конечная цель этой игры – ослабление России, нанесение удара по её экономике и получение стратегических преимуществ в геополитической сфере. Поэтому в интересах РФ – чётко проанализировать реальную ситуацию на рынке, опираясь на достоверные, а не пропагандистские источники и, исходя из полученных данных, выстроить самостоятельную стратегию действий на мировом нефтяном рынке.

Россия должна активно разоблачать американскую пропаганду, подрывать доверие к официальным отчётам США (особенно касающимся производства и экспорта нефти и сланца). И параллельно с этим – энергично «рекламировать» оптимистические прогнозы по поводу цены нефти, распространять аналитическую информацию о том, что «сланцевая революция» является «блефом», и широко афишировать вышеперечисленные подлинные причины удешевления нефти. ■

¹³ Под Лондоном нашли крупное месторождение нефти. URL: <http://www.ntv.ru/novosti/1390941/>. [09.04.2015].

¹⁴ Ирану нужно 200 миллиардов инвестиций на развитие индустрии нефти. URL: <http://ria.ru/economy/20160209/1371796119.html> [09.02.2016].

¹⁵ Рокфеллеры решили избавиться от нефтяных активов. URL: <http://vesti.az/news/219172> [23.09.2014].

¹⁶ Office of Energy Statistics; Larry Spancake. Oil and Natural Gas Production: Lifting Costs, Finding Costs, Upstream Costs (англ.). Performance Profiles of Major Energy Producers 2009 18. US EIA (February 2011). URL: <http://www.eia.gov/finance/performanceprofiles/pdf/020609.pdf#page=18>

¹⁷ Пример: WSJ: Избыток нефти на мировом рынке – статистическая ошибка. URL: <http://regnum.ru/news/economy/2100072.html> [17.03.2016].



2-я международная выставка и конференция по судостроению и разработке высокотехнологичного оборудования для освоения Арктики и континентального шельфа

OFFSHORE MARINTEC RUSSIA

4–7 октября 2016

Санкт-Петербург

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

Организаторы:



www.offshoremarintec-russia.ru

+7 (812) 320 9660 frolova@restec.ru

Модернизация на базе знаний

Для обеспечения импортозамещения в российском НГК необходимо развивать систему инжиниринга, основанную на накоплении и анализе информации

Михаил СИЛИН,
доктор химических наук, проректор
по инновационной деятельности
и коммерциализации разработок;
Юрий КЛОЧКО,
директор инжинирингового центра
«Губкин инжиниринг»;
Андрей ЛАРИОНОВ,
кандидат технических наук, директор
по маркетингу инжинирингового центра
«Губкин инжиниринг»
(РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И. М. Губкина)

Российская нефтегазовая промышленность нуждается в существенной модернизации. Важную роль в данном процессе играет способность реагировать на изменения за счёт накопления и использования знаний. Действительно, ситуация в отечественном НГК кардинально меняется: те методы и подходы, которые работали раньше, сегодня уже мало актуальны. Комплексы промышленного оборудования и производственная инфраструктура, созданная за последние годы, нуждаются в обслуживании и дальнейшем обновлении, но этому препятствуют санкции, введённые против России. А собственных знаний для этого не хватает. Существуют также проблемы, связанные с поставками оборудования, запасных частей и доступностью зарубежных технологий. Кроме того, ограничена работа иностранных подрядчиков и сервисных компаний, предлагавших ранее комплексное решение проблем заказчиков – крупнейших российских нефтегазовых компаний.

Новые вызовы для НГК

В отечественном нефтегазовом бизнесе сложилась ситуация, при которой локальные проблемы технико-технологического и инженерного характера не попадают на уровень корпоративного центра. Они решаются на уровне подрядчи-



ков, исполнителей контрактов и системных интеграторов. Другими словами, в большинстве случаев это была прерогатива крупных зарубежных сервисных корпораций, предлагавших целые нефтегазодобывающие комплексы «под ключ» и поставлявших промышленное оборудование для освоения морских месторождений. Именно заказчик в основном решал вопросы контрактования и проектного финансирования.

Следует отметить, что существует множество нюансов по подбору и сопряжению разнородного оборудования и технологий для построения из этих «кубиков» единой функционирующей производственной системы. В настоящее время эти ноу-хау владеет исключительно персонал компаний-подрядчиков (в большинстве случаев зарубежных), реализовавших проекты в предыдущие годы. Процесс был организован так, что только у них были банки данных, методология и знания по построению подобных технико-технологических систем и взаимосвязанных цепочек оборудования, включая процессы производства, выпуска запасных частей, обслуживания и ремонта.

Сегодня ситуация поменялась: многие сервисные компании, предлагавшие комплексное решение проблем, в связи с санк-

циями вынуждены были уйти с российского рынка или изменить свою стратегию. В результате заказчик столкнулся со всеми технико-технологическими проблемами напрямую. В производственных цепочках и на промыслах осталось оборудование, которое он не в состоянии долговременно и автономно обслуживать.

Возникли проблемы с получением запасных частей и материалов. Многие компании не понимают, чем можно заменить то или иное оборудование без вреда для технологического процесса. Знаний и персонала, способного быстро и профессионально решать эти проблемы, у заказчика недостаточно. Таким образом, эти проблемы становятся корпоративными и даже отраслевыми. Кто-то должен взять на себя их решение.

Зависимость российской нефтегазовой промышленности от иностранных технологий, оборудования, материалов, программного обеспечения и услуг по ряду направлений достигла критической отметки и создала угрозы энергетической безопасности РФ. В связи с этим правительство разработало программу по импортозамещению.

Импортозамещение, помимо обеспечения технологической независимости, стимулирует дополнительный экономи-

ческий рост за счёт восстановления и развития ряда направлений отечественной промышленности и общей системы народнохозяйственных связей.

С учётом сложившейся ситуации в энергетике РФ необходимо решение двух основных задач. Во-первых, создание государственно-частного механизма на основе отраслевых и корпоративных программ импортозамещения, предусматривающих, в частности, углубление межотраслевого взаимодействия и поддержку реализации приоритетных инвестиционных проектов. Во-вторых, формирование собственной научно-технической и промышленной базы для разработки и производства качественного энергетического оборудования и обеспечения сервиса в ключевых областях.

Для решения указанных задач будет принят ряд мер, в том числе:

- налоговое и таможенно-тарифное стимулирование использования отечественного оборудования, комплектующих, материалов, услуг и программно-обеспечения, отвечающих требованиям к качеству и обслуживанию;
- предоставление льготного кредитования и иных мер финансирования приоритетных инвестиционных проектов;
- создание широкой сети инженеринговых центров, ориентированных на отечественное оборудование, материалы и услуги;

• поддержка локализации производства современных зарубежных технологий, необходимых для устойчивого функционирования и развития ТЭК;

• формирование образовательных и научных организаций, а также современной инфраструктуры для стимулирования разработок и создания российских или локализованных образцов оборудования и технологических решений по приоритетным направлениям импортозамещения;

• создание на базе государственно-частного партнёрства полигонов для отработки образцов новой техники и технологий, а также центров подготовки и переподготовки высококвалифицированных кадров для ТЭК.

Иными словами, для обеспечения импортозамещения необходимо разработать и внедрить новые отечественные технологии, оборудование, материалы, программное обеспечение и услуги, не уступающие зарубежным аналогам. А для этого нужно стимулировать инновационную деятельность.

ПРИОРИТЕТЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Целевым показателем является увеличение доли отечественной продукции в закупках предприятий ТЭК до 60% к концу первого этапа и свыше 85% к 2035 г. при соблюдении высоких требований к качеству и обслуживанию.

На рис. 1 представлена сегментация рынка по отраслям промышленности. Минэнерго определило приоритетные направления для импортозамещения в НГК и планирует, что доля зарубежной продукции снизится с нынешних 60% до 43% к 2020 г.

Наиболее приоритетными направлениями для работ по импортозамещению в нефтегазовой отрасли являются технологии гидроразрыва пласта и наклонно-направленного бурения. В данных секто-

рах в настоящее время доля импортного оборудования достигает 90% и 83% соответственно. По сжиженному природному газу и шельфу она составляет около 80%, по трудноизвлекаемым залежам – почти 50%, по традиционным месторождениям – менее 20%.

Государственная программа по импортозамещению содержит три временных периода: краткосрочный (2015–2016 гг.), среднесрочный (2017–2018 гг.) и долгосрочный (до 2020 г.). К каждому из них приурочены свои проекты. В краткосрочном периоде планируется создать отечественные технологии наклонно-направленного бурения. Сегодня по буровой технике, роторным управляемым системам, навигационному оборудованию для определения положения бурового инструмен-

Рис. 1. Сегментация рынка по отраслям промышленности

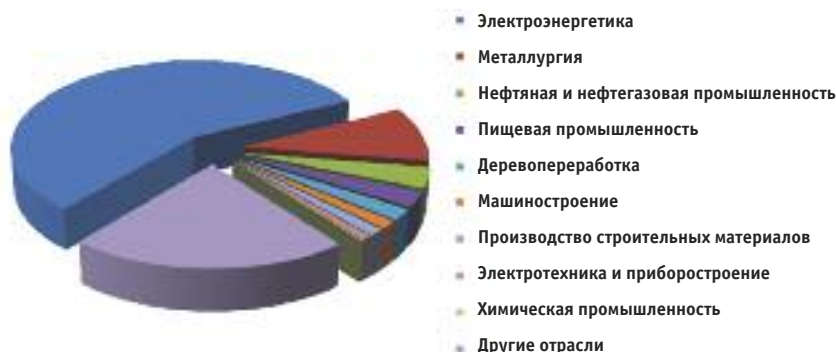


Рис. 2. Декомпозиция технологии нефтегазового производства

Любая технология нефтегазового производства в общем виде может быть представлена в виде многоуровневой модели её ресурсного обеспечения

Для каждого уровня ресурсного обеспечения технологии необходимо установить текущее значение её зависимости от импорта и определить «красные зоны»

Программное обеспечение
АСУТП и КИПиА
Запасные части
Химические реагенты
Материалы
Оборудование



та доля импорта равняется 83%. По породоразрушающему и бурильному инструменту степень зависимости – 60%. Предусматривается создание отечественных технологий и оборудования, используемых при разработке трудноизвлекаемых запасов. Это касается и геологоразведки, и геофизики, и бурения скважин.

В среднесрочном периоде должны быть разработаны российские программные средства для процессов бурения, добычи, транспортировки и переработки УВ сырья. Сейчас в области прикладного и инженерного программного обеспечения на импорт приходится 90%, а в сфере автоматических систем управления производством – 91%. Необходимо также импортозамещение для технологий сжижения природного газа, в том числе по установкам получения СПГ, дожимным компрессорным установкам, криогенным насосам высокого и низкого давления и газораздаточным колонкам СПГ с коммерческим учётом. По этим видам оборудования доля импорта оценивается от 60–65% до 90%. Также предусматривается разработка криогенных передвижных транспортных заправщиков и бортовых топливных систем для автотранспортных средств. По насосам высокого давления, компрессорным установкам, поршневым компрессорам доля импорта доходит до 80%. Требуются также отечественные продуктовые насосы большой мощности, запорная трубопроводная арматура, приводная техника и арматура для особых сред.

В долгосрочном периоде необходимо освоить технологии и оборудование, используемые для реализации шельфовых проектов. Это касается плавучих буровых установок и судов, подводных добычных комплексов, подвесного устьевых оборудования, специализированных судов, услуг по цементированию, заканчиванию и ремонту скважин. Планируется также налаживание выпуска отечественных гибких насосно-компрессорных труб.

Министерство промышленности и торговли РФ разработало 20 отраслевых планов, куда включены более 2 тыс. наиболее приоритетных позиций по импортозамещению, суммарная заявленная стоимость которых превышает 2,5 трлн рублей.

Поиск системных решений

Большинство задач инновационного развития НГК связано с повышением энергоэффективности и обеспечением высокого уровня экологичности производства. Новые технологии должны привести к снижению выбросов в атмосферу. На повест-

Рис. 3. Инжиниринговые центры на базе организаций высшего образования (по данным Минобрнауки РФ)



ке дня стоит осовременивание технологических процессов в добыче и переработке нефти и газа, наделение отрасли новыми качествами. В частности, в газовой промышленности актуальна проблема расширения использования газомоторного топлива и развития локальных малотоннажных производств СПГ, а также получения гелия. Продукты глубокой переработки нефти и газа дадут толчок для развития национального производства микроэлектроники, наземного и воздушного транспорта, космических ракет, биотехнологий и медицины. Весь этот комплекс задач требует изменения структуры рынка и появления на нём новых участников.

Однако невозможно двигаться в будущее с помощью старых институций и структурных подходов к организации производства и бизнеса. В новой ситуации заказчику нельзя обойтись только торговыми домами, которые просто продают оборудование по конкретному заказу, или сервисными компаниями, которые делают всё «под ключ», но могут в один момент исчезнуть с горизонта. Здесь нужны новые форматы и взгляд на ситуацию под другим углом.

Российский отраслевой рынок уже породил новых игроков – это инженеринговые компании, которые берут на себя решение проблем заказчиков. Сейчас в России данное направление деятельности бурно развивается. Именно на инженеринговые центры возложена миссия модернизации отрасли, поскольку они изначально создаются для решения конкретных технологических проблем.

Инжиниринг – это полный комплекс услуг, связанных с решением технологической проблемы заказчика. Он включает в себя анализ ситуации, выработку эффективного решения и постановку продукта на производство. В рамках инжиниринга проводятся следующие мероприятия:

- предпроектные исследования, поиск и формализация проблемы;
- научно-исследовательские и опытно-конструкторские работы;
- запуск опытного производства, проведение испытаний и сертификация;
- консалтинг и обучение для обеспечения эксплуатации мощностей;
- серийное производство, логистика и обеспечение поставок товарной продукции.

Типовая структура инженерингового центра предполагает создание и функционирование следующих элементов:

- проектный офис;
- научные и испытательские лаборатории;
- отдел консалтинга и аналитики;
- конструкторский отдел;
- технологический департамент;
- участок опытного и мелкосерийного производства;
- учебный центр.

Важнейшим элементом инженеринговой деятельности является создание банка данных о технологии производства, а также консолидация знаний в виде цифрового актива. Таким образом, детальная технико-технологическая информация об оборудовании и технологиях станет ключевым активом для ре-

Рис. 4. Основные компетенции инженерингового центра в нефтегазовой отрасли



шения проблемы модернизации и стратегического развития НГК.

В ведущем отраслевом вузе России – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина при поддержке Министерства образования и науки РФ была создана новая структура – «Губкин инжиниринг» (Gubkin Engineering). Девиз «Губкин инжиниринг» – «Цифровой взгляд» (Digital Sight). Он очень точно определяет то, как будет работать центр – синтезировать, формализовывать и накапливать технико-технологические знания и формировать цифровые модели для промышленного оборудования и технологических цепочек, доступные заказчику для поддержки принятия решений.

В России не уделяется должного внимания процессу консолидации и управления знаниями. Это перманентно приводит нас к состоянию полной рассеянности и растерянности. Данная ситуация циклично повторяется, обнуляя потенциал наших ключевых государственных и корпоративных индустриальных активов: вроде всё у нас только что было, всё работало – и тут раз, опять ничего не работает и ничего нет.

Формирование «знаниевой» составляющей любой деятельности – это очень сложная задача, долговременный и кропотливый процесс, который должен опираться на единую методологию. Для того чтобы понизить сложность этой задачи, существует системный инжиниринг – набор методов, правил, классификаторов и схем, упорядочивающих и формализующих технико-технологическую деятельность в компании. В сложных производственных системах и комплексах промышленного оборудования описательная часть может быть необозрима без применения специальных методологии и мышления.

Инжиниринговый центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина обеспечи-

вает исполнение заказов предприятий нефтегазовой отрасли по разработке и внедрению технологии, оборудования, материалов и компонентов, а также по продвижению научно-исследовательских разработок, способствующих импортозамещению. Его основными видами деятельности явля-

дарт управления инженерными проектами (см. рис. 5).

На III ежегодной национальной выставке «ВУЗПРОМЭКСПО – 2015», которая прошла под девизом «От идеи к реальности», были представлены новые российские разработки и технологии, а также проекты и продукты инженеринговых центров, подготовленные к промышленному внедрению. Организаторами мероприятия выступили Минобрнауки и Минпромторг. Коллектив «Губкин инжиниринг» представил несколько перспективных разработок университета, находящихся на продвинутой стадии внедрения в производство – от предсерийного образца до технико-технологических решений, обкатанных на скважинах Западной Сибири. В частности, это скважинное насосное оборудование и оригинальная мобильная система диагностики наземных комплексов энергообеспечения кустовых площадок.

В заключение следует отметить, что сегодня актуально включение инженеринговых компаний в деятельность крупных

Рис. 5. Границы рассмотрения стандарта управления инженерными проектами «Губкин инжиниринг»



ются: трансфер нефтегазовых технологий зарубежных поставщиков и реверсивный (обратный) инжиниринг технических средств зарубежного производства.

«Губкин инжиниринг» сотрудничает с заказчиками техники и технологий, а также с производителями оборудования и владельцами технологий. Результатом его работы является опытный образец решения. Для обеспечения функционирования инженерингового центра создан стан-

отраслевых корпораций. Существует необходимость модернизации и перенстройки производственных активов на работу в новых перспективных направлениях для стратегического развития нефтегазовой промышленности. Это станет возможным благодаря использованию лучших российских и зарубежных практик инжиниринга для организации постоянно действующей системы накопления и управления знаниями.



МОРСКОЙ БИЗНЕС-ФОРУМ СИМБФ 2016

9 -13 июня 2016 г.
Крымский федеральный округ

ПРИ ПОДДЕРЖКЕ:



МИНПРОМТОРГ
РОССИИ

Тел: +79 788887 819 / +7 (8692) 65 33 67 (факс) / simbf@inbox.ru

Адрес для почтовой переписки и проведения переговоров по участию в СИМБФ:
пр. Победы, 44, офис 23, г. Севастополь, Российская Федерация, 299046

Сайт: www.simbf.ru

Наши партнеры



Транспорт России



Налоговый инспектор стучится в дверь

Проводимые ФНС налоговые проверки приобретают всё более комплексный характер и становятся более эффективными



www.kpmg.ru

Антон УСОВ, партнёр, руководитель практики по работе с компаниями нефтегазового сектора; Антон ЗЫКОВ, директор; Александр ГРИНЬКО, юрист, Группа разрешения налоговых споров КПМГ в России и СНГ

По итогам 2015 г. Федеральная налоговая служба объявила о росте налоговых поступлений. В ФНС это объясняют повышением эффективности налоговых проверок. Бизнес же констатирует увеличение количества требований предоставления документов со стороны налоговиков и более пристальное внимание к своей деятельности.

Проверки становятся жёстче

25 февраля 2016 г. руководитель Федеральной налоговой службы Михаил Мишустин провёл заседание расширенной коллегии ФНС, которое было посвящено итогам работы налоговых органов в 2015 г. и основным задачам ведомства на 2016 год. Участие в заседании первого заместителя председателя правительства Игоря Шувалова, министра финансов Антона Силуанова и председателя Комитета Государственной Думы по бюджету и налогам Андрея Макарова показывает, насколько важен для государства вопрос пополнения бюджета налоговыми поступлениями.

Открывая заседание коллегии, Михаил Мишустин отметил, что ФНС России удаётся поддерживать установившийся в последние годы тренд роста налоговых поступлений, несмотря на непростые экономические условия. При этом налоговые ставки остаются относительно стабильными. За счёт чего же фискальные органы добиваются увеличения поступлений?

Ответ прост – за счёт налоговых проверок, которые стали более сложными, эффективными и результативными. Глава ФНС пояснил, что треть прироста поступлений налогов обеспечена благодаря улучшению налогового администрирования: при снижении количества выездных проверок возросла их эффективность, повысился и уровень взыскания доначисленных сумм.

И действительно, по опыту многочисленных налоговых проверок, в которых мы участвуем на стороне наших клиентов, можно отметить, что контрольные мероприятия становятся всё более тщательными и подробными, а претензии налоговых органов – более комплексными. Если ранее они в подтверждение своих претензий ограничивались анализом небольшого количества первичных документов и формальным перечислением положений налогового законодательства, то в последние годы ситуация кардинально изменилась.

Истребовать всё

Совершая современную проверку, налоговые инспекторы не ограничиваются исследованием «первички» (первичных учётных документов). Проверяющие истребуют у налого-

плательщиков и их контрагентов множество иных документов – от протоколов совещаний и электронной переписки до записных книжек сотрудников.

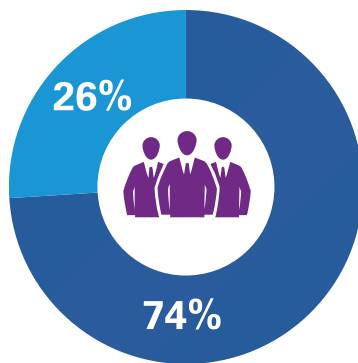
Это подтверждают результаты экспресс-опроса КПМГ. Подавляющее большинство респондентов (92%) указали, что ключевые изменения во взаимодействии с налоговыми органами выразились в увеличении количества требований о предоставлении документов.

Поступая таким образом, налоговые органы стремятся вникнуть в особенности ведения бизнеса налогоплательщиком, понять механизм принятия решений в организации, содержание взаимоотношений предприятия с его контрагентами, порядок учёта внутренних хозяйственных операций (инвентаризация, учёт убытков и др.).

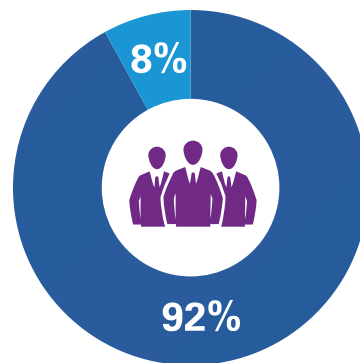
В конечном итоге налоговые органы стремятся ознакомиться с бизнесом проверяемой организации, чтобы иметь возможность определить целесообразность совершения ею операций и сделок, следствием которых является уменьшение сумм налогов, уплачиваемых в бюджет. Как правило, основное внимание налоговых органов направлено на



Экспресс-опрос КПМГ «Налоговый барометр»



74% представителей бизнеса, опрошенных КПМГ, отмечают негативные изменения во взаимодействии с налоговыми органами



92% респондентов считают, что эти изменения выразились в увеличении количества требований со стороны налоговых органов о предоставлении документов

поиск тех операций и сделок, которые не имеют разумных экономических или иных причин (не приносят организации какой-либо прибыли либо иных измеримых выгод от их осуществления, или данные выгоды столь не существенны, что совершенно несоизмеримы с понесёнными затратами).

Допросы сотрудников также становятся обычным мероприятием при налоговой проверке. Если ранее они проводились редко, зачастую играя формальную либо вспомогательную роль, и допрашивали обычно генерального директора компании и бухгалтеров, то в настоящее время налоговые инспекторы вызывают сотрудников проверяемых организаций на допросы в массовом порядке, иногда целыми подразделениями. Причём допрашивают не бухгалтерию или налоговый отдел, а производственников, отделы снабжения и продаж.

Посредством проведения допросов инспекторы стремятся проверить имеющиеся догадки о возможном несоответствии информации, отражённой в первичных документах, действительному положению дел, узнать особенности принятия и реализации тех или иных решений в организации, собрать иные факты и сведения, которые впоследствии могут оказаться полезными для формирования претензий.

ИСТРЕБОВАТЬ ОТОВСЮДУ

Международные запросы, обмен информацией с иностранными налоговыми органами также становятся обычным инструментом в арсенале налоговиков. В том числе такая активизация вызвана поручением Президента России по деофшоризации экономики и ограничению вывода капиталов из страны.

В рамках проводимых проверок в фокусе пристального внимания налоговых органов находятся все сделки с иностранными организациями, в особенности в тех случаях, когда зарубежными участниками данных сделок являются материнские компании, входящие в одну группу с проверяемой организацией, или офшоры.

Налоговые органы направляют многочисленные международные запросы для получения информации об операциях по расчётным счетам иностранных организаций, сведений об учредителях, бухгалтерской (финансовой) отчётности данных организаций, суммах уплаченного налога и видах осуществляемой ими деятельности, договоров и иных документов по сделкам.

Иностранные налоговые органы в порядке обмена охотно предоставляют российским коллегам соответствующую информацию и документы. Более того, прилагают собственные пояснения по результатам выполнения запросов. Рассчитывать на сохранность налоговой или банковской тайны за рубежом не приходится.

В обозримой перспективе ожидается, что возможности налоговых органов по истребованию документов у иностранных коллег будут лишь расти. В частности, согласно заявлению, сделанному Михаилом Мишустинным на вышеупомянутой рабочей коллегии, планируется, что в ближайшее время Российская Федерация присоединится к многостороннему Соглашению об обмене информацией по Единым стандартам ОЭСР, к которому уже присоединились 79 государств. Единый стандарт предполагает автоматический обмен информацией о финансовых счетах и активах налоговых резидентов между компетентными органами стран мира.

Проведение экспертиз теперь также не является экзотикой. Привлечение налоговыми органами экспертов на платной основе по-

деле доказывания предъявленных претензий в арбитражных судах ежегодно растёт. Если в 2010 г. удельный вес сумм налоговых требований, удовлетворённых в судах в пользу бюджета, находился на уровне лишь 41%, в 2011-м и 2012-м гг. он составил уже 63% и 66%, соответственно, то к 2015 г. данная величина достигла 79%. Такова в целом результативность налоговых органов с учётом возросшей эффективности проводимых ими проверок.

Что примечательно, в результате более тщательного проведения проверок налоговые органы зачастую обращают внимание на те операции, к которым ранее они не имели соответствующих претензий. Так, в деле компании «РуссНефть», рассмотренном Арбитражным судом Московского округа 25 февраля 2016 г.,



ставлено на поток. В дополнение к экспертизам подлинности подписей на документах прибавились строительные и экономические экспертизы. Расширяется сфера применения отчётов оценщиков рыночной стоимости товаров, работ, услуг и имущественных прав.

Таким образом, посредством проведения многочисленных и различных по своему содержанию мероприятий налогового контроля, фискальные органы получают от налогоплательщиков и их контрагентов максимум возможной информации и подтверждающих документов, тщательно собирая факты и доказательства, необходимые для подтверждения претензий.

Такой подход налоговых органов к проведению налоговых проверок привёл к значительному росту их эффективности, которая изменяется для налогоплательщиков вполне конкретными и осязаемыми величинами. Согласно статистике, успешность налоговых органов в

организация сослалась на отсутствие претензий налогового органа по аналогичным операциям при проверках за предыдущие годы. Однако её доводы были отклонены судом. По мнению суда, отсутствие претензий налогового органа в соответствующей части по предыдущим периодам не исключает наличия нарушений налогового законодательства, допущенных организацией в период, по результатам проверки которого вынесено решение.

Безусловно, существует мнение, что часть данной результативности налоговых органов можно объяснить сложной финансово-экономической ситуацией в стране, когда арбитражные суды стали гораздо менее лояльно относиться к налогоплательщикам, что упростило налоговым органам их задачу по наполнению бюджета. Однако не стоит полагаться на то, что с ростом цены на нефть Федеральная налоговая служба сбавит набранный темп. ■

Управляем будущим сегодня



**КПМГ – интеллектуальный партнер
Национального нефтегазового форума**

19-21 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

kpmg.ru



© 2016 АО «КПМГ», компания, зарегистрированная в соответствии с законодательством Российской Федерации, член сети независимых фирм КПМГ, входящих в ассоциацию KPMG International Cooperative ("KPMG International"), зарегистрированную по законодательству Швейцарии. Все права защищены. KPMG и логотип KPMG являются зарегистрированными товарными знаками или товарными знаками ассоциации KPMG International. РЕКЛАМА. 0+

Сессии КПМГ в рамках Форума

Кадровый потенциал отрасли: профессиональные инновации, актуальные проблемы и пути решения

19 апреля // 14:00-16:00



Антон Усов

Партнер,
руководитель практики
по работе с компаниями
нефтегазовой отрасли
КПМГ в России и СНГ

Инновационные методы работы финансово-экономических служб в компаниях нефтегазовой отрасли

19 апреля // 16:30-18:30



Роман Малюга

Партнер,
руководитель группы
по оказанию услуг
в области управления
финансами
и казначейством
КПМГ в России и СНГ

Практика организации закупочной деятельности в нефтегазовом комплексе

20 апреля // 14:00-16:00



Константин Рыбаков

Партнер,
руководитель группы по
оказанию услуг в области
управления цепочкой
поставок и закупками
КПМГ в России и СНГ

На пути к «нетрадиционной» добыче



Освоение легкой нефти низкопроницаемых пород, высоковязкой нефти и природных битумов является задачей обозримого будущего для российского НГК

Анна АЛАЕВА,
Анастасия ГОРЯЧЕВА

Развернувшаяся в США «сланцевая революция», а также реализуемые в Канаде и Венесуэле проекты по добыче битуминозной нефти значительно повысили интерес – и научных кругов, и широкой общественности – к нетрадиционным ресурсам углеводородного сырья. Россия также обладает значительными запасами как легкой нефти плотных пород, так и высоковязкой нефти и битумов. Но возможно ли налаживание в нашей стране широкомасштабного производства данных видов УВС и имеются ли необходимые для этого технологии?

В соответствии с приказом Минприроды № 41 от 13.02.1998 г., в качестве основного критерия, позволяющего классифицировать запасы как трудноизвлекаемые (ТРИЗ), принимается необходимость использования при разработке залежей методов и технологий, требующих повышенных капиталовложений и эксплуатационных затрат по сравнению с традиционно используемыми способами. Применение такого критерия позволяет отнести к ТРИЗ сырьё, извлечённое из нефтяных сланцев, лёгкую нефть низкопроницаемых пород (ЛННП), высоковязкие нефти и природные битумы (ВВН и ПБ).

Сланцевая нефть по-российски

Согласно данным ЕИА, Россия обладает самыми большими в мире технически извлекаемыми запасами ЛННП – 74,6 млрд барр. При этом оценка даётся только с учётом баженовской свиты, характеристика которой приведена в табл. 1.

Оценки ресурсов крайне противоречивы, так как имеющихся методик и программных средств, предназначенных для изучения «традиционных» объектов, недостаточно. Необходим дополнительный комплекс геохимических и механических исследований непосредственно сланцев, в частности глин и мергелей.

Сильное влияние на оценки объёмов запасов оказывает используемый для расчётов коэффициент извлечения неф-

Табл. 1. Характеристика баженовской свиты в разбивке на центральный и северный бажен

Показатели	Центральный бажен	Северный бажен
Перспективная площадь, млн м ²	300828	192613
Эффективная толщина, м	25,90	25,90
Суммарный объём пласта, млрд м ³	7799	4993
Коэффициент успеха	0,45	0,26
Содержание нефти в пласте, % об.	4,37	3,20
Геологические ресурсы нефти, млрд м ³	153	42
Коэффициент извлечения нефти	6%	6%
ТИР нефти, млрд барр.	57,90	15,70

Источники: СКОЛКОВО. Нетрадиционная нефть: станет ли Бажен вторым Баккеном? – 2013.

ти, который ЕИА приняло высоким (6%). Его изменение на несколько долей процентов может существенно скорректировать результаты расчётов. Различные организации, такие как ЕИА, USGS, «Роснефть» и ЦРН ХМАО, приводят оценки в диапазоне от 3,1 до 22 млрд т, причём извлекаемые запасы нефти категорий АВС₁ + С₂, которые числятся на государственном балансе, составляют лишь 0,5 млрд т [1].

Стоит также отметить, что баженовская свита, несмотря на частое упоминание в качестве аналога формаций Баккена и ему подобных американских плеев ЛННП (ключ к которым подобран), существенно отличается по геологическим свойствам (см. рис. 1).

При освоении американских сланцевых плеев хорошо себя зарекомендовало сочетание горизонтального бурения и многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). В России в рамках пилотных проектов преобладают два типа технологий разработки ЛННП: использование термогазовых методов («РИТЭК», «Сургутнефтегаз») и адаптация горизонтального бурения и МГРП к отечественным реалиям («Сургутнефтегаз», «Роснефть», «Газпром нефть»).

На сегодняшний день в России известно более 70 месторождений с запасами, приуроченными к баженовской свите, но они практически не разрабатываются. Во-первых, из-за отсутствия типового решения для добычи каждый успешный опыт уникален и сопряжён с большим количеством научно-производственных изысканий. А во-вторых, из-за недостаточной изученности объекта [3]. Но хочется верить, что в обозримом будущем накопленный опыт позволит упростить подбор оптимальных технологий для освоения залежей ЛННП.

При этом экономическая эффективность технологий остаётся сомнитель-

На сегодняшний день в России известно более 70 месторождений с запасами, приуроченными к баженовской свите, но они практически не разрабатываются.

ной, особенно в условиях секторальных санкций и (что в большей степени влияет) низких цен на нефть. По оценкам компании «ЛУКОЙЛ», добыча нефти баженовской свиты рентабельна лишь при цене выше 80 долларов за баррель. В противном случае необходимо изменение фискальной политики – в частности внедрение налога на финансовый результат. Но даже при текущих ценах работы продолжают. Например, «Газпром нефть», ранее активно искавшая результативные технологии промыш-

ленного освоения бажена на Пальяновской площади Красноленинского месторождения и на Южно-Приобском месторождении в ХМАО, в конце 2015 г. приступила к изучению баженовской свиты в ЯНАО, на Вынгайхинском месторождении.

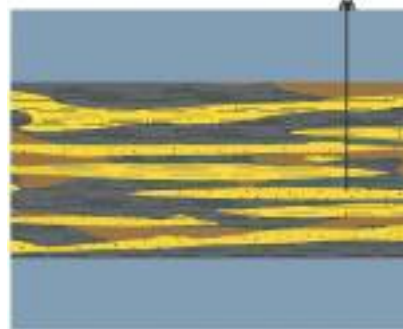
За последние 10 лет объёмы добычи из баженовской свиты выросли с 50 до 750 тыс. т в год. Это стало возможным благодаря усилиям «Сургутнефтегаза», «ЛУКОЙЛа» (в лице «РИТЭКа»), «Роснефти», «РуссНефти» и «Газпром нефти». В настоящее время реализованы лишь пилотные проекты, но, по словам губернатора ХМАО – Югры Н. Комаровой, ожидается, что к 2018 г. начнётся промышленная эксплуатация данных ресурсов.

Тюменская свита, как и баженовская, относится к юрским отложениям Западной Сибири. Её запасы также квалифицируются как ТРИЗ. Данный объект заслуживает отдельного внимания, так как повышение здесь дебитов и КИН возможно за счёт бурения горизонтальных скважин и МГРП. Вместе с тем, для уточнения плотности сетки бурения, длины горизонтального участка и расстояния между точками проведения МГРП необходима опытно-промышленная отработка технологии на каждом конкретном месторождении.

В качестве наиболее близкого аналога американской формации Bakken зачастую упоминают доманиковские отложения Тимано-Печорской и Волго-Ураль-

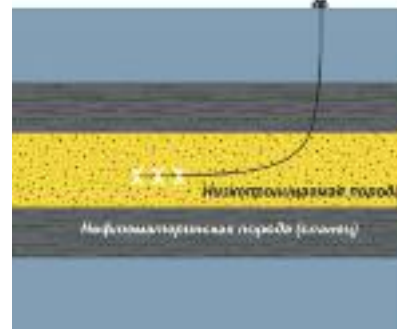
Рис. 1. Отличие баженовской свиты от американских низкопроницаемых пород по геологическим свойствам

Баженовская свита



Переслоение коллекторов и практически непроницаемой нефтематеринской породы (матрицы). Добыча ведётся из продуктивных отложений, для которых отсутствуют эффективные технологии поиска и разработки.

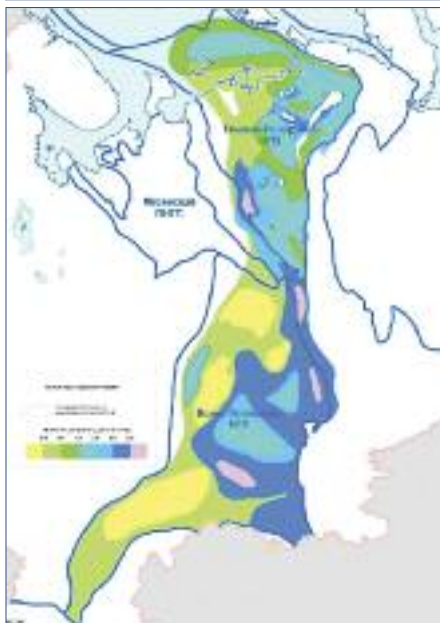
Формация Баккен



Лёгкая нефть мигрирует из нефтематеринской породы (сланец) в низкопроницаемые. Добыча ведётся из плотных низкопроницаемых, но относительно однородных формаций.

Источники: Выгон Г. Возможна ли «сланцевая революция» в России? См.: <http://www.kommersant.ru>

Рис. 2. Расположение доманиковых отложений в Тимано-Печорском и Волго-Уральском бассейнах



Источники: Прищепа О. Нетрадиционные объекты поиска углеводородов – доманикоиды Восточно-Европейской платформы // III Балтийская школа-семинар «Петрофизическое моделирование осадочных пород». См.: <http://www.ngtp.ru>

ской НГП (см. рис. 2), представленные тёмными битуминозными сланцами, переслаивающимися с тёмными битуминозными известняками, местами окремнёнными. На территории НГП выявлено большое количество объектов с нефтепроявлениями, что в совокупности со сложностью коллекторских свойств и условий осадконакопления на отечественных и зарубежных объектах указывает на перспективность дальнейших поисковых работ и высокую вероятность наращивания добычи ЛННП.

По оценкам ВНИГРИ, после 2030 г. возможная доля ЛННП в совокупной добыче в стране – при условии освоения основных видов нетрадиционных углеводородов – может составить порядка 20–30%. ВР прогнозирует, что к 2030 г. данный объём вырастет до 70 млн т. Эта цифра включает в себя не только нефть, но и конденсат, а также прочие жидкие углеводороды. По прогнозам Минэнерго России, к 2030 г. добыча из залежей ачимовской, баженовской и тюменской свит (см. рис. 3) составит 80 млн т в год. Но такое существенное увеличение производства может произойти лишь при условии развития новых технологий, на отработку и внедрение которых способно уйти порядка 10–15 лет.

Необходимость изучения ТРИЗ в нашей стране признаётся на правительственном уровне. Подтверждением этому является ряд принятых документов. Например, Распоряжение Правительства РФ от 3 мая 2012 г. № 700-р «О стимулировании реализации новых инвестиционных проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти». В рамках принятого 23 июля 2013 г. Федерального закона № 213-ФЗ были установлены понижающие коэффициенты к ставке НДПИ при добыче нефти на участках недр, содержащих ТРИЗ. Ставка варьируется в зависимости от проницаемости коллектора, степени выработанности месторождения и размера нефтенасыщенного пласта. Поправки в налоговое законодательство, предусмотренные ФЗ, вступили в силу с 1 сентября 2013 г. Согласно им, добыча на месторождениях баженовской, абалакской, хадумской и доманиковой свит освобождается от НДПИ на 15 лет. В феврале 2014 г. принято решение о создании Координационного центра при Министерстве природных ресурсов и экологии по изучению и освоению нетрадиционных видов углеводородов. Вышеперечисленные меры демонстрируют заинтересованность и поддержку со стороны государства, что

при прочих благоприятных факторах повышает вероятность прогресса в данной сфере.

РЕШЕНИЯ ДЛЯ ВЯЗКОЙ НЕФТИ

Наряду с ЛННП, другими перспективными объектами для изучения и разработки являются высоковязкая нефть и природные битумы. Мировые лидеры по объёмам данных ресурсов – Венесуэла, Канада и Россия.

На территории Венесуэлы основные запасы высоковязкой нефти сосредоточены в пределах нефтяного пояса Ориноко. Геологические запасы страны, по оценкам ОПЕК, составляют 299 млрд баррелей. В основном для них характерны плотность 1007 кг/см³ и вязкость 1500–4500 мПа • с. В свою очередь, самые большие залежи природных битумов найдены в Канаде. В основном они приурочены к провинции Альберта. Нефтяные запасы страны составляют 173 млрд баррелей [5], и лишь 4 млрд из них приходится на традиционную нефть [8].

Несомненно, интенсивное освоение высоковязких ресурсов в Канаде и Венесуэле вызвано их преобладанием в структуре ресурсной базы. В нашей стране минерально-сырьевая база значительно разнообразнее, но это не отменяет необходимости пристального

Рис. 3. Географическое расположение запасов нетрадиционной нефти на территории России



Источники: Gordon D., Саугин Е. Российская нефть: проблемы и перспективы. См.: <http://carnegieendowment.org>

Табл. 2. Физико-химические свойства традиционной нефти, ВВН и ПБ

Показатели	Высоковязкая нефть	Природные битумы	Традиционная нефть ¹
Вязкость, мПа • с	от 100 (отдельно выделяют сверхвязкие нефти, с вязкостью до 10000)	от 10000	до 10
Плотность, кг/см	920–1000	от 1000	от 870–920
Суммарное содержание смол и асфальтенов, мас. %	25–35	от 35	до 25
Содержание серы, %	до 4	до 8 (некоторые виды не содержат)	до 0,5

Источники: Каюкова Г., Петров С., Успенский Б. Свойства тяжёлых нефтей и битумов пермских отложений Татарстана в природных и техногенных процессах. См.: <http://www.rfbr.ru>
 Суханов А., Петрова Ю. Ресурсная база попутных компонентов тяжёлых нефтей России. См.: <http://www.ngtp.ru>

внимания к разработке данных видов сырья.

Оценки российских запасов ВВН и ПБ достигают 214 млрд т. Наибольшие объёмы находятся в Волго-Уральской (60,3%), Западно-Сибирской (15,4%), Северо-Кавказской (11,3%) нефтегазоносных провинциях [6]. Месторождения ВВН и ПБ расположены в Татарии, Удмуртии, Башкирии, Самарской и Пермской областях. Добыча высоковязкого сырья в 2014 г. достигла 5,4 млн т, что составляет 18% общего объёма извлечения ТРИЗ в стране [3].

Ключевая характеристика, обуславливающая принадлежность данных ресурсов к нетрадиционной нефти – их физико-химические свойства (см. табл. 2). Высокая вязкость обусловлена повышенным содержанием асфальтенов, смол и масел.

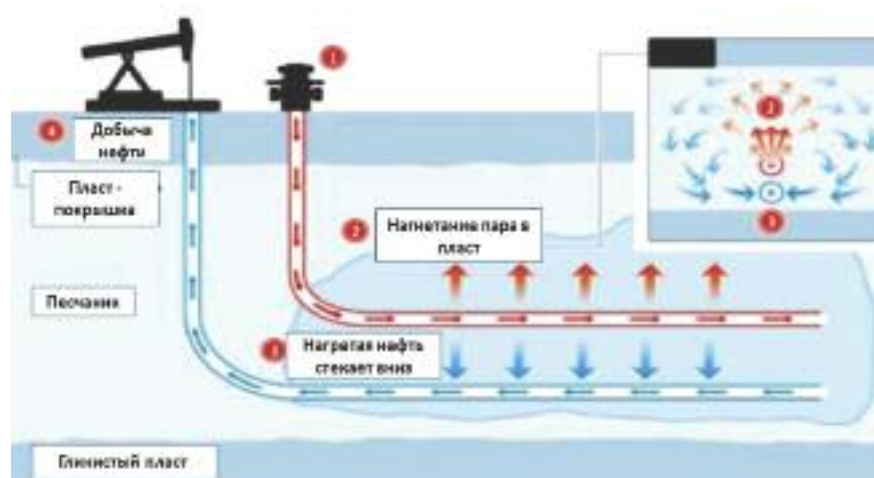
По сложившейся традиции специалисты используют единый подход к анализу и оценке ВВН и ПБ при их добыче и дальнейшем использовании. Объяснение заключается в схожести состава и физико-химических свойств. Характерные особенности данных ресурсов – повышенная вязкость, плотность, коксуетость, высокое содержание смол и асфальтенов, значительная концентрация металлов и сернистых соединений. Перечисленные свойства приводят к повышению себестоимости добычи, усложнению транспортировки по трубопроводным системам и необходимости внедрения новых технологических схем нефтепереработки.

Состав высоковязкого сырья представляет собой предмет особого интереса, поскольку кроме углеводородов зачастую оно содержит ценные компоненты,

¹ Нефть, для извлечения которой используются традиционные технологии скважинной добычи.

² Кондиционное содержание ванадия в нефти составляет 30 г/т, или 0,003 %.

Рис. 4. Технология добычи ВВН и ПБ – метод парогравитационного дренажа (SAGD)



Источники: Пшеницын М. Метод парогравитационного дренажа (SAGD) // Арматуростроение. – 2014. – № 4.

такие как ванадий и никель. Иногда доля данных металлов сопоставима с их концентрацией в рудах². На территории России месторождения ВВН и ПБ с высоким содержанием ванадия расположены в Волго-Уральской, Тимано-Печорской, Западно-Сибирской (с меньшими концентрациями металлов) нефтегазоносных провинциях.

Присутствие в нефти дефицитных редких металлов, с одной стороны, увеличивает ценность ресурса, расширяет возможности его применения. А с другой – требует от недропользователя поиска и промышленного внедрения технологий, позволяющих экономически рентабельно выделять из нефти эти ценные компоненты. К примеру, в Канаде, США, Венесуэле, Швеции извлечение из ВВН и ПБ ванадия, никеля, ртути и других элементов налажено в промышленном масштабе. В годовом объёме тяжёлой нефти, добываемой в Канаде, содержится более 15,5 тыс. т ванадия, в Венесуэле – 12 тыс. т [7].

Возможные способы разработки месторождений высоковязких углеводородов отличаются технологическими и экономическими характеристиками. Условно их можно разделить на четыре группы: карьерный, шахтный, тепловые и «холодные» методы.

Возможные способы разработки месторождений высоковязких углеводородов отличаются технологическими и экономическими характеристиками. Условно их можно разделить на четыре группы: карьерный, шахтный, тепловые и «холодные» методы. Приведём их краткое описание.

Карьерный метод предполагает соответственно сооружение открытого карьера, откуда осуществляется извлечение битумосодержащей породы. После этого на особых установках происходит её экстрагирование. Применимость данного метода ограничена глубиной залегания пластов – до 50 м.

Шахтный способ имеет 2 подвида. Первый – с проводкой горных выработок в надпластовых породах и бурением из них горизонтальных и вертикальных скважин для сбора нефти. Второй – без проводки, предполагающий подъём нефтесодержащей породы на земную поверхность. В настоящее время на уникальном Ярегском нефтетитановом ме-

Табл. 3. Характеристика ПБ Татарстана и Канады

Показатели	Ашальчинское	Атабаска
Плотность, кг/м ³	970 (8 °C)	1014
Вязкость, мПа • с	27350 (8 °C)	(1–5) • 10 ⁶ (5–6 °C)
Асфальтены, % мас.	6,4–8,7	16,1
Смолы, % мас.	20,1–38	39
Масла, % мас.	53–73	21

Источники: Пеструхина Н. Регулирование превращений компонентов высоковязких нефтей при их подготовке к транспорту и переработке. – Москва. – 2014.

сторождении с аномальной вязкостью нефти (до 16 тыс. мПа • с) применяется термощахтный метод разработки. Он предполагает сочетание высокой плотности сетки скважин с паротепловым воздействием на пласт в условиях нефтяных шахт.

К тепловым методам добычи относят внутрипластовое горение, тепловое воздействие на призабойную зону скважины и закачку в пласт разогревающих агентов (пара, горячей воды или полимерного раствора). Данные термические процессы обеспечивают снижение вязкости нефти, увеличивают продуктивность скважин. В настоящее время одним из самых эффективных методов паротеплового воздействия является технология парогравитационного дренажа SAGD, разработанная в Канаде. Она предполагает использование двух скважин: верхняя применяется для нагнетания пара в пласт и создания высокотемпературной паровой зоны, а нижняя – для добычи нефти (см. рис. 4). Закачиваемый пар стремится в верхнюю часть пласта, увеличивая размер «паровой камеры». На её границе с холодными горными породами происходит непрерывный процесс теплообмена. Прогретые углеводороды с уменьшившейся вязкостью стекают сверху вниз в добывающую скважину.

К «холодным» способам добычи относятся такие методы, как Cold Heavy Oil Production with Sand (CHOPS) и Vapor Extraction of Heavy Oil and Bitumen (VAPEX). CHOPS предполагает извлечение нефти вместе с песком посредством намеренного разрушения коллектора. Данный метод успешно используется в Канаде начиная с 1985 г., особенно он эффективен для добычи нефти из малопродуктивных пластов. VAPEX сходен с SAGD, поскольку в его основе – использование пары горизонтальных скважин в режиме гравитационного дренажа (верхняя – нагнетательная, нижняя – добывающая). Однако в отличие от SAGD

при применении VAPEX в пласт закачивается растворитель, а не пар. Нефть разжижается и стекает вниз к добывающей скважине.

Вопрос эффективного освоения ВВН и ПБ особенно актуален для Татарстана, поскольку основные месторождения традиционной нефти в республике находятся на поздних стадиях эксплуатации. По различным оценкам в данном регионе объём высоковязких запасов – от 1,5 до 7 млрд т [6]. При этом значительные залежи приурочены к отложениям пермской системы – более 1,4 млрд т, что со-

В современных условиях сложно с уверенностью говорить о наличии стимулов для активного освоения трудноизвлекаемых ресурсов. Но по мере сокращения запасов традиционных углеводородов становится очевидна необходимость ввода в эксплуатацию новых «нетрадиционных» объектов.

ставляет свыше половины всех ресурсов пермских углеводородов Волго-Уральского бассейна [4]. Несмотря на то что ВВН и ПБ залегают на небольших глубинах, аномальная вязкость (до 25690 мПа • с) и сложное геологическое строение позволяют отнести их к ТРИЗ.

Начиная с 2006 г. в Татарстане осуществляется опытно-промышленная эксплуатация Ашальчинского месторождения с применением метода SAGD. На сегодняшний день там пробурено 88 горизонтальных скважин, из которых 66 эксплуатируются по технологии парогравитационного дренажа, а 22 – в пароциклическом режиме. Суммарное ежедневное производство составляет 1300 т. В феврале 2016 г. была добыта миллионная тонна сверхвязкой нефти с начала разработки месторождения.

Залежи Ашальчинского месторождения (как и в целом высоковязкого сырья в России) характеризуются худшими коллекторскими свойствами, меньшими значениями проницаемости, флюидонасыщенности и более высокой степенью обводнённости, чем ресурсы в Канаде и Венесуэле. Также отличаются физико-химические свойства углеводородов (см. табл. 3). Это обуславливает необходимость адаптации зарубежных технологий к российским объектам с учётом уникальности каждой залежи.

В современных условиях сложно с уверенностью говорить о наличии стимулов для активного освоения трудноизвлекаемых ресурсов. Но по мере сокращения запасов традиционных углеводородов становится очевидна необходимость ввода в эксплуатацию новых «нетрадиционных» объектов. Конечно, снижение цен на нефть ухудшает параметры инвестиционных проектов, поэтому важно очень тщательно подходить к выбору приоритетных направлений.

У российских компаний уже есть определённый опыт разработки ЛННП, ВВН и ПБ. Значит, задача их освоения может быть решена в обозримом будущем. Но это требует трёхсторонней кооперации – государства, бизнеса и научного сообщества. В мировой практике накоплены и отработаны технологии по эффективному извлечению подобных ресурсов, поэтому взаимодействие на международном уровне будет способствовать достижению более плодотворных результатов.

Список литературы

1. Выгон Г. Возможна ли «сланцевая революция» в России? См.: <http://www.kommersant.ru>
2. Горячева А. О. Нетрадиционная нефть: в поисках классификации // Нефть России. – 2014. – № 10. – С. 28–32.
3. Клубков С. В. Стимулирование разработки ТРИЗ // Oil and Gas Journal Russia. – 2015. – Июнь – июль. – С. 6–11.
4. Малофеев В. Геологическое обоснование повышения эффективности освоения месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов Татарстана. – Москва. – 2011. – С. 24.
5. Никитина А. Нефть и газ Канады. См.: <http://www.ngv.ru>
6. Пеструхина Н. Регулирование превращений компонентов высоковязких нефтей при их подготовке к транспорту и переработке. – Москва. – 2014. – С. 204.
7. Суханов А., Петрова Ю. Ресурсная база попутных компонентов тяжёлых нефтей России. См.: <http://www.ngtp.ru>
8. OPEC. Annual Statistical Bulletin. [Эл. ресурс]. – URL: <http://www.opec.org> (дата обращения 29.02.2016 г.). ■



БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ 2016

7 ИЮНЯ

отель «Балчуг Kempinski Москва»

Основные вопросы конференции:

- Готовы ли российские компании довести качество своих реагентов до требуемого уровня?
- Какие подвижки в этом направлении произошли за последний год?
- Каковы перспективы развития отечественного рынка буровой и промышленной химии?
- Смогут ли производители найти баланс между ценой и качеством?

ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ 2016

17 ИЮНЯ

отель «Балчуг Kempinski Москва»

Основные вопросы конференции:

- Государственное регулирование рынка ПНГ.
- Каковы прогноз и динамика добычи ПНГ в регионах РФ?
- Существуют ли новые проекты в области переработки ПНГ в РФ?
- Современные технологии по переработке ПНГ.
- Импортзамещение. Каковы перспективы использования российского оборудования в проектах?

Проект в одном кармане

Перспективы применения EPC-контрактов в российской нефтепереработке и нефтехимии: быть или не быть?

Екатерина КАЛИНЕНКО,
менеджер проектов
(Euro Petroleum Consultants)

В России уже стала притчей во языцех низкая эффективность реализации проектов в сфере нефтепереработки и нефтехимии в сравнении с зарубежными аналогами (по показателям затрат, срокам и качеству исполнения). Согласно исследованию, проведенному компанией Euro Petroleum Consultants, расходы на строительство нефтеперерабатывающих объектов в России в среднем на 60–70% выше, чем на сооружение аналогичных мощностей на побережье Мексиканского залива в США¹. Причём если такие не зависящие от поведения контрагентов факторы, как местоположение объекта, климатические условия, особенности местного законодательства, дают увеличение стоимости на 20–30%, то проблемы при реализации (несовершенство тендерных и закупочных процедур, низкая эффективность и производительность СМР и т. д.) добавляют до 40%.

В нефтехимической отрасли положение с затратами примерно схожее. В «Плане развития нефтегазохимии РФ до 2030 г.» указывается, что строительство нефтехимических комплексов в стране как минимум вполнину дороже таких же предприятий в Европе. И хотя необходимо учитывать местную специфику, основные причины такой ситуации кроются опять же внутри самих компаний. Это недостатки при управлении проектами, ценообразовании, взаимодействии с подрядчиками.



УЧЁБА НА ОШИБКАХ

Приведём несколько практических примеров. На строительство одного из крупнейших НПЗ – «ТАНЕКО» – под управлением международной компании Fluor вместо планируемых 4,3 млрд долларов по официальным данным было затрачено более 6 млрд долларов, причём в проекте заявлена очень высокая доля отечественного оборудования по сравнению со всеми существовавшими на тот момент заводами, достигающая 60–70%.

Другой пример из нефтехимии – при строительстве комплекса «Тобольск-Полимер» за период 2007–2010 гг. фактические затраты увеличились почти на 40% и достигли 2 млрд долларов. Казалось, такой крупномасштабный проект, реализуемый с участием зарубежных лицензиаров и подрядчиков, мог бы стать примером эффективного международного сотрудничества. Тем не менее его результаты заставляют задуматься о проблеме деятельности иностранных компаний на российском рынке инжиниринга.

Почему же так происходит? Традиционно в качестве стандартной схемы реализации проектов в российской нефтепереработке и нефтехимии использовался хозяйственный метод, предполагавший осуществление всего комплекса работ силами организации-потребителя. Это подразумевало наличие у него сильной проектной команды, опыта в данной сфере, а также отсутствие в инвестиционном портфеле конкурирующих крупных проектов. Но в последние годы российские компании обращают пристальное внимание на потенциал, который несёт в себе система комплексных контрактов EPC (engineering, procurement and construction). Они позволяют интегрировать функции не только по непосредственному выполнению технических работ, но и по управлению деятельностью субподрядчиков и проектом в целом.

Если говорить о международном опыте, то использование EPC-контрактов при строительстве нефтеперерабатывающих и нефтехимических объектов является практически повсеместным. Данная система охватывает около 80% всех реализуемых в мире проектов. И этому есть логическое объяснение: EPC-контракт подразумевает большую ответственность подрядчика за сроки, качество и стоимость работ.

Для сравнения можно привести результаты сводного анализа ТЭП проектов строительства установок каталитического крекинга и гидрокрекинга – традиционным хозяйственным методом или с использованием услуг EPC-подрядчика (см. табл. 1). Несомненно, во втором случае достигнутые высокие показатели свидетельствуют об упорядоченности действий генерального подрядчика и субподрядчиков и об улучшении процесса организации работ.

Естественно, вышеуказанные преимущества EPC-контрактов стимулируют российские компании к использованию данной практики. Однако очень многое зависит от их умения перенимать и адаптировать передовые зарубежные практики управления проектами и рисками. Так, «Газпром нефть» несколько

¹ Данный регион традиционно используется для оценки уровня затрат на строительство в нефтепереработке.

Табл. 1. Изменение ключевых показателей эффективности проекта строительства установки глубокой переработки нефти в зависимости от схемы реализации

Показатели	Установка	
	Гидрокрекинг	Каткрекинг
Срок окупаемости, месяцы		
Традиционная схема	54	63
ЕРС	40	41
НДДП через 8 лет после начала эксплуатации, млрд руб.		
Традиционная схема	30	18
ЕРС	63	60
NPV, млрд руб.		
Традиционная схема	77	49
ЕРС	133	126

Источники: составлено автором на основе данных ВИНК, «ИнфотЭК».

лет назад взяла за основу интегрированный подход к управлению проектами. Если ранее проектирование, снабжение и строительство относились к разным блокам, то теперь они совмещены в рамках одного подхода. Это позволило добиться определённых успехов.

При этом «Газпром нефть» применяет несколько контрактных моделей:

1) ЕРС – риски заказчика минимальны, стоимость – выше, чем при применении других моделей. По такой схеме была построена установка АВТ на Омском НПЗ. Относительная простота используемой технологии и значительный масштаб проекта в данном случае позволили обеспечить эффективность применения указанной модели;

2) ЕР+СМ – переходный тип контракта. Заказчик заключает отдельный договор с СМР-подрядчиком и с ЕРС-контрактором. Последний получает фиксированную оплату и осуществляет надзор за строительством. Так была построена комбинированная установка переработки нефти на Московском НПЗ. Несмотря на ограниченность территории и необходимость «встраивания» в действующее производство, удалось добиться сокращения сроков строительства;

3) ЕРСМ-контракты. Заказчик отдаёт подрядчику лишь полномочия по управлению и координации (интеграции) действий подрядчиков, с которыми он заключил соглашения.

При этом в «Газпром нефти» широко используется такой инструмент, как привлечение консультанта по управлению проектами, что помогает восполнить пробелы в компетенции подрядчиков или заказчика.

Система ЕРС-контрактов подтвердила эффективность в российских реалиях. В частности, при строительстве установки

замедленного коксования и комплекса глубокой переработки на Омском заводе. Благодаря ей снижены операционные и капитальные затраты, повышена эффективность использования площадей застройки без потери качества. Была внедрена система единых расценок, обеспечены стандартизация отчётности и повышение скорости документооборота с применением ПО. Оптимизированы закупки сходного оборудования, усовершенствована система логистики. Риски проектов были интегрированы в общую систему управления рисками компании.

Наконец, удалось сократить сроки реконструкции Московского и Омского НПЗ. А это, в свою очередь, снизило затраты. По оценке компании, месячный сдвиг даты ввода в эксплуатацию каждой установки экономит 60–100 млн рублей. А установок, построенных на основе ЕРС-контрактов, – по 3 на каждом из заводов.

Табл. 2. Сравнение конкурентных преимуществ российских и зарубежных инженеринговых организаций

Стадии проекта	Критерии	Зарубежные подрядчики	Российские компании
Проектирование	Соответствие международным требованиям (к FEED)/российским нормам	+/-	+/-/+
Лицензирование технологий	Опыт работы с ключевыми лицензиарами (международными)	+	+
Оборудование (закупки, комплектация)	Работа с российскими/иностранными поставщиками	-/+	+/+
Логистика	Работа с мировыми/российскими транспортными организациями	+/-	+/+
СМР, ввод в эксплуатацию	Работа с иностранными/отечественными строительными компаниями	+/-	-/+
Управление проектами	Опыт в России/в других странах	-/+	+/-/-

Источники: составлено автором.



«Газпром нефть»

«Газпром нефть» планирует использование ЕРС-контрактов для строительства не только основных технологических установок, но и объектов общезаводского хозяйства и инфраструктуры.

Нужны собственные ЕРС-подрядчики

Для развития института ЕРС-подрядчиков необходимо активно развивать отечественный рынок инженеринговых услуг. К сожалению, в этой сфере у нас пока больше проблем, чем достижений. К их числу можно отнести:

- высокую концентрацию компаний и, следовательно, относительно низкий уровень конкуренции;
- недостаточное присутствие российских игроков в зарубежных проектах (их доля в офшорном инженеринге менее 1%);
- низкую инновационность – большую долю занимают низкотехнологич-

ные работы (например, строительство нефтегазопроводов и сопутствующей инфраструктуры), основные инновационные технологии приобретаются у ведущих зарубежных лицензиаров;

- недостаточные объёмы инвестиций;
- дефицит высококвалифицированных кадров, прежде всего, вследствие низкой оплаты труда;
- длительные сроки строительства объектов;
- отсутствие при разработке проектной документации сведений по выбранному оборудованию, необходимых проектировщику.

Хотя у российских компаний есть и некоторые преимущества по сравнению с их зарубежными коллегами (см. табл. 2).

В любом случае, в России необходимо создавать собственные крупные инженерные корпорации, способные выполнять функции ЕРС-контракторов. Это может происходить следующими путями:

1) приобретением проектными организациями компетенций в области комплектации и поставок оборудования (без его изготовления), включая проведение тендерных отборов, услуги по заказу и поставке. А в перспективе – созданием собственных мощностей по выпуску спроектированного оборудования и управлению проектом строительства;

2) подрядчики строительно-монтажных работ приобретают компетенции по проектированию и инжинирингу путём покупки соответствующих специализированных предприятий. В результате создаётся группа компаний, в которой подрядчики принадлежат одной управляющей организации. В качестве уже существующего примера можно привести АО «Глобалстрой-Инжиниринг» (ранее ЗАО «ЛУКОЙЛ-Нефтегазстрой»), выделенное из ПАО «ЛУКОЙЛ»;

3) благодаря партнёрству между любыми типами подрядчиков. При этом создание единых юридических лиц отнюдь не обязательно. Пример – консорциум «Восток», в который входят ПАО «Акционерная компания Востокнефтезаводмонтаж», ГУП «Институт нефтехимпереработки» и ГУП «Башгипронефтехим».

Кроме того, возможно создание региональных специализированных инжиниринговых кластеров. Подобный опыт уже имеется в Башкортостане и Омской области. Такого рода сотрудничество должно активно поддерживаться государством, поскольку позволяет повысить эффективность проектных работ и сократить затраты.

Необходимо также изучить перспективы международного сотрудничества в данной области. Это позволило бы устроить вышеперечисленные слабые места как российских, так и зарубежных компаний на отечественном рынке. Тут также очень высока роль государства. Чаще всего выделяются следующие формы такого взаимодействия:

- создание на территории России 100-процентного дочернего предприятия иностранной корпорации. Причём это должна быть полноценная и самостоятельная производственная структура (а не представительство, офис или филиал);
- совместное российско-иностранное предприятие. Пример – ОАО «ВНИПИ-нефть», в котором контрольный пакет акций в период 2009-2014 гг. принадлежал российскому государству, а 48% акций – канадской корпорации SNC-Lavalin;
- стратегическое партнёрство. Оно, как правило, носит рамочный характер и не даёт значительных преимуществ российскому контрагенту.

Значительную роль в развитии системы ЕРС-контрактов могут играть и ранее считавшиеся неконкурентными в России поставщики услуг: университеты, отраслевые и тематические сообщества специалистов, предпринимательские союзы.

ГЧП или холдинг?

При осуществлении государственных и частных проектов возможно использование различных форм ЕРС-контрактов. Так, для реализации проектов стратегического значения с использованием средств федерального и местных бюджетов решено создать единое институциональное образование, именуемое техническим заказчиком. Из 4 возможных вариантов – ЕРСМ-инжиниринг частных компаний для государственных проектов, полностью государственная инжиниринговая компания, ЕРСМ-инжиниринг госкорпораций и ГЧП в области инжиниринга – был избран последний.

В частном бизнесе оптимальной формой взаимоотношений считается ЕРСМ-холдинг. В отличие от ГЧП, данная структура является постоянным хозяйствующим субъектом, хотя сам холдинг не регистрируется как отдельное юридическое лицо. Само название предполагает некую степень вертикальной интеграции, основанной на объединении ключевых компетенций, необходимых для выполнения контрактов рода ЕРС(М). В нефтепереработке ЕРСМ-холдинг может обеспечить интеграцию малых специа-

лизированных компаний, создать им базу для обмена опытом, гарантии участия в проектах. А для крупных компаний – расширить спектр услуг и избавиться их от необходимости самостоятельного поиска контрагентов для «покрытия» собственных недостающих функций.

Именно такие холдинговые формы наиболее привлекательны в качестве как генеральных подрядчиков, так и подрядчиков по схеме ЕР, СМ или другому «усечённому» контракту. Кроме этого существует ещё ряд достоинств проектно-строительного холдинга:

- более широкие возможности по использованию финансовых инструментов;
- накопление опыта реализации проектов и возможность его применения;
- создание типовых схем реализации контрактов;
- совместная разработка новых проектно-технических решений.

В качестве недостатка в данном случае можно указать то, что авторы, пишущие о возможностях ЕРСМ-холдинга, иногда вносят в перечень преимуществ. Это накопление прибыли у головной организации и расширение её доли на рынке. Как уже упоминалось, на отечественном рынке и так высока концентрация бизнеса. Поэтому появление новых крупных игроков снизит шансы на выживание средних и малых компаний, а также приведёт к дальнейшему росту цен на инжиниринговые услуги.

Вторая проблема кроется в постепенном снижении эффективности структуры в целом по мере роста числа входящих в неё дочерних единиц. Третья трудность заключается в необходимости обеспечения равноценности и равнозначности всех участников холдинга, несмотря на их масштабы, опыт и возможности по отдельности. Требуется постоянно предотвращать конфликт интересов.

Несомненно, реализация нефтеперерабатывающих и нефтехимических проектов в России с использованием ЕРС-контрактов имеет серьёзные перспективы. Процесс внедрения уже идёт, и по мере накопления опыта – как со стороны ЕРС-подрядчиков, так и со стороны заказчиков – данная стратегия будет всё полнее обеспечивать заложенные в ней преимущества. Предполагается, что огромное влияние на этот процесс окажет готовность участников отечественного рынка развиваться и приобретать необходимые компетенции для достижения уровня зарубежных инжиниринговых корпораций. ■



**Сбор, подготовка и транспортировка нефти и газа.
Проектирование, строительство, эксплуатация – 2016**

21 - 26 марта 2016 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОР



ООО "ИГРО" "Игро"

**Инновационные решения в области КИП и автоматизации
объектов нефтегазовой отрасли – 2016**

4 - 9 апреля 2016 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОР



ООО "ИГРО" "Игро"

Выставка (в рамках конференции)

Контрольно-измерительные приборы и автоматизация - 2016

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

23 - 28 мая 2016 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОР



ООО "ИГРО" "Игро"

Строительство и ремонт скважин – 2016

19 - 24 сентября 2016 года / Анапа

ОРГАНИЗАТОРЫ:



ООО "Нефтегазовая
экспертиза"



ООО "ИГРО" "Игро"

**Интеллектуальное месторождение: инновационные
технологии от скважины до магистральной трубы – 2016**

17 - 22 октября 2016 года / Сочи

ОРГАНИЗАТОРЫ:



ООО "ИГРО" "Игро"



ООО "ИГРО" "Игро"

Оргкомитет проекта «Черноморские нефтегазовые конференции»
тел./факс: (861) 216-83-63 (-64; -65); 212-85-85; e-mail: oilgasconference@mail.ru

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

ОФИЦИАЛЬНАЯ ПОДДЕРЖКА





ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ 2016

19 МАЯ

Отель «Балчуг Кемпински Москва»

Основные вопросы конференции:

- Каково состояние и перспективы развития российского рынка газового конденсата?
- Каковы результаты принятия закона о налоговом маневре?
- Какое влияние оказывает сотрудничество со странами АТР и ЕАЭС на внутреннюю переработку и расширение географии экспортных поставок газового конденсата?
- Каковы перспективы и трудности в реализации текущих и планируемых проектов по переработке НГК?
- Как преодолеть неразвитость транспортной инфраструктуры?
- Каково будущее отраслевого машиностроения в условиях секторальных санкций?

РОССИЙСКИЙ РЫНОК ГАЗА. БИРЖЕВАЯ ТОРГОВЛЯ

27 МАЯ

«Кемпински Мойка 22» Санкт-Петербург

Основные вопросы конференции:

- Будет ли привлекательна биржа для крупных потребителей газа, которые обычно заключают контракты на несколько лет вперед, или торги - это только шанс пробиться к крупному поставщику небольшим компаниям-потребителям и возможность докупить дополнительные объемы в пик потребления по более выгодным ценам?
- Выйдет ли СПБМТСБ на планируемые объемы и за какой срок?
- Как будет развиваться российская электронная площадка в 2016 году?
- Станет ли биржевая цена на газ тем индикатором, который позволит отказаться от государственного регулирования оптовых цен?

Экологические риски бума СПГ

Практически все стадии жизненного цикла проектов по производству и транспортировке сжиженного газа чреваты негативным воздействием на окружающую среду

Людмила АМЕТИСТОВА,
Алексей КНИЖНИКОВ
(Всемирный фонд дикой природы, WWF)

СПГ – энергоноситель, который завоевывает всё большую популярность в мире. Его преимуществами являются высокая энергоёмкость, а также возможность хранения и транспортировки в любую точку мира. Он считается и более экологичным по сравнению с другими видами ископаемого топлива из-за меньшего объёма выбросов в атмосферу при его сжигании. Однако в ходе реализации СПГ-проектов оказывается негативное воздействие на все компоненты окружающей среды.

В данном обзоре впервые проведён анализ экологических аспектов всего жизненного цикла производства и транспортировки СПГ. Качественная оценка воздействий проведена по всей производственной цепочке, включая воздействия на морские и наземные природные экосистемы – от сжижения, транспортировки танкерами и регазификации СПГ. Обзор особенно актуален в связи с планами расширения СПГ-проектов в стране и может использоваться в том числе при подготовке и обсуждении оценки воздействия на окружающую среду (ОВОС) и стратегической экологической оценки (СЭО) новых СПГ-проектов.

При выполнении обзора использовался опыт реализации проекта «Сахалин-2», проектная документация строящегося сейчас производства «Ямал СПГ», а также применимая зарубежная практика.

Роль СПГ в ЭНЕРГЕТИКЕ МИРА и РФ

СПГ – это природный газ, в основном метан, сжиженный при помощи сжатия и охлаждения до температуры $-61,6^{\circ}\text{C}$. В результате из 600 м^3 газа получается око-



«Газпром»

ло 1 м^3 СПГ. Для использования в хозяйственных целях СПГ регазифицируется (из жидкого делается газообразным), закачивается в трубопроводы и направляется потребителю.

Сжиженный газ успешно конкурирует с трубопроводным на значительных расстояниях. Главное, чтобы страны-импортеры обладали терминалами по приёму и при необходимости регазификации СПГ. Он может использоваться как в качестве основного источника топлива, так и для покрытия пиков неравномерности газопотребления, а также в случае временного отключения газопровода. СПГ служит и сырьём для изготовления широкого спектра газохимических продуктов – от химических волокон до пластмасс, широко применяемых в быту и во многих отраслях промышленности. В последнее время растёт роль СПГ в качестве альтернативного источника топлива для транспорта (автомобильное и судовое горючее). В этом случае он не требует предварительной регазификации.

С экологической точки зрения природный газ имеет безусловные преимущества перед нефтяными видами топлива, по-

скольку при его сжигании в атмосферу выбрасывается значительно меньше CO_2 , SO_x , NO_x и твёрдых частиц.

Сегодня СПГ-проекты – это одно из самых динамично развивающихся направлений в области поставок углеводородного сырья. Их высокая динамика ожидается и в ближайшие несколько десятилетий. Тем более что и с экологической точки зрения природный газ призван обеспечить постепенный переход от ископаемого топлива к возобновляемым источникам энергии (ВИЭ) в XXI веке.

Россия входит в десятку ведущих стран-экспортёров СПГ, и ожидается дальнейшее усиление её роли в этом сегменте. В октябре 2015 г. на заседании Комиссии по вопросам стратегии развития ТЭК и экологической безопасности Президент РФ В. В. Путин отметил: «...Россия имеет возможности нарастить свою долю на рынке СПГ, и намеченные масштабные проекты в сфере СПГ, конечно, должны быть реализованы». Таким образом, нефтегазовая промышленность страны получила политическую поддержку для дальнейшего ускоренного развития СПГ-проектов.

вспомогательных объектов (например, ёмкостей для хранения СПГ и конденсата, технологического оборудования и трубопроводов) образуются значительные объёмы загрязнённых вод, которые требуют очистки до нормативных показателей.

Особое беспокойство экологов вызывают проекты, реализуемые в зоне вечной мерзлоты. Термическое воздействие на грунты приводит к изменению криогенных режимов многолетнемёрзлых пород (ММП) как на поверхности, так и на глубине. В результате может повышаться температура грунтов и происходить частичное таяние вечной мерзлоты. Этот фактор необходимо учитывать в проектных решениях, поскольку его недооценка способна привести как к проблемам с обеспечением устойчивости и работоспособности промышленных сооружений, так и к нежелательным последствиям для глобального климата (дополнительные выбросы метана из растеплённых грунтов).

Ощутимый экологический вред наносится на этапе ввода заводов СПГ в эксплуатацию – в течение нескольких дней осуществляется факельное сжигание газа. Эти временные мероприятия приводят к выбросам в атмосферу большого количества загрязняющих веществ и парниковых газов, создают риски попадания в факелы птиц и редких видов насекомых.

На стадии эксплуатации интенсивность нагрузки на окружающую среду снижается. Но остаётся постоянное негативное воздействие, даже при штатном режиме работы производства. В процессе осушки, очистки и сжижения газа происходит загрязнение воздуха углеводородами, монооксидом углерода, оксидами азота и серы. Основными источниками выбросов в атмосферу являются факельная установка, газовые турбины, установка по сжиганию кислых газов, бойлеры и запасные дизель-генераторы. Компрессоры, электродвигатели и турбины создают также шумовое воздействие, пугающее зверей и птиц.

Кроме того, производственные объекты СПГ используют для своих нужд большие объёмы вод, забранные из поверхностных водных объектов. Образуется также значительное количество сточных вод. Так, при получении 1 млн т СПГ компания «Сахалин Энерджи» забирает из природных источников 41,7 тыс. м³ воды и сбрасывает 36,4 тыс. м³ сточных вод в водные объекты². Попадая в поверхностные водоёмы, даже очищенные

Залив Анива: воздействие дноуглубительных работ на биоразнообразие³

Влияют ли дноуглубительные работы при строительстве портов погрузки – разгрузки СПГ-танкеров на биоразнообразие водоёмов? Представители нефтегазовых компаний, как правило, приводят цифры из результатов своих исследований, показывающие отсутствие масштабного негативного воздействия. Местные жители и экологи, со своей стороны, ставят под сомнение выводы заказанных компаниями исследований. Они уверены: ущерб окружающей среде значителен.

К примеру, по словам местных жителей, залив Анива до того момента, как компания «Сахалин Энерджи» в 2003 г. в рамках проекта «Сахалин-2» начала дноуглубительные работы, считался богатым рыбопромысловым районом, имел огромное значение для сохранения и воспроизводства морских биоресурсов. Там ежегодно добывалось около 25% общего сахалинского улова горбуши. Кроме того, в заливе активно проходили нерестовые миграции тихоокеанских лососей и «белых» видов рыб, нагул и зимовка ценных промысловых видов беспозвоночных – морского гребешка, крабов, креветок, шримсов, трубака, трепанга, морского ежа. Центральная часть Анивы имела важнейшее значение как район массового воспроизводства краба-стригуна.

После строительства СПГ-инфраструктуры рыбаки отметили существенное снижение уловов. Так, рыболовная компания «Калипсо» заявила о том, что в районе устья реки Мереи, где в предыдущие годы добывалось до 1,5 тыс. т лосося, сразу после дноуглубительных работ в 2005 г. было выловлено всего 365 т. Хотя тот год для Сахалина признан «рыбным».

Специалисты рыбных хозяйств и экологи указывают на то, что основная причина снижения улова рыбы в заливе Анива – строительные рабо-

ты в акватории СПГ-терминала. Стоит отметить, что общий объём сброшенного грунта составил около 2 млн м³. Проводимая отсыпка загрязняла воду специфической взвесью, затрудняющей ориентацию рыбы, идущей на нерест. А производимые шумы (негативное акустическое воздействие), постоянное перемещение судов в прибрежной зоне отпугивали её от традиционного нерестилища, и рыба проходила мимо.



Тенденция к снижению захода тихоокеанского лосося в залив наблюдается по сей день, и в последние годы там регулярно вводятся частичные ограничения на вылов данной породы. В связи с этим местные власти, СахНИРО и представители рыбной промышленности постоянно обсуждают вопрос о необходимости не только частичного, но и даже полного запрета на добычу тихоокеанского лосося в заливе Анива в связи с угрозами прекращения его воспроизводства в нерестилищах рек залива.

Конечно, в части определения масштабов воздействия дноуглубительных работ на биоразнообразие существует научная неопределённость. Трудно доказать или полностью исключить тот факт, что все перечисленные негативные явления в заливе Анива служат следствием строительства терминала погрузки СПГ-танкеров. Тем не менее эксперты-экологи не ставят под сомнение наличие самого факта ущерба окружающей среде, в частности для водных биологических ресурсов (ВБР). Сегодня есть необходимость продолжения научно-исследовательских работ в этом направлении.

сточные воды могут оказать негативное воздействие на водную биоту и нанести вред пользователям водных ресурсов.

Отгрузка СПГ на танкеры

Для отгрузки и последующей морской транспортировки СПГ необходимо строительство (или расширение существующего) морского порта, оборудованного причалами погрузки СПГ. Объектами воздействия в этом случае являются береговые и подводные ландшафты, поверхностные

воды и атмосферный воздух, наземная и водная биота, включая бентос, рыб, морских млекопитающих и птиц.

Извлечение грунта во время строительства пирсов, причалов, волнорезов и других прибрежных конструкций оказывает прямое и косвенное воздействие на окружающую среду. Прямое воздействие – это физическое уничтожение подводного и прибрежного ландшафта и обитающих там живых существ и растений, покрытие донных, береговых и на-

² Источник: ответ компании «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» на запрос WWF России (данные за 2014 год).

³ По материалам: Сафонова М. А., Лисицына М. А., Лисицын Д. В. Экологические и социальные воздействия строительства и эксплуатации завода СПГ/ТОН (проект «Сахалин-2») в Корсаковском районе Сахалинской области. РОО «Экологическая вахта Сахалина», 2015. Доступно на: <http://www.ecosakh.ru/index.php/neft-gaz/sa2>

земных местообитаний частицами грунта, изменение картины течений и вследствие этого – характера и скорости образования отложений. Косвенное – изменение качества воды в результате повышения концентраций взвешенных веществ (мутность воды) и сброса ливневых стоков и сточных вод.

Загрязнение воздуха во время строительства морского порта и причала погрузки СПГ происходит от автотранспортных средств, наземной и водной строительной техники, теплоэнергообеспечивающих установок и объектов.

Для обеспечения безопасного прохода танкеров-газовозов и сопровождающих их судов часто бывает необходимо выполнить дноуглубительные работы, во время которых страдают водные биологические ресурсы (ВБР). Проведение таких работ может привести даже к гибели обитателей дна. Кроме того, значительный рост объёма взвешенных частиц в результате взмучивания донных осадков в состоянии отрицательно сказаться на водной экосистеме. В связи с этим следует избегать проведения дноуглубительных работ во время нереста рыбы, поскольку это негативно, скорее всего, скажется на выживаемости икры и мальков, послужит причиной изменения миграционного поведения подводных обитателей, окажет на них негативное физиологическое воздействие. Кроме того, высокое содержание в воде взвешенных частиц в результате вторичного взмучивания (например, из-за воздействия штормового волнения) мешает проникновению под воду света, снижая выживаемость водорослей.

Режим эксплуатации портовых сооружений характеризуется шумовым и световым воздействиями, выбросами загрязняющих веществ в атмосферу, сбросами сточных вод в акваторию. Дноуглубление и дампинг грунта приводят к изменению гидродинамического и термохалинного (температурно-соленостного) режимов акватории, что, в свою очередь, может негативно сказаться на морском биоразнообразии.

При загрузке СПГ в танкер метан поступает в атмосферу (за счёт продувки ёмкостей, а также негерметичности соединений трубопроводов).

По мнению природоохранной общественности, на этапе эксплуатации потребуются проведение ремонтных дноуглубительных работ в акватории порта и в судоходном канале, поскольку с течением времени происходит накопление осадков. Негативное влияние этих работ бу-

дет аналогичным воздействию на этапе первичного проведения дноуглубления.

ДВИЖЕНИЕ ТАНКЕРОВ-ГАЗОВОЗОВ

Судоходство также оказывает на окружающую среду серьёзное негативное влияние: шумовое и световое (при погрузке и разгрузке, а также при движении во льдах в полярную ночь) воздействие на рыб, морских птиц и млекопитающих; аварийные утечки различных технических жидкостей с судов; выбросы загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферу; сбросы балластной воды. Последний фактор приводит как к ухудшению качества воды, так и к появ-

лению в ней чужеродных (инвазивных) видов. Биологические организмы из других сред, переносимые в балластной воде, могут легко прижиться и распространяться в локальной среде обитания, искажая её биобаланс. Кстати, это явление считается одной из четырёх наиболее серьёзных угроз для Мирового океана, поэтому все современные суда оборудованы системами обеззараживания и уничтожения микроорганизмов.

Во время морских перевозок СПГ в грузовых танках сжиженный газ испаряется, образуя отпарной газ, используемый в качестве судового топлива. Избыток отпарного газа либо повторно сжижается,

Обская губа: дноуглубление в Арктике

Для создания подходного канала к порту Сабетта и судоходного канала глубиной до 15 м на бере северной части Обской губы будет перемещено более 40 млн м³ грунта (см. рис. 3). Такие объёмы дноуглубительных работ беспрецедентны для Арктики с точки зрения воздействия на водные экосистемы. В том числе и потому, что в проекте был выбран вариант захоронения донного грунта, извлечённого при проведении дноуглубительных работ, на дне Обской губы.

Во время обсуждения с заинтересованными сторонами, состоявшегося 7 апреля 2015 г. в г. Салехарде, представители местного населения выражали озабоченность последствиями воздействия дноуглубительных работ (которые частично уже были проведены в 2013–2015 гг.) на рыбные ресурсы. Специалисты ОАО «Ямал СПГ» на основании проведённых научно-исследовательских работ прогнозируют временный характер этого воздействия⁴.

Из-за дноуглубления на бере Обской губы, являющейся высокопродуктивной арктической акваторией, могут возникнуть условия для усиления затoka солёных морских вод с севера. Результаты математического моделирования, проведённого по заказу ОАО «Ямал СПГ» в 2015 г., показывают: сооружение канала приводит в предпаводковый период к сдвигу на юг изолинии 10 psi на 9–57 км в зависимости от уровня речного стока и приливных условий. Поскольку в зимний период центральная часть Обской губы становится критически важной для сохранения её рыбных запасов, необходим тщательный анализ влияния поступления дополнительных солёных морских вод на рыбные ресурсы, в том числе в сочетании с характерными для Обской губы периодически заморными явлениями.

Природоохранная общественность выдвигает ряд требований для сохранения водных биоло-

Рис. 3. Дноуглубление в Обской губе для проекта «Ямал СПГ»



Источники: ОВОС проекта «Ямал СПГ».

гических ресурсов Обской губы. В частности, необходимо организовать постоянный мониторинг поступления солёных вод в пресноводную часть акватории, провести оценку риска размывания течением дна, бортов судоходного канала и возможных последствий этого процесса для ВБР. Требуется также доказать, что ущерб рыбным ресурсам будет меньше в варианте сброса грунта на дно в Обской губе (как запланировано в проектной документации), а не на бере, а также провести дополнительную оценку эффективности компенсационных мер, прежде всего для рыбных ресурсов⁵.

⁵ WWF России. Резюме замечаний по материалам оценки воздействия на окружающую среду и социальную сферу проекта строительства интегрированного комплекса по добыче и сжижению природного газа и газоконденсата на полуострове Ямал (Проект «Ямал СПГ»). Июнь 2015. Доступен на: http://wwf.ru/data/oil/wwf_yamal-spg_rezume-zamechanii_final.pdf.

⁴ ОВОС проекта «Ямал СПГ», доступна на www.yamalng.ru

либо сжигается в специальном устройстве (Gas Combustion Unit, GCU). Расчёты показывают, что выбросы в атмосферу загрязняющих веществ от сжигания СПГ значительно меньше (SO_x и твёрдых частиц – на 100%, NO_x – на 90%), чем от сжигания нефтяных видов судового топлива⁶. Таким образом, танкеры для перевозки СПГ полностью соответствуют международным экологическим требованиям MARPOL Annex VI по содержанию вредных выбросов в выхлопных газах судов.

Что касается вклада в изменение климата, то СПГ-танкеры выбрасывают в атмосферу примерно на 20-25% меньше углекислого газа, чем танкеры, использующие нефтяные виды судового топлива (для получения того же количества энергии). Вместе с тем, большие выбросы метана наблюдаются на танкерах, использующих СПГ в качестве топлива в двухтопливных двигателях, по сравнению с судами, работающими только на нефтяных видах горючего. Это обусловлено наличием проскока метана (methane slip) при изменении режима работы двухтопливных двигателей, основанных на принципе теплового цикла Отто. Количество метана, попадающего в атмосферу в результате проскока, на данный момент является величиной неопределённой. Необходимо помнить, что метан – гораздо более сильный парниковый газ, чем CO_2 . Потенциал глобального потепления от метана равен 25 для 100-летней перспективы⁷. В дальнейшем ожидается усовершенствование технологий снижения выбросов метана в двухтопливных двигателях.

ТЕРМИНАЛЫ ПРИЁМКИ И РЕГАЗИФИКАЦИИ СПГ

Воздействие на окружающую среду при строительстве терминалов приёмки СПГ аналогично влиянию заводов по сжижению газа и причалов загрузки. При этом в большинстве случаев такие терминалы, в отличие от заводов, располагаются на уже промышленно освоенных территориях, поскольку ориентированы на бизнес к потребителю.

Режим эксплуатации приёмного терминала аналогично порту загрузки характеризуется шумовым и световым воздействиями, выбросами загрязняющих веществ и парниковых газов в атмосферу, сбросами сточных вод в акваторию, влия-



нием на наземную и морскую флору и фауну. Установки регазификации оказывают разное воздействие на окружающую среду в зависимости от типа используемого испарителя. Например, работа испарителей погружного сгорания (Submerged Combustion Vaporizers) сопровождается эмиссиями углекислого газа, метана, оксидов азота и угарного газа. В беспламенном испарителе с подогревом морской воды (Open Rack Seawater) СПГ испаряется в атмосферных теплообменниках, в которых для подогрева используется вода обычной температуры. В последнем случае выбросы в атмосферу значительно ниже, чем в испарителях с горелками. Но вместе с тем беспламенное испарение требует больших объёмов морской воды.

Необходимо отметить, что Россия является экспортёром СПГ и в настоящее время терминалы по приёмке и регазификации в нашей стране отсутствуют. Но «Газпром» заявляет о возможном сооружении такого терминала в Калининградской области⁸.

В таблице представлены все виды воздействия на окружающую среду при производстве, транспортировке и регазификации СПГ.

ЧРЕЗВЫЧАЙНЫЕ СИТУАЦИИ В ОБЛАСТИ СПГ⁹

Виды воздействия на окружающую среду при штатных ситуациях в ходе строительства, эксплуатации и ликвидации инфраструктуры СПГ в достаточной ме-

ре регулируются нормативно-правовой базой для нефтегазовой отрасли. И действующие требования и нормы в основном соблюдаются компаниями. Но при этом экологические последствия от аварийных воздействий (внештатных ситуаций) в течение жизненного цикла СПГ изучены не в полной мере и часто недооцениваются.

Так, при хранении больших объёмов СПГ нередко наблюдается такое явление, как перемещение фаз жидкости внутри резервуаров (roll-over). Сжиженный газ разделяется на несколько слоёв разной плотности, что приводит к изменению распределения давления в резервуаре. И если предохранительные клапаны функционируют ненадлежащим образом, эта ситуация может стать причиной взрыва и последующего разрушения резервуара.

Специальным эффектом является «быстрый фазовый переход», когда попавший на более тёплую поверхность СПГ начинает моментально испаряться в форме взрыва расширяющихся паров. При этом происходит выброс в атмосферу капель жидкого СПГ, испарение которых значительно увеличивает количество попадающих в воздух паров.

При планировании мер предупреждения и ликвидации аварий на заводах СПГ следует учитывать более высокую опасность сопряжённых процессов, продуктов и явлений, к которым относятся использование хладагентов (смесь сжиженных газов) и отделение газового конденсата (смесь жидких углеводородов). Разливы конденсата представляют особую опасность в связи с высокой текучестью, взрывопожароопасностью и огра-

⁶ International Gas Union (IGU). LNG as Fuel. 2012–2015 Triennium Work Report. Program Committee D2. June 2015. Available at: www.igu.org.

⁷ Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). IPCC Fifth Assessment Report: Climate Change 2014. www.ipcc.org.

⁸ Источник: <http://www.gazprom.ru/about/production/projects/lng/kaliningrad-terminal/>

⁹ Раздел подготовлен в соавторстве с В. И. Журавелем (Ассоциация делового сотрудничества с зарубежными странами в области использования и защиты от воздействия опасных веществ и материалов) и Джenni Сонессон (WWF Sweden).

Воздействия на окружающую среду при производстве, транспортировке и регазификации СПГ

Стадии жизненного цикла производства и транспортировки СПГ	Глобальные объекты воздействия		Локальные наземные объекты воздействия							Локальные морские объекты воздействия						
	Биоразнообразие	Глобальный климат	Атмосферный воздух	Ландшафты	Грунты и почвы (включая ММП)	Поверхностные водные объекты и грунтовые воды	Местообитания	Флора и фауна	Местное население	Морская вода	Атмосферный воздух	Морское дно	Бентос	Рыбы	Морские млекопитающие	Морские птицы
Строительство завода СПГ	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X						
Эксплуатация завода СПГ	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X						
Строительство причала погрузки СПГ	X	X	X	X		X	X		X	X	X	X	X	X	X	X
Эксплуатация причала погрузки СПГ	X	X	X	X			X		X	X	X					
Дноуглубительные работы	X								X	X	X	X	X	X	X	
Перевозка СПГ танкерами	X	X								X	X			X	X	X
Строительство терминала приёмки СПГ	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Эксплуатация терминала приёмки СПГ	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X					

ниченными возможностями по ликвидации таких разливов.

В чрезвычайных ситуациях СПГ в целом менее опасен, чем сжиженный попутный газ и сжиженный этилен, так как он:

- имеет более низкую плотность;
- менее склонен к образованию взрывоопасных газозвездных облаков;
- характеризуется более высоким уровнем взрывоопасных концентраций;
- медленнее выгорает в разливе;
- пламя при его горении имеет меньшую излучательную способность;
- не образует при сгорании значительных выбросов дыма и твёрдых продуктов горения (сажи);
- характеризуется более высокой температурой самовоспламенения (хотя имеет примерно равные значения энергии воспламенения от внешнего источника).

СПГ нетоксичен и быстро испаряется, что при отсутствии возгорания практически исключает долговременные экологические воздействия. Однако он оказывает влияние на глобальное изменение климата за счёт выбросов чистого метана в атмосферу.

Также необходимо помнить, что СПГ – криогенная жидкость, вызывающая «холодные ожоги» на теле человека или животного при прямом контакте. В случае поражения значительных участков тела возможен летальный исход. Вдыхание холодных паров может привести к серьёзным повреждениям дыхательных путей и лёгких.

Значительную пожарную опасность представляет газопаровое облако, образующееся при разливе СПГ. При крупных утечках смешанные с воздухом пары создают низкотемпературную газозвездную смесь «тяжёлого» газа, при

распространении которого может происходить конденсация атмосферных водяных паров с формированием видимого облака белого цвета. По мере снижения концентрации паров СПГ газозвездное облако способно воспламениться при концентрациях метана в смеси от 5 до 15%. А встретив источник воспламенения, – вызвать крупный пожар и волну дефлаграции, которая может вернуться к объекту – источнику разлива. Хотя взрывные явления для облаков испаряющегося СПГ отнюдь не характерны, если облако окажется в ограниченных и загромождённых пространствах, то при его возгорании могут развиваться опасные взрывные нагрузки.

Помимо высоких температур фактором риска для СПГ являются также и низкие температуры. Так, в Арктике, в том числе вдоль Северного морского пути, суровые условия порой приводят к авариям в судоходстве¹⁰. Поэтому следует изучить специальный криогенный эффект, связанный с переохлаждением корпусов судов СПГ. Он может сопровождаться нарастанием льда на корпусе судна при его остановках (вполне вероятных при осложнениях ледовой обстановки на маршрутах плавания в высоких широтах). Также прочности газозвездов может угрожать ледообразование при разливах СПГ. В прошлом разливы сжиженного газа на эстакадах и палубах судов приводили к разрушению их конструкций. В настоящее время техническими требованиями установлено, что все возможные места пролива СПГ

должны быть защищены от криогенных воздействий.

Вероятность аварий с тяжёлыми последствиями на танкерах, особенно в арктических условиях, вынуждает международные организации уделять значительное внимание вопросам безопасности транспортировки грузов, включая СПГ. Так, требования Международной морской организации (ИМО) к безопасности судов, перевозящих сжиженные газы, представлены в соответствующем международном кодексе (International Code for the Construction and Equipment of Ships Carrying Liquefied Gases in Bulk – IGC Code). В 2015 г. ИМО приняла новый международный документ, применимый для СПГ-танкеров, – Кодекс безопасности для судов, использующих газы и другое топливо с низкой температурой воспламенения (Code of Safety for Ships using Gases or other Low flash point Fuels – IGF Code). А принятый в 2014–2015 гг. Международный кодекс для судов, эксплуатирующихся в полярных водах (Полярный кодекс), является первым обязательным законодательным документом, в котором рассматриваются конкретные потенциальные опасности, возможные в арктических и антарктических условиях. Это, в частности, ледовый покров, удалённость от берегов и быстрая смена суровых погодных условий. Полярный кодекс направлен на предотвращение загрязнения окружающей среды в результате сброса в море нефти, мусора или загрязняющих жидких веществ. В нём также представлены нормы и требования, предъявляемые к проектированию, постройке и эксплуатации судов, обучению экипажей, поисково-спасательным операциям.

¹⁰ Marchenko Nataly. Russian Arctic Seas. Navigation Conditions and Accidents. Springer-Verlag Berlin Heidelberg. 2012. 274 pp. DOI 10.1007/978-3-642-22125-5.

20-я юбилейная специализированная выставка
с международным участием



НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМ. 2016

23 - 25 августа

САРАТОВ

Официальная поддержка:
Правительство Саратовской области
Министерство промышленности и энергетики Саратовской области
Союз нефтегазопромышленников РФ
Союз производителей нефтегазового оборудования
Российский Союз химиков



НЕФТЕГАЗОВАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

ХИМИЧЕСКАЯ
ПРОМЫШЛЕННОСТЬ

НЕРАЗРУШАЮЩИЙ
КОНТРОЛЬ
(СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ
РАЗДЕЛ)



ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
СОФИТ-ЭКСПО
ТЕЛ.: (8452) 205-470, 206-926
<http://expo.sofit.ru>
<http://vk.com/sofit.expo>

Последний рубеж защиты

Для обеспечения безопасности на предприятиях НГК необходимо строгое соблюдение норм и требований в сфере спецодежды

Николай САЧКОВ,
руководитель проектов
(«Центр изучения и оценки юридических и экономических проблем системы промышленной безопасности и охраны труда»)

Не секрет, что ни один нефтяник сегодня не выйдет на смену без каски и соответствующего комплекта спецодежды, обеспечивающего комплексную защиту при работе во взрывопожароопасных условиях. Такой подход к обеспечению личной безопасности обусловлен печальной статистикой и существующими рисками на производстве. А также отражает положительную тенденцию в культуре безопасности на нефтяных предприятиях РФ.

НОРМЫ, ПИСАННЫЕ КРОВЬЮ

На основании анализа актов за последние годы было установлено, что около 30% всех несчастных случаев на нефтеперерабатывающих заводах вызвано пожарами и взрывами. Это объясняется тем, что в технологических процессах участвует большое количество нефтепродуктов (в ёмкостях и аппаратах), имеются открытые источники огня (например, в трубчатых печах), при ведении технологического процесса продукты нагреваются до высоких температур и находятся под давлением. Следовательно, любое нарушение технологического режима или инструкции по технике безопасности может привести к весьма серьёзным последствиям.

Второе место по частоте занимают механические повреждения: раны, ушибы, переломы и другие повреждения тела. Они составляют около 14% от общего количества несчастных случаев. Механические повреждения причиняются быстро движущимися частями механизмов: муфтами сцепления центробежных на-



сосов, лопастями вентиляторов, маховиками компрессоров и т. д. Травмы могут быть вызваны падением с высоты при обслуживании аппаратов, ремонтных работах, проводимых с использованием неподходящего инструмента, и в других случаях.

Если технические, организационные и иные меры не обеспечили защиту работника в аварийной ситуации, последним рубежом между опасным/вредным фактором и человеком останется комплект специальной одежды. Учитывая указанные выше риски, следует отметить несколько фундаментальных требований к спецодежде нефтяников: огнестойкость, антистатичность (искробезопасность), прочность, теплоизоляцию (в зимнее время года) и эргономичность.

Основополагающий документ, определяющий требования к обеспечению работников специальной одеждой и другими средствами индивидуальной защиты на нефтяных предприятиях – «Типовые нормы бесплатной выдачи

специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» (утв. Приказом Минтруда № 970н от 9 декабря 2009 г.). К слову, согласно Кодексу РФ об административной ответственности, штрафы за необеспечение работников специальной одеждой и другими СИЗ составляют 110–130 тыс. рублей за один выявленный случай.

Вся специальная одежда, выдаваемая в рамках Типовых норм, должна быть обязательно сертифицирована по следующим стандартам:

- ГОСТ Р 12.4.290-2013 Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты работающих от воздействия нефти, нефтепродуктов. Технические требования;

- ГОСТ Р 12.4.236-2011 Система стандартов безопасности труда. Одежда спе-

специальная для защиты от пониженных температур. Технические требования;

- ГОСТ 12.4.124-83 Система стандартов безопасности труда. Средства защиты от статического электричества. Общие технические требования;

- ГОСТ 12.4.251-2013 Система стандартов безопасности труда. Одежда специальная для защиты от растворов кислот. Технические требования;

- ГОСТ 12.4.134-83 Плащи мужские для защиты от воды. Технические условия;

жет опыт таких крупных нефтяных компаний, как «ЛУКОЙЛ», «Газпром нефть», «Роснефть», «Башнефть» и др.

Упомянутые компании на протяжении последних десяти лет вложили немало инвестиций в анализ применяемой нефтяниками специальной одежды. В результате ни у кого не осталось сомнений, что без создания корпоративных требований и технических условий на спецодежду крупная компания не может контролировать риски, связанные с обеспечением безопасности работников. Таким

Тем не менее, несмотря на серьёзный подход нефтяных компаний к специальной одежде, периодические проверки на месторождениях и НПЗ выявляют многочисленные нарушения требований технических условий со стороны швейных предприятий. Нарушения касаются как технологии и качества изготовления костюмов (отклонения от типовых размеров, видов обработки деталей и узлов), так и требований к комплектующим огнестойким материалам (фиксируются случаи подмены ткани и фурнитуры).



- ГОСТ Р ИСО 14116-2013 Система стандартов безопасности труда. Одежда и материалы для защиты от тепла и пламени. Ограниченное распространение пламени. Требование огнестойкости;

- ГОСТ Р ИСО 11611-2011 Система стандартов безопасности труда. Одежда для защиты от искр и брызг расплавленного металла при сварочных и аналогичных работах. Технические требования.

Помимо указанных стандартов, вся специальная одежда и комплектующие материалы проходят сертификацию на соответствие Техническому регламенту Таможенного союза ТР ТС 019/2011 «О безопасности средств индивидуальной защиты» (утверждён решением Комиссии Таможенного союза от 09.12.2011 г. № 878).

Как видим, технические требования к спецодежде нефтяников строго регламентированы законодательством, казалось бы, полностью перекрывают все потребности отрасли и снимают возможные риски на производстве. Но так ли это? Ответить на этот вопрос нам помо-

образом, в период с 2004-го по 2016 г. было создано более 100 технических условий на спецодежду для нефтяников.

КАК ИЗБЕЖАТЬ НАРУШЕНИЙ

Так сложилось, что одним из основных разработчиков технических условий на специальную одежду для нефтяных компаний РФ является «Центр изучения и оценки юридических и экономических проблем системы промышленной безопасности и охраны труда». Центр при создании ТУ опирается исключительно на практический и научный опыт применения защитной одежды в реальных рабочих условиях. Сегодня ТУ на спецодежду – это своего рода технологическая карта для швейного производства, которая включает в себя передовые мировые и отечественные практики изготовления костюмов для нефтяников, а также требования ко всем комплектующим материалам (огнестойкие ткани Nomex, Proban; фурнитура YKK, IDEAL, нитки Aramid и другие материалы).

Чтобы избежать этих проблем, специалисты отделов охраны труда, снабжения и работники складов проходят регулярные тренинги для повышения квалификации в сфере проверки качества специальной одежды для нефтяников.

Также в 2016 г. эксперты Центра организуют проведение крупного семинара для швейных предприятий, заинтересованных в изготовлении специальной одежды для нефтяных компаний РФ. На семинаре будут рассмотрены все вопросы, касающиеся производства спецодежды по техническим условиям, и корпоративные требования таких компаний, как «ЛУКОЙЛ», «Ямал СПГ», «Роснефть», «Газпром нефть» и др.

Учитывая полномасштабную работу, проводимую нефтяными компаниями и Центром в сфере обеспечения работников качественной специальной одеждой, можно быть уверенными, что уровень безопасности на предприятиях отечественного НГК будет с каждым годом только расти. ■



Турецкий газовый клубок

Обострившиеся отношения между Москвой и Анкарой наносят ущерб интересам обеих сторон в энергетической сфере

Юрий ЛАВРОВ,
наш собственный корреспондент в странах Бенилюкса

После того как в ноябре 2015 г. турецкий военный самолёт сбил российский бомбардировщик Су-24, участвовавший в операции против боевиков ИГ в Сирии, в отношениях между Турцией и Россией наступило время больших перемен. Охлаждение происходит по многим направлениям, в том числе и в энергетической сфере. Россия продолжает выполнять все взятые на себя обязательства по поставкам углеводородного сырья в Турцию, но, видимо, стратегическим планам двух стран по реализации новых нефтегазовых проектов в обозримой перспективе сбыться уже не суждено. Более того, сегодня Анкара заявляет о намерении избавиться от «некомфортной зависимости» от импорта российского газа.

Вместе с тем, Турция упорно заявляет о своём стремлении стать к 2025 г. одной из 10 ведущих экономик мира. Даже при условии использования современных энергосберегающих технологий данная цель неизбежно предполагает значительный рост потребления энергоресурсов. Кроме того, Анкара намерена привлечь громадные иностранные инвестиции (до 120 млрд долларов) в энергетические инфраструктурные проекты, призванные обеспечить газоснабжение Европы.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АМБИЦИИ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ РЕАЛИИ

Турция потребляет значительные объёмы энергии – более 125 млн т н. э. в год (см. рис. 1 и 2). При этом она не располагает собственными существенными ресурсами углеводородов и поэтому вынуждена увеличивать их импорт. По данным турецкого Института энергетических рынков и политики (EPPEN), общая зависимость страны от импорта энергии достигает 75%, причём доля России в поставках превышает 25%. В частности, Турция закупает за рубежом около 50% потребляемого каменного угля (в том числе 25% в РФ), 90% нефти (14%) и 99% газа (55%)¹.

Авторитетный турецкий эксперт в области энергетики Мехмет Огутчу отмечает: «Анкара так же, как и ЕС, стремится к достижению 30-процентной доли возобновляемых источников энергии в национальном энергетическом балансе». Определённые надежды возлагаются и на ядерную энергию². Но в целом страна в обозримой перспективе сохранит зависимость от внешних источников энергоресурсов. И если российские уголь и нефть могут быть достаточно легко замещены поставками из других стран, то ситуация с газом сложнее, поскольку Турция связана с РФ дорогостоящей газовой инфраструктурой.

Турция является одним из крупнейших потребителей природного газа в мире (50 млрд м³ в год). Половина общего спроса на «голубое топливо» приходится на производство электроэнергии, четверть используется в жилом и коммерческом секторе и четверть – в промышленности. При этом 27 млрд м³ газа в год импортируется из России³. Доли других поставщиков составляют: Иран – 18%, Азербайджан – 12%, Алжир – 8%, Нигерия – 3% (см. рис. 3). Основные объёмы газа поставляются по долгосрочным контрактам с долларовой индексацией на условиях «бери или плати» (см. табл. 1).

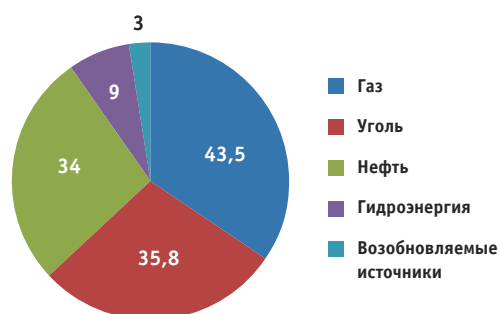
Стремясь к вступлению в Евросоюз, турецкое правительство приняло Закон «О рынке природного газа», предусматривавший постепенную ликвидацию монополии государственной компании Botas на импорт газа. В соответствии с соглашением, заключённым в 2013 г., шесть турецких компаний получили возможность заниматься поставками российского «голубого топлива», причём самый крупный контракт на 2,5 млрд м³

¹ Dr. Volkan Ezdemir, EPPEN www.eppen.org.

² Hurriyet Daily News, March 28, 2015.

³ См.: <http://www.gazpromexport.ru/partners/turkey/>

Рис. 1. Потребление Турцией основных видов энергии в 2014 г., млн т н. э.



Источники: Price vs Politics: Can Russian molecules continue to prosper in the Turkish gas market? Brussels Energy Club, 14.01.2016.

получила дочерняя структура «Газпрома» – Bosphorus Gaz. Тем не менее основные объёмы российского газа продолжает закупать Botas.

Де-юре частным турецким компаниям разрешается строить свои собственные трубопроводы, но пока о таких прецедентах не известно. Следует отметить, что процесс либерализации газового рынка в стране замедлился с 2009 г., когда экономика европейских стран вступила в период рецессии и членство в ЕС перестало быть столь уж привлекательным для Анкары.

По прогнозам Financial Times, спрос Турции на газ к 2023 г. увеличится до 60–65 млрд м³, что потребует существенного расширения сети газопроводов⁴. Кроме того, в стране ощущается нехватка газохранилищ, их совокупный объём оставляет всего около 3 млрд м³, включая хранилища СПГ. Иными словами, Анкара остро нуждается в улучшении газовой инфраструктуры, для чего требуются крупные иностранные инвестиции.

В ПОИСКАХ ЗАМЕНЫ РОССИЙСКОГО ГАЗА

По мнению директора турецкого Института энергетических рынков и политики Волкана Ездемира, любое нарушение поставок газа из России может незамедлительно вызвать серьёзные проблемы для энергообеспечения страны. Мощности имеющихся газохранилищ недостаточны, а быстро найти новых поставщиков для замены российского экспорта нереально⁵. Дополнительный импорт газа из Ирана и

Долгосрочные контракты Турции на поставку газа, 2013 г.

Договор	Объём поставок, млрд м³ в год	Дата подписания	Срок действия договора (в годах)	Дата начала поставок	Статус
Алжир (СПГ)	4	14.04.1988 г.	20	1994 г.	В действии, продлён на 10 лет
Нигерия (СПГ)	1,2	09.11.1995 г.	22	1999 г.	В действии
Иран	10	08.08.1996 г.	25	2001 г.	В действии
Россия («Голубой поток»)	16	15.12.1997 г.	25	2003 г.	В действии
Россия (Западная линия)	8	18.02.1998 г.	23	1998 г.	В действии
Туркменистан	16	21.05.1999 г.	30	–	–
Азербайджан (Шах-Дениз 1)	6,6	12.03.2001 г.	15	2007 г.	В действии
Азербайджан (Шах-Дениз 2)	6	25.10.2011 г.	15	2018 г.	–

Источники: данные компании Botas.

Азербайджана проблематичен по техническим причинам. С другими потенциальными поставщиками газа – Египтом, Саудовской Аравией, Израилем – турецкий президент Р. Т. Эрдоган находится в публичном конфликте и вряд ли может рассчитывать на их помощь в экстренной ситуации. Только через два года, с вводом в

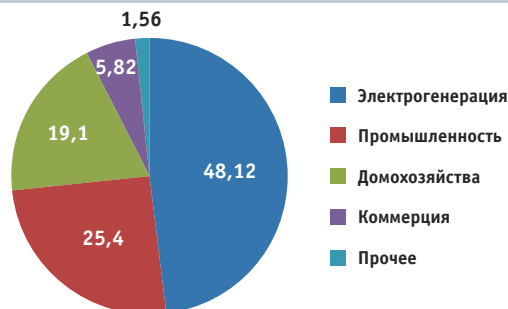
действие трубопровода TANAP, Турция способна существенно диверсифицировать закупки «голубого топлива».

В стране имеются два терминала по приёму СПГ. Причём терминал Izmir-Aliaga мощностью 4 млрд м³ в год до сих пор простаивал из-за высоких спотовых цен на сжиженный газ. Но его оператор,

компания Egegaz, намерена начиная с нынешнего года возобновить приём СПГ, так как внутренние цены на газ в Турции превысили спотовые. Предполагается, что в случае сбоя поставок из России СПГ будет поступать из Катара, Норвегии и даже из США. Но и здесь есть инфраструктурные препятствия. Да и по объёмам СПГ вряд ли сможет конкурировать с «голубым топливом» «Газпрома».

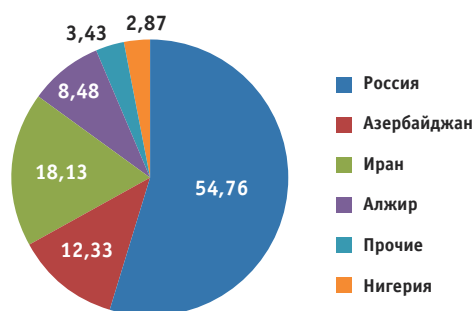
После окончания в 2019 г. действия договора о транзите газа между Украиной и Россией и в случае если новые соглашения так и не будут достигнуты, у украинской стороны появятся избыточные транзитные мощности. Поэтому можно предположить, что страны Юго-Восточной Европы, включая Турцию, смогли бы получать некоторые дополнительные объёмы по уже действующей магистрали West Line. «Турция и Болгария заинтересованы в использовании украинской газотранспортной системы и подземных хранилищ для закупок природного газа из ЕС», – за-

Рис. 2. Структура потребления энергии в Турции в 2014 г., %



Источники: Price vs Politics: Can Russian molecules continue to prosper in the Turkish gas market? Brussels Energy Club, 14.01.2016.

Рис. 3. Географическая структура импорта газа Турцией в 2014 г., %



Источники: Price vs Politics: Can Russian molecules continue to prosper in the Turkish gas market? Brussels Energy Club, 14.01.2016.

⁴ См.: <http://www.naturalgaseurope.com/azerbaijan-iran-turkmenistan-contenders-bring-gas-europe-23836>

⁵ Price vs Politics: Can Russian molecules continue to prosper in the Turkish gas market? Brussels Energy Club, 14.01.2016.

явил глава «Укртрансгаза» Игорь Прокопив на пресс-конференции в Киеве в марте нынешнего года⁶.

В случае дальнейшего обострения отношений между Россией и Турцией Анкара будет вынуждена форсировать поиски возможностей по укреплению энергетической безопасности, ускорить процесс формирования ликвидного конкурентного рынка газа, а также активизировать интеграцию с Евросоюзом. Как считает турецкий аналитик Волкан Ездемира, «хотя русский газ в краткосрочной перспективе является для Турции неизбежным злом, это всё может измениться в среднесрочной перспективе»⁷.

С высокой степенью вероятности можно предположить, что доля российского газа на турецком рынке начнёт резко снижаться после 2018 г., с завершением новых инфраструктурных проектов. А в начале 2020-х «Газпром» перестанет быть крупнейшим поставщиком «голубого топлива» в эту страну.

ЕВРАЗИЙСКИЙ «УГЛЕВОДОРОДНЫЙ МОСТ»

Многие страны – как поставщики, так и потребители газа – хотели бы использовать Турцию в качестве моста для доставки «голубого топлива» из регионов Каспия и Ближнего Востока в Европу. Но, по мнению научного сотрудника Фонда Епi Симона Таглиапиетра, выступившего недавно с большой презентацией в брюссельском аналитическом центре Bruegel, на практике только одна страна однозначно готова поставлять своё сырьё по Южному газовому коридору (ЮГК) – Азербайджан. «Мы с высокой степенью уверенности можем рассчитывать на поставку 10 млрд м³ газа в год из Азербайджана в 2019 г. на европейский рынок, – утверждает итальянский эксперт. – Все другие перспективы использования Турции в качестве моста для транспортировки газа не столь очевидны».

Вместе с тем, претендовать на то, чтобы использовать ЮГК, могут и Туркменистан, Иран, Катар, Ирак, а также некоторые другие страны. Однако взаимоотношения Турции с потенциальными поставщиками газа представляют собой сложный клубок геополитических проблем. Так, очень привлекательным потенциальным источником газа для Европы является Туркменистан, обладающий за-

Карта основных нефте- и газопроводов Турции



Источники: см.: <https://www.eia.gov/beta/international/analysis.cfm?iso=TUR>

пасами 2 трлн м³ (по оценке ВР). Но строительство Транскаспийского подводного трубопровода, соединяющего туркменские газопромыслы с Азербайджаном, невозможно из-за позиции России и Ирана по правовому статусу дна Каспийского моря. Эти трудности вынудили Ашхабад ориентироваться на Китай, с которым заключён договор на поставку 65 млрд м³ газа в год.

Ещё один возможный претендент на использование ЮГК – Иран. Экономические санкции и непривлекательный инвестиционный климат длительное время не позволяли этой стране с запасами в 34 млрд м³ газа наладить промышленную разработку своих месторождений. Парадоксально, но Иран на протяжении последних лет даже являлся нетто-импортером газа. Однако после снятия санкций можно ожидать роста иностранных инвестиций, а также передачи западных технологий для реализации энергетических проектов в ИРИ. Согласно информации The Wall Street Journal, ряд крупнейших европейских энергетических корпораций – немецкие RWE AG и E.ON, французские Total и Engie, британская BP, англо-голландская Shell, норвежская Statoil и испанская Repsol – намерены широко инвестировать в иранский газовый сектор, рассчитывая опередить в этом отношении компании из США и Китая⁸.

Вместе с тем, судьба иранского газового транзита зависит от разрешения сложнейших политических противоре-

чий с Анкарой. Согласно соглашению, срок действия которого заканчивается в 2026 г., Турция ежегодно закупает 10 млрд м³ иранского газа по цене 490 долларов за 1 тыс. м³. Это самый дорогой газ, поставляемый в страну, что не устраивает Анкару и является темой тяжёлых переговоров с Тегераном⁹.

Катар в случае поражения режима Башара Асада и разгрома «ИГ» в Сирии может построить газопровод через сирийскую территорию до Турции. Именно Сирия является оптимальным маршрутом для транзита катарского газа в Европу¹⁰.

Сложный и многоуровневый характер носят взаимоотношения между Турцией и Ираком. Если в отношении турецких курдов, упорно выступающих за создание собственного государства, Анкара занимает крайне жёсткую позицию, то в отношении иракских курдов превалирует «углеводородная политика». Турция последовательно улучшает экономические отношения с Иракским Курдистаном. В частности, в этом регионе планируется строительство нефте- и газопроводов, что позволит поставлять в Турцию энергоносители по более низким ценам, чем газ из Ирана и России. Как заявил министр природных ресурсов Иракского Курдистана Ашти Хаврами, его автономный регион сможет к началу 2020 годов экспортировать в Турцию до 20 млрд м³ газа в год¹¹.

⁶ См.: http://www.gazeta.ru/business/news/2016/03/17/n_8381477.shtml

⁷ Price vs Politics: Can Russian molecules continue to prosper in the Turkish gas market? Brussels Energy Club, 14.01.2016.

⁸ См.: <http://www.gazeta.ru/business/2015/09/30/7787825.shtml>

⁹ См.: <http://www.caspianenergy.net/ru/investor-ru/22139-menyayushchayasya-energeticheskaya-karta-evrazii>

¹⁰ См.: <http://www.gazeta.ru/business/2015/09/30/7787825.shtml>

¹¹ См.: <http://www.vedomosti.ru/newspaper/articles/2015/12/18/621543-turtsiya-zamenu-rossii>

В декабре прошлого года Анкара объявила о том, что госкомпания Botas проведёт тендер на строительство газопровода длиной 185 км от Силопи (на иракско-турецкой границе) до турецкого трубопровода в Мардине. Ведутся переговоры о возможном соединении данной магистрали с TANAP, что позволило бы поставлять газ из Иракского Курдистана по ЮГК в Европу.

Таким образом, на сегодняшний день к основным газотранспортным проектам Турции следует причислить прежде всего Южно-Кавказский трубопровод, Транс-анатолийский трубопровод (TANAP) и Трансдариатический газопровод (TAP). Сохраняются шансы и на строительство трубопровода «Турецкий поток».

По ЮКТ экспортируется газ, добытый с морского месторождения Шах-Дениз в Азербайджане. Его разработку ведёт консорциум в составе азербайджанской ГНКАР и ряда зарубежных компаний.

В состав участников TANAP входят также ГНКАР (58%), Botas (30%) и BP (12%). Проект предусматривает перекачку 16 млрд м³ газа в год в результате реализации второй фазы разработки Шах-Дениз. Турция сможет получить 6 млрд м³ для внутреннего потребления, а остальные 10 млрд м³ пойдут в Европу¹². Протяжённость маршрута составит 1800 км, инвестиции в проект – свыше 12 млрд долларов. Соглашение по TANAP было подписано 26 июня 2012 г. в Стамбуле, работы планируется завершить в 2018 г.

В интервью Natural Gas Europe в марте нынешнего года министр энергетики Азербайджана Натик Алиев заявил, что проект «Шах-Дениз 2» завершён на 66%, а проект расширения Южно-Кавказского газопровода – на 33 %¹³. Поставки газа в Европу могут начаться в 2020 г., после завершения строительства Трансдариатического газопровода (TAP). Надо отметить, что проект TANAP с самого начала был чрезмерно политизирован, а когда обострились отношения ЕС с Россией из-за событий на Украине, Брюссель квалифицировал Трансанатолийский трубопровод как альтернативу «Турецкому потоку», предложенному российской стороной.

Важной частью ЮГК станет Трансдариатический газопровод (TAP) протяжённостью 870 км. Он должен соединиться с TANAP на восточной стороне греко-турецкой границы и далее пойти через территорию Греции, Албании и Адриатическое море к южному побережью Италии.

Строительство TAP, как заявил управляющий директор проекта Й. Бредшоу, начнётся в середине 2016 г. в греческом городе Салоники¹⁴. Разработчики проекта – швейцарская EGL, норвежская Statoil и немецкий E.ON Ruhrgas. Ожидаемые объёмы финансирования – 5 млрд долларов. Первая очередь TAP позволит к 2020 г. поставлять 10 млрд м³ азербайджанского газа в Европу с последующей возможностью увеличения пропускной способности до 20 млрд м³. Примечательно, что проект освобождён от правил Третьего энергетического пакета ЕС, что подчёркивает исключительную заинтересованность в нём со стороны Евросоюза. И это всё несмотря на то, что решение о строительстве TAP означало закрытие конкурирующего проекта «Набукко», который всячески лоббировал официальный Брюссель.

Мощность газопровода «Турецкий поток», сооружение которого инициировал «Газпром», первоначально составляла 63 млрд м³. Причём большая часть газа предназначалась для дальнейшего экспорта в Европу. Проект был задуман как альтернатива «Южному потоку», от которого Россия была вынуждена отказаться из-за сопротивления Еврокомиссии.

Интерес к «Турецкому потоку», который благодаря прохождению по дну Чёрного моря смог бы миновать многие зоны нестабильности, может возобновиться в связи с активизацией курдского сепаратизма и участившимися терактами на газопроводах, связывающих Турцию с Азербайджаном и Ираном.

Всячески приветствуя сооружение трубопроводов на своей территории, Турция в то же время хотела бы выйти за рамки роли простого транзитёра энергоресурсов и получить более широкие права в энергетических проектах Восток-Запад и Север-Юг. Вот почему на протяжении многих лет она занимает двойственную позицию в энергетическом сотрудничестве как с ЕС, так и с Россией.

Какие кульбиты стоит ожидать от Анкары, если она сможет стать главным европейско-азиатским газовым хабом, предсказать весьма непросто. ЕС опасается за получить в лице турецких госкомпаний «второй Газпром» со всеми известными проблемами, а Россия в лице Турции – «вторую Украину» с малоприятными транзитными и ценовыми рисками при поставках газа на европейские рынки. Эти опасения уже подтверждаются некоторыми настораживающими сигналами.

Так, несмотря на коммерческую привлекательность поставок газа по трубопроводу «Голубой поток» из России, Botas обратилась в международный арбитраж с жалобами на политику ценообразования «Газпрома». Тот, в свою очередь, отменил с января 2016 г. скидку в размере 10,25% на покупку российского газа для шести частных турецких компаний¹⁵.

Не остался незамеченным в Турции подписанный «Газпромом» в феврале 2016 г. меморандум с итальянской компанией Edison SpA и греческой DEPA SA о поставках газа из России по дну Чёрного моря через третьи страны в Грецию, а отсюда – в Италию. Фактически речь идёт о поисках альтернатив «Турецкому потоку».

Для Турции события в Сирии имеют важные энергетические последствия. Как уже отмечалось, в случае падения режима Башара Асада и прихода к власти умеренной оппозиции высока вероятность строительства через территорию Сирии газопровода Катар – Турция – Европа. Если же Дамаск удержит свои позиции, через территорию Сирии или Турции может быть построен газопровод с гигантского иранского месторождения Южный Парс и дешёвый иранский газ хлынет в страны Евросоюза. А если в Сирии будет продолжаться бесконечная гражданская война, то проекты поставок газа из каспийского региона и ближневосточных стран в Европу становятся весьма проблематичными, следовательно, странам ЕС станет более выгодно продолжить закупки российского «голубого топлива».

Российско-турецкое энергетическое сотрудничество всегда было основано на прагматических выгодах и не представляло собой стратегического альянса из-за принципиальных различий геополитических интересов сторон в регионе Чёрного моря, Кавказа и Ближнего Востока. Инцидент с российским самолётом Су-24 радикально изменил перспективы двустороннего сотрудничества и превратил систему снабжения Турции природным газом в клубок противоречивых отношений экспортёров и импортёров. В сложившейся ситуации важно осознать, что в обоюдных интересах Турции и России – не допустить эскалации конфликта и руководствоваться мышлением, ориентированным на сотрудничество на европейских газовых рынках. ■

¹² См.: <http://www.caspianenergy.net/ru/investor-ru/22139-menyayushchayasya-energeticheskaya-karta-evrazii>

¹³ См.: <http://www.trend.az/business/energy/2505019.html>

¹⁴ РИА Новости 29.02.2016.

¹⁵ См.: <http://www.turkeyforfriends.com/forum/48-13566-1>

Встречи нефтяников и газовиков с поставщиками и подрядчиками

Москва, улица Тверская, 22, отель InterContinental



24 мая
2016

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
- Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового строительства



13 сентября
2016

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
- Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазоперерабатывающих предприятий



20 октября
2016

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
- Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового сервиса



8 декабря
2016

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
- Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем нефтегазового шельфа



16 марта
2017

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
- Презентация настенной нефтегазовой карты
- OILFORUM.RU** — Обсуждение проблем поставок нефтегазового оборудования

Вехи славного нефтяного пути

Исполнилось
150 лет нефтяной
промышленности
России¹

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

За прошедшие полтора века в летопись нефтяной отрасли России было вписано немало ярких страниц. Начало индустриального этапа истории отечественной нефтяной промышленности историки справедливо отсчитывают с 15 (3) февраля 1866 г., когда в долине реки Кудак, в Кубанской области, на промысле гвардии полковника Ардалиона Новосильцева из пробуренной машинным способом скважины был получен первый в России фонтан нефти. Это знаменательное событие стало одним из главных составляющих промышленного переворота в отрасли и послужило прологом грядущей эры нефти.

В первой части статьи был дан обзор начального этапа становления отечественной нефтяной промышленности – от кустарной добычи и до формирования первой вертикально интегрированной нефтяной компании. Освещались также важные достижения отрасли в области технологий, в частности создание первой в России кубовой установки для перегонки нефти, а также строительство первого в мире нефтеналивного судна. В этой части статьи будет продолжен рассказ об успехах отечественной нефтяной промышленности в дореволюционный период.

ПАРИЖСКИЙ ТРИУМФ РУССКИХ ОЛЕОНАФТОВ

Влияние «Великих реформ» императора Александра II на ускоренное развитие национальной экономики было весьма заметно на протяжении всего пореформенного периода. Бурный рост россий-



Нефтепромышленник Виктор Рагозин
(1833–1901)

ской промышленности, железнодорожного, речного и морского транспорта во второй половине XIX века требовал не только топливных ресурсов, но и качественных смазочных материалов в больших объемах. Был необходим принципиально новый подход, прорыв в технологии промышленного производства смазочных масел, и его осуществил Виктор Рагозин (1833–1901), известный промышленник, талантливый изобретатель и публицист.

В 1854 г. он окончил полный курс наук на физико-математическом факультете Московского университета.

Его дипломная работа «Изменение физических свойств и химических функций органических соединений в связи с замещением водорода гидроксидом» получила высокую оценку, и ему «определением университетского Совета» был присужден диплом 1-й степени «за оказанные им успехи». В последующие 10 лет в жизни Рагозина происходили крутые повороты, приведшие его даже в ряды подпольной организации «Земля и воля». В начале 1860-х, после отхода от революционной идеологии, Виктор Рагозин развил кипучую деятельность в предпринимательском сообществе и общественной жизни Нижнего Новгорода. В 1873 г. он начал первые опыты по разложению нефтяных остатков в лаборатории, организованной прямо на его квартире.

Результаты двухлетних лабораторных исследований дали ему верное направление для дальнейшего творческого поиска и уверенность в перспективности данного начинания. В 1875 г. он построил опытный завод, который располагался в Нижнем Новгороде, на берегу Волги, за паровой пристанью. Здесь он окончательно отработал технологический процесс получения смазочных ма-



Олеонафты Виктора Рагозина получили широкое признание в России и Западной Европе

¹ Продолжение. Начало в № 1–2/2016.



Пай компании В. И. Рагозина

сел. Мазут нагревался до 300 °С, затем через него пропускали перегретый водяной пар, который увлекал за собой масляные фракции в холодильное устройство, где они отделялись от воды. Потом следовала операция кислотно-щелочной обработки дистиллята.

14 ноября 1875 г. профессор Санкт-Петербургского технологического института Фёдор Бейльштейн (1838–1906) дал обстоятельное положительное заключение по итогам исследования двух сортов «олеонафтов» – машинного и веретенного. Затем, в течение нескольких месяцев, были проведены успешные испытания масел в производственных условиях: в мастерских Санкт-Петербургского арсенала, на Колпинском заводе, в мастерских Общества Российских железных дорог и на механическом заводе Г. Клея.

Это дало Виктору Рагозину все основания для создания в 1878 г. массового промышленного производства смазочных масел в небольшом уездном городе Балахне, находящемся в 40 км от Нижнего Новгорода. Уже в первый год здесь было произведено около 100 тыс. пудов превосходных смазочных масел. При этом использовалась прогрессивная для того времени технологическая схема, уже отработанная на опытном заводе. Многие из вышеописанных операций не были новостью в мировой технике нефтепереработки. Однако их применение к бакинскому мазуту, сочетание отдельных процессов и их режима, аппаратное обеспечение, ассортимент получаемых масел, вдумчивые и обстоятельные ла-

бораторные исследования – всё это имело подлинно новаторский характер. Следует также добавить, что на Балахнинском заводе впервые в России была внедрена переработка «кислотных отбросов».

Продукция Балахнинского завода получила звучное название – «олеонафты». Они предназначались для весьма разнообразных целей: паровых машин, тяжёлых механизмов, станков, орудий, веретён, ружей, пушек, вагонных колёс, деревянных и чугунных шестерён, экипажных и вагонных осей и многих других устройств и механизмов. В 1878 г. Виктор Рагозин привёз «олеонафты» в качестве экспонатов на Всемирную выставку в Париж. У учёных и специалистов из различных стран они вызвали большой интерес, так как по своим характеристикам оказались гораздо лучше всех других применявшихся тогда зарубежных смазочных материалов. Заслуженной оценкой высокого качества «олеонафтов» стало присуждение им золотой медали выставки. Уже после её завершения, вплоть до конца 1878 г., Рагозин сумел поставить во Францию нефтяные смазочные масла на сумму 770 тыс. франков. В 1880 г. весь военно-морской флот Франции перешёл на употребление русских «олеонафтов», что подтверждает факт коренного перелома в сознании западного потребителя относительно российского продукта.

Растущие запросы на нефтяные масла побудили Виктора Рагозина к решительным действиям по расширению их производства. В 1879 г. начато строительство нового нефтеперегонного завода в селе Константинове под Ярославлем. В 1880 г. была создана компания «Товарищество производства минеральных масел В. И. Рагозин и К^о». Вначале на заводе товарищества производилось четыре сорта смазочных масел: веретенное, машинное, вагонное зимнее и вагонное летнее. Затем в номенклатуре появились и другие сорта: цилиндровое, соляровое и т. д.

Нефтяные смазочные масла «Товарищества В. И. Рагозин и К^о» неоднократно завоёвывали высокие награды: золотые медали всемирных выставок в Париже (1878, 1889), Антверпене (1885), а также международных выставок в Ливерпуле (1880), Брюсселе (1880), Риме (1881), Ницце (1883). Продукция товарищества получила высшую награду и всероссийских выставок – право изображения Российского государственного герба. За заслуги перед

отечественной нефтяной промышленностью в феврале 1888 г. Виктору Рагозину решением Учебного Совета Санкт-Петербургского Технологического института было присвоено почётное звание инженера-технолога. Следует отметить и то, что по его примеру в стране стали строиться специализированные заводы, ориентированные на выпуск смазочных масел. Так, уже к началу 1880-х насчитывалось 19 таких предприятий.

Великий русский учёный-энциклопедист Дмитрий Менделеев (1834–1907) писал: «Производство нефтяных смазочных масел, установленное в России и разработанное с технической стороны русскими техниками, возникло у нас благодаря энергичной инициативе В. Рагозина в 1870 годах и имело весьма важное влияние на развитие нашей нефтяной промышленности». Позднее он добавил: «Пример и инициатива В. И. Рагозина останутся навсегда в памяти русских».

НОБЕЛЕВСКАЯ КУБОВАЯ БАТАРЕЯ

В целом к началу 1880 годов на ведущих российских НПЗ наблюдалось определённое разнообразие перегонной аппаратуры. Хотя технологические различия той или иной системы были не столь существенны, всё же имелись некоторые отличительные детали в конструкции кубов, подогревателей и конденсирующих устройств. Обычно это было связа-

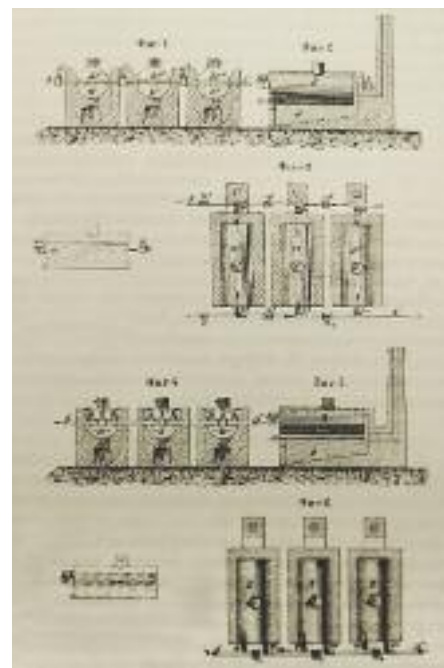


Схема «Нобелевской кубовой батареи» (1882 г.)

но с увеличением объёмов производства на предприятии и необходимостью внедрения различного рода эволюционных технических усовершенствований.

Что касается зарубежной нефтепереработки, в частности американской, то в тот период технический и технологический уровень в США оказался достаточно низким. И объяснялось это в первую очередь высоким качеством лёгкой пенсильванской нефти, дававшей после простой атмосферной перегонки в кубе около 80–85% керосинового дистиллята. Таким образом, американским инженерам не было никакой необходимости изобретать что-то новое. Именно поэтому после посещения США в 1876 г. Дмитрий Менделеев в своей книге «Нефтяная промышленность в Северо-Американском штате Пенсильвания и на Кавказе» дал весьма нелестную оценку общему уровню американской нефтепереработки: «Нашим бакинским или западноевропейским техникам нечему учиться у американцев относительно перегонки, можно, если что заимствовать, так это некоторые механические приспособления».

И вскоре американские инженеры увидели наглядное подтверждение этого точного высказывания великого учёного. Создание кубовой батареи непрерывного действия стало одним из самых значимых изобретений Людвиг Нобеля в области нефтепереработки и явилось его своеобразным инновационным ответом на вызов времени. Тщательный анализ практики эксплуатации кубовых установок периодического действия, сгруппированных, как правило, на отдельных площадках, привёл Л. Нобеля к мысли о технологическом ступенчатом объединении нескольких кубов. Таким образом, была конструктивно оформлена идея об обеспечении непрерывного перетока нефти из одного куба в другой, чтобы при поддержании в них различных температур добиться последовательного отгона дистиллятов разного удельного веса.

17 декабря 1882 г. Департамент торговли и мануфактур выдал Людвигу



В 1898 г. нефтяная промышленность России по объёму нефтедобычи вышла на первое место в мире

Нобелю десятилетнюю привилегию № 9206 на «способ перегонки нефти посредством ряда соединённых между собой кубов». К тому времени данное изобретение убедительно доказало свою эффективность на нефтеперегонном заводе «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» в Баку. В последующие два десятилетия «нобелевская батарея», устранившая главные недостатки кубов периодического действия, получила широкое распространение не только в России, но и даже в Западной Европе и США. Восьмого декабря 1886 г. «Товариществу нефтяного производства братьев Нобель» была выдана привилегия № 11236 на «куб усовершенствованной системы для дробной и непрерывной нефти».

К началу XX века кубы непрерывного действия заняли господствующее положение в отечественной нефтепереработке. Это был подлинный инновационный прорыв, совершённый российскими инженерами и позволивший не только резко повысить производительность предприятий, но и более глубоко

отбирать из нефти дистилляты и разделять их на отдельные фракции.

ПИОНЕРЫ СЕРИЙНОГО ПРОИЗВОДСТВА ДИЗЕЛЕЙ

Эстафету семейного инженерного творчества принял от своего отца Эммануил Нобель (1859–1932), возглавлявший правление «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель». Одним из его наиболее весомых достижений стал инновационный прорыв в области серийного производства двигателей внутреннего сгорания новой конструкции. Осознавая блестящие перспективы энергетического использования нефти, 16 февраля 1898 г. он встретился в Берлине с немецким инженером Рудольфом Дизелем (1858–1913). По итогам переговоров было достигнуто соглашение о приобретении за 800 тыс. германских марок патента на оригинальный двигатель внутреннего сгорания с исключительным правом на производство дизель-моторов в России.



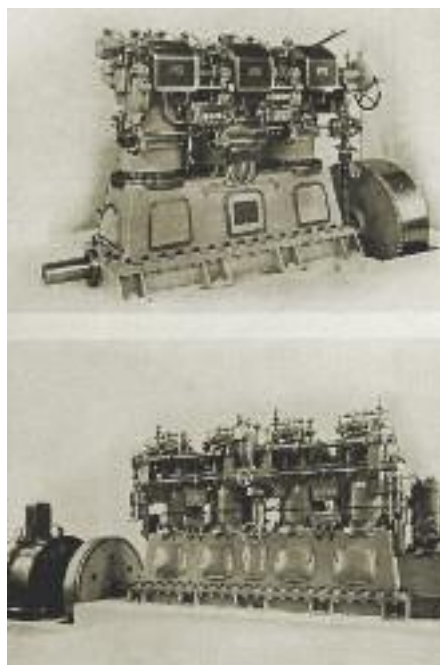
Эммануил Нобель (1859–1932) продолжил дело своего отца, закрепив лидерство «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» в отрасли

В Нюрнберге было учреждено «Русское общество двигателей Дизеля» с целью отработки технологии их массового производства на основе немецкого инженерного опыта. Но при обстоятельном изучении чертежей в Санкт-Петербурге нобелевские инженеры выдвинули ряд предложений по существенному изменению конструкции. После этого было принято принципиальное решение – ориентироваться на создание производства двигателей на базе завода «Людвиг Нобель». В достаточно короткие сроки отечественные специалисты под руководством инженера Антона Карлсунда создали необходимую техническую документацию и подготовили рабочие чертежи двигателя, по которым в цехах завода и был изготовлен опытный образец, работавший на нефтетопливе.

В декабре 1899 г. профессор Петербургского технологического института Георгий Депп (1854–1921) провёл на стенде машиностроительного завода «Людвиг Нобель» комплексные испытания опытного двигателя мощностью 20 л. с. Они показали, что он имел отличные эксплуатационные характеристики, достигнув КПД 34% и израсходовав на 1 л. с. всего 0,54 фунта нефти, развив при этом мощность до 25 л. с. О положительных результатах испытаний профессор Депп сообщил в январе 1901 г. в подробном докладе на совместном заседании Императорского Русского технического общества и Общества Технологов.

В 1900 г. завод изготовил 4 одноцилиндровых двигателя мощностью по 20 л. с. и 2 двухцилиндровых двигателя по 40 л. с. А в декабре того же года выпустил и новую модель 30-сильного двигателя. В 1901 г. производство двигателей Дизеля было удвоено. И тогда же одним из важных правительственных заказов стало изготовление оборудования для первой насосной станции керосинопровода Баку – Батуми, где были установлены три дизельных двигателя мощностью 100 л. с. каждый.

С целью расширения производства дизель-моторов в России Эммануил Нобель принял решение предложить лицензию ряду крупных отечественных предприятий, включая «Акционерное общество Коломенского машиностроительного завода» и «Акционерное общество железоделательных, сталелитейных и механических заводов “Сормово”». Там достаточно быстро был налажен серийный выпуск дизельных двигателей. Однако производство на заводе «Людвиг Нобель»



Дизельные двигатели завода «Людвиг Нобель» пользовались большим спросом в России в начале XX века

также продолжалось, и вплоть до 1913 г. было изготовлено 617 двигателей общей мощностью 103 тыс. 751 л. с. Характерно, что в 1913 г. из 81 дизельного двигателя, произведённого на нобелевском предприятии, 34 были предназначены для оснащения военных судов Морского ведомства.

ИЗОБРЕТЕНИЕ ТАНКЕРА-ТЕПЛОХОДА

Наряду со многими прорывными идеями в промышленном производстве начало XX века явственно обозначило грядущие значительные перемены в мировом судостроении. И в этом была главная заслуга инженеров «Товарищества нефтяного производства братьев Нобель» во главе с Карлом Хагелиным (1860–1954). Планы существенного увеличения объёмов транспортировки нобелевских нефтепродуктов в Санкт-Петербург сдерживались особенностью старой Мариинской системы шлюзов, в результате чего не могли быть применены как караванная транспортировка барж, так и паровые танкеры, обладавшие значительными осадкой и водоизмещением. Необходимо было найти принципиально новое решение. Карл Хагелин впоследствии вспоминал: *«Вот тут-то и пришла мне в голову мысль заменить паровую машину двигателем внутреннего сгорания и создать моторное судно. И я решил на*

опыт с мотором Дизеля, о котором не раз думал».

Несомненно, инженер принимал в расчёт главное достоинство дизельного двигателя, заключавшееся в его высоком коэффициенте полезного действия. Более того, ему требовалось в четыре раза меньше топлива по сравнению с паровой машиной той же мощности. Для осуществления этого проекта были использованы две несамоходные железные баржи, строящиеся на Сормовском заводе и предназначавшиеся для работы на линии от Рыбинска до Санкт-Петербурга. Сравнительно небольшие размеры и малая осадка барж позволяли им легко проходить тесные шлюзы Мариинской системы, а особенность конструкции прочного корпуса давала возможность ходить по Ладожскому и Онежскому озерам даже при сильном волнении в штормовую погоду. Они получили названия «Вандал» и «Сармат». Кстати, название первого судна было дано в честь легендарного древнерусского князя, одного из правителей города Словенска. Это имя происходило от индоарийского «ван» (Бог) и русского «дал» (даровал), что в итоге означало «дар Богов». Конструкционные характеристики плоскодонного корпуса «Вандала» были следующими: длина составляла 74,5 м, ширина – 9,5 м.

В начале лета 1902 г. баржи спустили на воду, и они благополучно прошли ходовые испытания от Рыбинска до Санкт-Петербурга. Тем временем уже был готов проект Карла Хагелина по превращению несамоходной баржи в речной танкер с использованием дизельных двигателей. В нём была заложена ещё одна прорывная инженерная идея, которую он задумал реализовать на практике: *«Я решил применить электричество для передачи энергии дизелей».*

Осенью 1902 г. баржу «Вандал» отбуксировали в Царицын, где установили три четырёхтактных дизеля мощностью 120 л. с. каждый, которые не были напрямую связаны с гребными винтами. Винты приводились в движение электродвигателями, получавшими ток от трёх электрогенераторов, работавших в паре с дизелями. Это сделали для того, чтобы можно было менять режим и направление вращения винтов. Машинное отделение располагалось посередине корпуса судна, а ёмкости для нефтепродуктов размещались спереди и сзади от него.

В мае 1903 г. судно спустили на воду и начались ходовые испытания, о которых Карл Хагелин вспоминал так: *«Успех был*



Первые в мире теплоходы «Вандал» и «Сармат» открыли новую страницу в наливной перевозке нефтепродуктов (1903 г.)

полный». Во время испытаний «Вандал» показал неплохие результаты, скорость его хода достигала 7,4 узла. Существенным достоинством нового судна было то, что дополнительные электрогенераторы позволяли плавно регулировать скорость и тем самым обеспечивали высокую маневренность. Было и ещё одно немаловажное преимущество. Загрузка топливных баков теплохода осуществлялась наливом и достаточно быстро, в то время как погрузка на пароходы угля или дровяного топлива занимала много времени.

Таким образом, первый теплоход «Вандал» одновременно открыл два новых направления в мировом судостроении – теплоходное и электроходное. Кстати, название новому типу судна – «теплоход» – дал, по словам Карла Хагелина, именно почётный инженер-технолог Эммануил Нобель.

В 1904 г. пришла очередь для оснащения и второго двухвинтового судна «Сармат» грузоподъёмностью 50 тыс. пудов. В Санкт-Петербурге на нём установили два главных дизельных двигателя мощностью 180 л. с. каждый. Кроме того, имелся и третий вспомогательный двигатель мощностью 10 л. с. И здесь было применено ещё одно удачное изобретение нобелевских инженеров. Каждый дизель соединялся с электрогенератором, а затем через фрикционную муфту и с гребным винтом. При переднем ходе двигатель работал прямо на винт, а генератор и электродвигатель не были задействованы. При заднем ходе двигатель начинал работать на электрогенератор, который посылал ток на электромотор и давал гребному винту обратное вращение. Это значительно снизило потери энергии: ведь большую часть времени винты получали вращение непосред-

ственно от дизеля, а для маневрирования и заднего хода вовсе не требовалось наличие полной мощности.

В последующие годы были построены и спущены на воду теплоходы «Мысль», «Великоросс», «Малоросс», «Беломор», «Самоед», «Карел», «Гиляк», а также морские танкеры «Дело», «Роберт Нобель», «Эммануил Нобель». К навигации 1910 г. в составе флота «Товарищества...» наряду с паровыми судами уже находились 3 морских и 14 речных теплоходов.

Первый в мире магистральный нефтепродуктопровод

К концу XIX века нефтяная промышленность России вышла на передовые рубежи в мире. Однако неразвитость транспортной инфраструктуры, отсутствие магистральных нефтепроводов, малое число наливных морских и речных судов привели к тому, что отечественные



Профессор Петербургского технологического института Николай Щукин (1848–1924)

нефтепродукты не находили широкого сбыта за границей. Американский керосин на рынках Европы и Азии стоил дешевле русского как раз из-за наличия разнообразных транспортных средств, включая трубопроводы и танкеры.

Подлинной сенсацией в мировом инженерном деле стало строительство самого протяжённого в мире магистрального керосинопровода Баку – Батуми длиной 877 вёрст (882,5 км). Этот важнейший для дореволюционной России инфраструктурный проект

полностью финансировался государством и был его собственностью. Такое принципиальное решение было принято Государственным советом 23 мая 1896 г. и утверждено императором Николаем II. Ответственность за сооружение нефтепродуктопровода возложили на Министерство путей сообщения. Решением министра руководителем проектных работ был назначен профессор Петербургского технологического института Николай Щукин (1848–1924), один из самых выдающихся специалистов России.

Летом 1896 г. профессор Щукин и инженер-технолог Ватенбург по указанию министра путей сообщения были направлены в США для ознакомления с сооружением нефтепроводов. После их возвращения из командировки в Санкт-Петербурге начал разрабатываться проект нефтепродуктопровода, предусматривавший прохождение трассы в сложных горных условиях и пересечение ею Кавказских гор в районе Сурамского перевала. Проектная пропускная способность была определена – 900 тыс. т. керосина в год. Гидравлический расчёт керосинопровода выполнил сам профессор Щукин. При средней плотности керосина 320 кг/м³ и рекомендуемой скорости 1,5 м/с был рассчитан внутренний диаметр трубы – 204 мм. Приняв рабочее давление керосина в трубопроводе, равное 4,4–5,2 МПа, а пробное – 11,8 МПа, профессор рассчитал толщину стенки труб – 8 мм. Была подготовлена инструкция, в которой излагались жёсткие требования к качеству труб и их соединений: наружный диаметр мог быть увеличен лишь на 1,5%, внутренний – на 1%; овальность допускалась не более 2 мм. Параллельно шла подготовка чертежей путевого полотна и мостов, велось проектирование котельных и насосных станций.



Трасса керосинопровода Баку – Батуми пролегла рядом с полотном Закавказской железной дороги

По решению российского правительства трубы изготавливались только на отечественных заводах – в Мариуполе, Сосновицах (станция на Варшавско-Венской железной дороге) и Екатеринославе. Причём принимались трубы длиной не менее 4,6 м. На их концах была сделана треугольная нарезка, выполненная с уклоном к концу. Этот тип нарезки, обеспечивавший герметичность соединений, был заимствован у трубного завода в Питтсбурге (США). В проекте допускалось также соединение труб и на стальных фланцах.

Летом 1897 г. проект был завершён, началась подготовка к широкомасштабному строительству участка Михайлово – Батуми, которое возглавил инженер путей сообщения Евгений Веденеев (1853–1902). Для сокращения объёмов земляных и транспортных работ маршрут трубопровода был проложен вдоль линии Закавказской железной дороги. Трубы доставлялись к пунктам складирования на железнодорожных платформах и далее развозились вдоль трассы на конных телегах. Затем они соединялись в отдельные участки, подвергались гидравлическому испытанию и лишь после его успешного завершения собирались в сплошную линию. Испытание велось водой при давлении 12 МПа. При расчётном рабочем давлении 4–5,4 МПа керосинопровод имел довольно большой запас прочности, равный 2,2–3 МПа. Герметичность соединений достигалась только за счёт уплотнения резьбы, поэтому неизбежны были утечки. К примеру, в 1902–

1905 гг. они суммарно составили 0,61–0,79% от общего количества перекачанного керосина. По мере сборки трубопровод укладывали на поверхность грунта или в траншею рядом с полотном железной дороги на глубину не менее 0,8 м от уровня подошвы рельса и засыпали песком и щебнем. Если возникала необходимость пересечь железную дорогу, под неё в качестве защитного кожуха укладывали гофрированную трубу диаметром 0,53 м.

С сентября 1897 г. до февраля 1899 г. удалось уложить 43 км труб, а к 22 июня 1899 г. – 144 км. На протяжении 51 км они были свинчены и опущены в землю, на 93 км – свинчены и находились на поверхности. Строительно-монтажные работы велись вручную, трубы соединяли между собой с помощью резьбовых муфт, покрывали антикоррозионным покрытием с использованием свинцового сурика на олифе. К июлю 1899 г. было закончено сооружение участка Михайлово – Батуми, завершено строительство котельных и насосных станций, а также жилых зданий.

Насосы для перекачивающих станций поставила фирма «Вортингтон» из Бруклина (США). Они были поршневые, прямодействующие с паровой машиной типа «компаунд» с крановым парораспределением и двукратным расширением пара. На каждой станции керосинопровода Михайлово – Батуми смонтировали по два рабочих и одному резервному насосу мощностью по 110 кВт. В Самтредии и Кобулетии, кроме насосных станций,

установили резервуары, вмещавшие по 7370 т керосина. Для его слива из железнодорожных цистерн в Михайлово построили резервуар на 980 т, для хранения керосина – на 9 тыс. 800 т, в Батуми – на 13 тыс. 900 т. Чтобы избежать больших утечек керосина в случае аварии, на трубопроводе через каждые 2–4 км поставили обратные клапаны. При снижении давления в трубе на 15% автоматическое устройство отключало насосы.

К началу весны 1900 г. строительство, длившееся 3 года и 4 месяца, в основном было закончено. Этот участок керосинопровода торжественно открыт 2 июля 1900 г. На церемонии открытия на станции Михайлово присутствовали Главноначальствующий гражданской частью Кавказа генерал от инфантерии, сенатор Григорий Голицын, тифлисский губернатор полковник Иван Свечин, заведующий акцизным управлением Закавказского края Людвиг Першке, начальник Закавказской железной дороги инженер путей сообщения Евгений Веденеев и другие официальные лица.

Второй участок Михайлово – Аг-Тагла длиной 140,72 км был сдан в эксплуатацию 30 декабря 1904 г. И наконец, третий участок Аг-Тагла – Баку (Чёрный город) протяжённостью 514,29 км – 1 июня 1906 г. Полностью этот нефтепровод ввели в строй 3 августа (21 июня) 1907 года. Из 883 км керосинопровода 300 были проложены по солончаковой местности на каменных опорах с деревянными подкладками.

На сооружение керосинопровода Баку – Батуми затрачено около 21 млн рублей, однако они вполне окупились к началу 1912 г. и даже дали чистую прибыль – более 6,5 млн рублей. В течение первых лет эксплуатации Закавказский керосинопровод работал вполне устойчиво. В 1907 г. по нему перекачали 1,06 млн т керосина. Специалисты отметили, что все сооружения данной магистрали были выполнены на высоком техническом уровне. Керосинопровод стал одним из наиболее мощных инфраструктурных трубопроводных сооружений в мире.

Ряд блестящих технических решений, разработанных российскими инженерами при проектировании и строительстве первого в мире магистрального керосинопровода, вошли в учебники и широко используются в современной практике сооружения трубопроводов – как в нашей стране, так и за рубежом.

(Продолжение следует) ■