

ЭКТО PLUS ЗАВОДИТ ВАШУ МАШИНУ



ЛУКОЙЛ представляет инновационное топливо «ЭКТО Plus», способное наполнить двигатель автомобиля неукротимой энергией, заставляя его пульс биться в такт вашим желаниям. Не случайно топливо «ЭКТО Plus» заслужило признание PORSCHE – производителя спортивных автомобилей, знаменитых на весь мир. Увеличение мощности двигателя при использовании топлива «ЭКТО Plus» подтверждено испытаниями независимого британского центра Tickford Power Train Test Ltd. При этом топливо «ЭКТО Plus» соответствует экологическому классу Евро-5.

PORSCHE

ВЫБИРАЕТ



Нефть россии

Сентябрь 2014

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

www.neftrossii.ru

НЕФТЬ РОССИИ № 9 2014

Обратная сторона «шельфового монополизма»

«Второе дыхание»
Республики Коми

Пора достать СРП «из сундука»

Каким будет «топливо будущего»?

«Кириши-2»: вопреки санкциям

Индустрия полимеров:
план или пропал

С кем будет битва за Арктику?

Совместное издание
с журналом

РЕСУРСЫ
ШЕЛЬФА

Как не остаться «на берегу»

Реализации шельфовых проектов в России угрожают не только западные санкции и отсутствие технологий, но и неопределённость инвестиционного режима

Валерий АНДРИАНОВ

На протяжении уже нескольких веков одной из центральных задач России является выход к морю. Решать её начал ещё Пётр I, прорубивший на Балтике «окно в Европу», продолжила – Екатерина II, присоединившая к Российской Империи Новороссию и Крым и давшая ей широкий выход к Чёрному морю, завершили – многие поколения исследователей и первопроходцев, продлившие границы страны до Тихого океана. Но уже первый российский император прекрасно понимал, что завладеть прибрежной полоской земли не значит покорить само море. И славу морской державы обеспечивает крепкий флот, а не крепости у кромки прибрежья.

Сегодня изменился только технологический уклад, но не сама постановка вопроса. Морской державой следует называть не то государство, у которого протяжённость береговой линии больше, чем у соседей, а то, которое способно извлечь максимальные экономические и политические дивиденды из своей близости к морским просторам. И если несколько веков назад на море господствовал тот, у кого были самые быстрые парусники, позволяющие выигрывать сражения и доставлять грузы быстрее конкурентов, то сегодня преимущество у того, кто обладает не только мощным военно-морским флотом, но и высокими технологиями, дающими возможность эксплуатировать богатства Мирового океана. Речь в том числе идёт и об инфраструктуре морской добычи углеводородов.

Если исходить из этой логики, то Россия в последние десятилетия скорее теряла «выход к морю». Те разработки, которые были сделаны в СССР в сфере морской нефтедобычи, фактически утрачены, и наша страна отстала в данной области от многих других государств. Как отмечают наши авторы из ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И. С. Грамберга» (см. статью «Обратная сторона «шельфового монополизма»»), о широкомасштабном освоении нефтегазовых ресурсов континентального шельфа страны начали думать ещё в 1970 годы. Но в период «перестройки» Россия лишилась большей части буровой техники и фактически попала в технологическую зависимость от западных компаний, обладающих передовым опытом в области ГРП и добычи на шельфе.

И вводимые ныне Западом санкции против России могут вновь «отодвинуть» нашу страну от моря, сделав её пассивным наблюдателем общемирового процесса освоения шельфа.

И пока Россия будет вынуждена взять паузу в реализации своих морских проектов, другие государства смогут существенно нарастить активность на шельфе, в том числе и в «родной» для нас Арктике. А это уже чревато обострением международной политической обстановки. Впрочем, мнения экспертов относительно реалистичности такого сценария расходятся.

«Ожидание предстоящей «битвы» за ресурсы Арктики породило ажиотаж, связанный с опасениями её возможной милитаризации. В последнее время он несколько спал, но сама тема не уш-

ла в прошлое, несмотря на отсутствие причин для драматизации обстановки в регионе. Здесь нет поводов для межгосударственных конфликтов, для неразрешимых споров о разграничении морских пространств или о правах на месторождения», – полагает заведующий отделом ИМЭМО РАН Андрей Загорский.

Но генеральный директор Фонда национальной энергетической безопасности Константин Симонов призывает оставаться начеку: «Мне кажется, что на фоне всех правовых недоработок главный «аргумент» в отношении Арктики прост до чрезвычайности – военно-морской флот. Это, если хотите, – *ultimo ratio* (последний довод). Ведь пока что участникам переговорного процесса по Арктике не удастся найти какое-либо взаимоприемлемое, мирное решение вопроса о разделе шельфовых запасов» (см. материалы «круглого стола» «С кем будет битва за Арктику?»).

Но всё же глобальную «морскую битву» будут вести, видимо, не военные корабли, а добывающие платформы. Фактор времени здесь критически важен. Как же действовать в этой ситуации? Полностью положиться на собственные силы или всё же делать ставку на иностранный опыт – добиваться снятия санкций или искать новых зарубежных партнёров, не столь критически настроенных по отношению к нашей стране? Тут мнения экспертов снова расходятся.

«Шельф, по сути, – последняя кладовая России. И отдавать её на откуп и под контроль иностранному бизнесу, который ориентируется на интересы, в лучшем случае не связанные с нашей страной, опасно. Пропагандисты идеи «равного доступа» тактично умалчивают о том, что она применяется в основном к странам третьего мира, и о том, что всё большее число развивающихся государств предпочитают оставлять сверхприбыли от нефтедобычи у себя, а не дарить их новым колонизаторам», – полагает директор Института проблем глобализации Михаил Делягин. Поэтому он призывает делать ставку на госкомпании (см. интервью «Правительство тормозит госкомпании?»).

Другого мнения придерживается старший научный сотрудник ИМЭМО РАН Михаил Субботин, который отмечает, что реализация проекта «Сахалин-2» с привлечением иностранного инвестора стала свидетельством того, что режим СРП выгоден для России. По его мнению, правовой основой «идеального инвестиционного механизма» для освоения шельфа могли бы стать государственно-частные партнёрства, законодательство о разделе продукции и концессионное законодательство (см. статью «Пора достать СРП “из сундука”»). Действительно, в нынешнем глобальном мире эффективное инвестиционное законодательство – это не менее важное «оружие» государства, чем тот же военно-морской флот.

Таким образом, если Россия не хочет «остаться на берегу», ей предстоит решить очень широкий комплекс проблем – от разработки собственных технологий разведки и добычи до организации массового строительства буровых и добычных платформ, от окончательного правового урегулирования международного статуса Арктики до создания эффективного инвестиционного механизма для её освоения.

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)

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ

Издатель Андрей СОЛДАТОВ
asoldatov@neftrossii.ru

и

**РЕСУРСЫ
ШЕЛЬФА**

Журнал «Ресурсы шельфа»

Свидетельство о регистрации СМИ ПИ № ФС77-53542,
выдано 04.04.2013 Федеральной службой по надзору
в сфере связи, информационных технологий
и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель Андрей Солдатов
asoldatov@neftrossii.ru

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
Академик РАН, директор Института
проблем нефти и газа

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 энергетических
исследований 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

Главный редактор Валерий АНДРИАНОВ
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора
Дмитрий ГУРТОВОЙ

Над выпуском работали:

Владимир АГРАМОВСКИЙ,
Марина СОЛДАТОВА

Вёрстка Елена АРХИПОВА

Корректор Алла БАБИЧ

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

e-mail: adv@neftrossii.ru

Сайт: 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 30.09.2014

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 – © ООО «Газпром нефть», 2014 г.



NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Как не остаться «на берегу»

Реализации шельфовых проектов в России угрожают не только западные санкции и отсутствие технологий, но и неопределённость инвестиционного режима

1

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

А. КОНОПЛЯНИК,

доктор экономических наук, советник генерального
директора ООО «Газпром экспорт», профессор;

М. ЛАРИОНОВА, магистрант

(кафедра «Международный нефтегазовый бизнес»

РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина);

Е. ОРЛОВА, старший эксперт сектора «Газовые
рынки» Энергетического департамента Фонда
«Институт энергетики и финансов»

Россия – ЕС – Украина:

новый узел противоречий

Очердное обострение отношений между Москвой,
Брюсселем и Киевом в газовой сфере имеет давнюю
экономическую подоплёку

4

РЕГИОН

«Второе дыхание» Республики Коми

Реализация ряда инвестиционных проектов позволяет
поддерживать на стабильном уровне и даже несколько
увеличивать добычу углеводородов в регионе. Интервью
с главой Республики Коми Вячеславом ГАЙЗЕРОМ

10



АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КПИМ

Запас карман не тянет

Как подстраховаться от внешних колебаний, связанных
с геополитической нестабильностью и возможным
снижением стоимости нефти?

14



ШЕЛЬФ

С кем будет битва за Арктику?

Скорее всего, её придётся вести не между отдельными
государствами, а с суровым климатом и бюрократией
различного уровня. Мнения экспертов: Э. ТОФЛЕРА,
американского социолога; К. СИМОНОВА, генерального
директора Фонда национальной энергетической без-
опасности (ФНЭБ); А. МОЕ, заместителя директора нор-
вежского Fridtjof Nansen Institutt; Э. РАЧКО, эксперта
Международного валютного фонда; А. АННЕНКОВОЙ,
независимого аналитика, А. ЗАГОРСКОГО, заведующего
отделом ИМЭМО РАН; А. ШАРАВИНА, директора Институ-
та политического и военного анализа; Е. НОВИКОВОЙ,
эксперта московской юридической фирмы «Новиков &
Эдвайзерс»; М. КРУТИХИНА, партнёра RusEnergy

16



«Газпром нефть»



Арктика – достойный объект приложения усилий

Для успешной реализации шельфовых проектов нужны не только технологии и кадры, но и трансформация общественных ценностей. Интервью с президентом Российского научного центра «Курчатовский институт» Е. ВЕЛИХОВЫМ

22

О. СУПРУНЕНКО,
доктор геолого-минералогических наук, заместитель директора по научной работе, заведующий отделом нефтегазоносности Арктики и Мирового океана;
В. СУСЛОВА,
кандидат геолого-минералогических наук, заведующая сектором анализа лицензионной деятельности;
Т. МЕДВЕДЕВА,
ведущий специалист сектора анализа лицензионной деятельности;
С. СТОЯНОВ,
ведущий специалист сектора анализа лицензионной деятельности
(ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И. С. Грамберга», Санкт-Петербург)

Обратная сторона «шельфового монополизма»

Разделение морских участков между двумя госкомпаниями ещё не является залогом рационального и эффективного использования их углеводородных ресурсов

26



А. АННЕНКОВА

Красота и опасность морского Левиафана

Несмотря на усилия отдельных стран и мирового сообщества в целом, морская добыча и транспортировка нефти по-прежнему связаны с высокими экологическими рисками

34

М. СУББОТИН,
кандидат экономических наук,
старший научный сотрудник ИМЭМО РАН

Пора достать СРП «из сундука»

Непростая экономическая ситуация и санкции «за Крым» заставляют внимательнее присмотреться к опыту, накопленному при реализации проекта «Сахалин-2»

42

Правительство тормозит госкомпаний?

Лоббизм в интересах «частников» и проявления либеральной идеологии – возможные причины задержки освоения морских углеводородных богатств России. Интервью с директором Института проблем глобализации М. ДЕЛЯГИНЫМ

46

СТРАХОВАНИЕ

Чтобы спокойно работать на шельфе...

...необходимо использовать современные методы управления рисками и их страхования. Интервью с региональным директором Департамента предприятий нефти и газа стран СНГ компании Marsh Incorporated Р. БРАНДРЕТТОМ

47

СОЦИАЛЬНЫЙ РАКУРС

Чем живёт платформа

Организация качественного быта и досуга работников МЛСП на Каспии – немаловажная часть общего производственного процесса. Интервью с директором филиала «КорпусГрупп Центр» обособленного подразделения г. Астрахани Л. САРАЕВОЙ

50

ПЕРЕРАБОТКА

Хал ФОСТЕР

«Кириши-2»: вопреки санкциям

Несмотря на вводимые Западом ограничения, в Ленинградской области начинается реализация крупного проекта в сфере глубокой переработки нефтяного сырья

52



РЕСУРСЫ

А. ВАЛЕНТИНОВ

Каким будет «топливо будущего»?

Компания Shell надеется, что приоритет останется за углеводородами, но активно участвует в разработке альтернативных видов горючего

54

НЕФТЕХИМИЯ

А. ДАУТОВА,
генеральный директор ООО «ИНВЕНТРА»

Индустрия полимеров: кто разорвёт замкнутый круг?

В условиях вводимых санкций отрасли нужны грамотные решения и развитие через конечный продукт

58

EX LIBRIS

В. КАРПОВ,
профессор, доктор исторических наук

У истоков высоких переделов

Вышла в свет новая книга по истории нефтяной промышленности России дооктябрьского периода

63

Россия – ЕС – Украина: новый узел противоречий

Очередное обострение отношений между Москвой, Брюсселем и Киевом в газовой сфере имеет давнюю экономическую подоплёку¹

Андрей КОНОПЛЯНИК,
доктор экономических наук, советник генерального директора
ООО «Газпром экспорт», профессор;
Мария ЛАРИОНОВА,
магистрант
(кафедра «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ нефти и газа
им. И. М. Губкина);
Екатерина ОРЛОВА,
старший эксперт сектора «Газовые рынки» Энергетического департамента
Фонда «Институт энергетики и финансов»

В 2009 г. страны ЕС «проснулись» в новом энергетическом мире. Кардинальные изменения произошли по четырём основным векторам: в экономике – как по линии спроса, так и предложения, в институциональной и политической сферах. Резкое изменение энергетической ситуации в зависящем от импорта энергоресурсов ЕС привело к «эффектам домино» и «эффектам матрицы» в рамках «Большой энергетической Европы». Она охватывает географическое пространство, покрытое стационарной инфраструктурой (трубопроводы, подземные хранилища, линии электропередачи), обеспечивающей функционирование цепочек энергоснабжения – от устья скважины за пределами ЕС до конечных потребителей внутри Евросоюза. То есть это пространство включает ориентированные на ЕС страны-производители, транзитные государства и, наконец, самих членов ЕС, представляющих собой рынки потребления. Каким образом отреагировали на эти изменения государства «Большой энергетической Европы», включённые в цепочки поставок российского газа в ЕС, а именно страны Евросоюза, Украина и Россия?

В первых двух частях статьи («Нефть России», 2014, № 6, № 7–8) мы описали эти изменения и проанализировали реакцию на них государств ЕС и Украины. В данной части мы завершаем анализ реакции Украины.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРЕДПОСЫЛКИ И ЮРИДИЧЕСКИЕ ОБЯЗАТЕЛЬСТВА

Итак, несогласие Украины с уровнем импортных цен фактически является её несогласием с «европейскими формулами» ценообразования на газ, обеспечивающими его привязку к стоимости нефтепродуктов. В результате начатого в 2004 г. Украиной движения на политическом уровне по направлению евроинтеграции именно её руководство инициировало переход к «европейской» контрактной структуре газовых поставок из России на Украину и через Украину в Европу (разделение контрактов на поставку и контрактов на транспортировку/транзит) и перевод ценообразования на газ в российско-украинском экспортном контракте на «европейские формулы». Это было вызвано принятием годом ранее Второго Энергетического пакета ЕС, который предусматривал разделение рынков товарных поставок (контракты на поставку газа) и рынков обеспечивающей эти поставки инфраструктуры (контракты на транспортировку/транзит газа). Кроме того, это также послужило демонстрацией намерений тогдашнего украинского руководства, пришедшего к власти на волне «Оранжевой революции», следовать в русле «европейских тенденций» (дабы заявленные евроинтеграционные намерения подтверждались соответствующими делами).

Однако, как мы указывали, ожидания Украины от перехода на европейскую контрактную структуру (разделение контрактов на поставку и транзит) были связаны с ожиданием повышения транзитных тарифов (ростом экспортных доходов), а обернулись повышением импортных цен (увеличением импортных расходов).

Более того, несогласие Украины с формулой ценообразования и уровнем цены на её основе на поставляемый газ в результате перехода к «европейским формулам» и привело, на наш взгляд, к транзитным январским кризисам 2006-го и 2009 г. Несмотря на призывы украинской стороны разделить контракты на поставку и на транзит, проблемы с транзитом явились результатом, помимо прочего, несогласия

¹ Статья подготовлена на базе презентаций А. Конопляника: Russia, Ukraine, the EU & the new pipelines in the new post-2009 gas world: a way towards new equilibrium. – Presentation at the Plenary Session of the Energy Transition Conference, University of Eastern Finland, Joensuu, Finland, 3 March 2014; Russia and the EU in search of new equilibrium within the new post-2009 gas world. – Presentation at the Conference “Europe at the crossroads – Future perspectives for sources of energy supply in Central and Western Europe”/ Diplomatic Academy of Vienna, Wien, 12 March 2014; Russia and the EU: in search for new equilibrium in the new post-2009 European gas world? – Presentation at the Budapest Energy Club meeting, Budapest, Hungary, 27 March 2014; Россия – Украина – ЕС: современный узел противоречий в газовой сфере и его экономическая подоплёка. – Лекция в рамках 7-го модуля программы «МВА Газпром: правление нефтегазовой корпорацией в глобальной среде»/ Высшая экономическая школа СПбГУ, Санкт-Петербург, 2014 г. 23 мая; Russia, Ukraine and the EU in the new Broader European gas world: what search for equilibrium? – Presentation at the “Russian Energy Forum London 2014: Finance & Investment”, London, UK, 25 June 2014; Russia, EU, Ukraine, gas: whether real cooperation still possible? What prevents it today? – Выступление на «Экономическом Конгрессе Германия – Россия / Германия – Украина 2014» (сессия «Сотрудничество в сфере энергетики как гарант безопасности и сотрудничества в Европе»). Берлин. Германия. 2014 г. 7 июля. (См.: www.konoplyanik.ru)

Киева с «европейскими формулами» в контракте на поставку. То есть фактического разделения контрактов на практике не случилось. Они так и остались для украинской стороны взаимосвязанными (как минимум, поведенчески, мотивационно). В дополнение, естественно, к заложенной в контракты количественной взаимосвязи между ценами на поставляемый газ и величиной тарифа на транзит, поскольку оба контракта являются «формульными» и в формулу определения уровня транзитного тарифа входят регулярно пересчитываемые затраты на потребление топливного газа (на привод компрессоров на газоперекачивающих станциях).

Несогласие с высоким уровнем импортных цен и ожидание дальнейших рисков, связанных с поставками из России, вполне закономерно побудили Украину начать поиск альтернативных поставщиков и источников поставок, дабы избежать монополии РФ как единственного поставщика, «диктующего», по мнению Киева, несправедливые и нерыночные (хоть и посчитанные по «европейским формулам») цены.

Полагаем, что «точка невозврата» в политическом решении Украины по уходу от российского газа была пройдена ещё в рамках предыдущих электоральных циклов. Достижение «точки невозврата» в экономическом закреплении этой политической тенденции, по-видимому, является лишь делом времени, поскольку тенденция ухода от российского газа носит необратимый характер.

При этом (помимо политики) на Украине существуют как *экономические предпосылки* (экономическая заинтересованность – после января 2006 г., особенно после января 2009 г.), так и *юридические обязанности* (международно-правовые обязательства, начиная с 3 декабря 2013 г.) по уменьшению зависимости от поставок газа из России.

Экономическая заинтересованность обусловлена высокой импортной ценой российского газа и нежеланием «Газпрома» (России) смягчить или изменить механизм ценообразования на газ. Это стимулирует Украину к поиску:

- альтернативы российскому газу на стороне предложения за счёт развития внутренней добычи (на суше и на море), освоения запасов сланцевого газа, импорта СПГ, реверса мощностей, создания новых подземных хранилищ газа (ПХГ);
- возможностей ухода от газа (читай: от российского газа) через механизмы на стороне спроса – замещение данного энергоносителя углём и ядерной электроэнер-



гией, энергосбережение и повышение энергоэффективности².

При этом определение цены как «высокой» получается (независимо от её происхождения в результате применения «европейских формул») при её «лобовом» сравнении с более низкими уровнями цен в Европе (прежде всего, в Северо-Западной Европе и Великобритании) и мире (в первую очередь, в США), то есть в совершенно иной рыночной среде, где, в отличие от Украины, существуют множественные источники (страны-экспортёры), формы (трубопроводный газ и СПГ) и пути (маршруты) доставки газа потребителю. Иными словами, в странах с более низкими ценами на газ есть конкурентная рыночная среда, отсутствующая в настоящее время на Украине, исторически зависящей только от одного поставщика – России. Именно поэтому и создаётся иллюзия, что поставляемый из России газ необоснованно дороже, чем у европейских соседей. Ибо не учитывается главное отличие Украины от них – у этих соседей в Северо-Западной Европе (в первую очередь, в Германии и Великобритании, с которыми чаще всего сравнивают украинские цены) есть сегодня множественность поставок и избыток предложения газа – если не физический, то контрактный. А поэтому при наличии контрактных поставок с более высокими формульными ценами присутствует и спотовый сегмент с более низкими (в условиях избытка предложения) ценами разовых сделок. А на Украине этого нет.

В то же время сохранение российской линии на отказ от пересмотра модели экспорт-

ного ценообразования, построенной на нефтепродуктовой индексация, во-первых, сопровождалось односторонними скидками с цены для облегчения «ценового бремени», лёгшего на украинскую сторону после перехода на столь желанные ею «европейские формулы». Во-вторых, Россия опирается на нормы международного права³, в соответствии с которыми государство-собственник недр стремится получить (в данном случае – через контролируемую этим государством компанию «Газпром») максимальную монетизируемую ресурсную ренту от освоения своих невозобновляемых природных энергетических ресурсов.

Юридические обязательства возникли в связи с тем, что 1 февраля 2011 г. Украина официально присоединилась к Договору об Энергетическом Союестве (ДЭС) (не путать с Договором об Энергетической Хартии/ДЭХ). С тех пор она обязана исполнять на своей территории энергетическое законодательство ЕС (Третий Энергопакет), в том числе его положения о диверсификации поставок, включая (в соответствии с Регулированием ЕС 994/2010) обязанность иметь как минимум три источника газовых поставок, физические реверсные мощности на пограничных переходах между странами-членами ЕС (а значит, и странами ДЭС) и т. п. Она также должна перевести свой рынок на модель «бассейнового» типа «вход-выход», обеспечить обязательный доступ третьих сторон к газотранспортной инфраструктуре, провести раздел НАК «Нафтогаз Украины» и т. п.

² См.: Конопляник А. Слезают с иглы. Российско-украинские газовые войны скоро канут в Лету – российский газ на украинском рынке медленно, но неуклонно теряет безальтернативность // Эксперт. № 38, 2012 г. 24–30 сентября. С. 52–54.

³ Резолюция Генассамблеи ООН № 1803 от 16 декабря 1962 г. «Постоянный суверенитет государств над своими природными ресурсами», ст. 18 «Суверенитет государств над своими энергетическими ресурсами» Договора к Энергетической Хартии от 17 декабря 1994 г., вступившего в силу 16 апреля 1998 г.

Это создаёт новые проблемы для экспорта российского газа на Украину и дополнительные риски для его транзита в ЕС (причём как для РФ, так и для ЕС), аналогичные тем, которые уже имеются. Во-первых, после расширения ЕС в 2004 г. пункты сдачи-приёмки российского газа оказались глубоко внутри территории Евросоюза. Во-вторых, «правила игры» на газовом рынке ЕС поменялись в 2003 г. в связи с принятием Второго Энергетического пакета, который ввёл, помимо прочего, обязательный доступ третьих сторон (ОДТС) к газотранспортной инфраструктуре и разделил вертикально интегрированные компании (ВИК), потребовав создания независимых операторов ГТС в каждой из стран ЕС.

«ЕВРОИНТЕГРАЦИЯ», РЕВЕРСНЫЕ МОЩНОСТИ И РИСКИ ПОСТАВОК

Одна из ключевых проблем для российских поставок газа на Украину связана с теперешней обязанностью стран-членов ЕС и ДЭС иметь физические реверсные мощности на границах между собой. В связи с этим 3 июля еврокомиссар по энергетике Гюнтер Эттингер заявил о праве европейских компаний перепродавать обратно на Украину российский газ, который они покупают у «Газпрома» на пунктах сдачи-приёмки внутри ЕС. Через своего официального представителя Сабину Бергер Г. Эттингер отметил, что энергетические компании в ЕС имеют *«абсолютное право распоряжаться газом, купленным у "Газпрома", по своему усмотрению, в том числе перепродавать его обратно на Украину»*⁴.

Председатель правления ОАО «Газпром» Алексей Миллер неделей ранее заявил, что его компания может принять встречные меры против компаний ЕС, если они будут осуществлять реверсные поставки российского газа обратно на Украину. *«Если мы зафиксируем реверсные поставки на пунктах замера газа в Европе, мы можем ввести ограничения»*, – отметил он⁵. Президент Владимир Путин 1 июля поддержал позицию А. Миллера, хотя, в отличие от последнего, сообщил, что Украина уже отбирает газ, предназначенный для европейских потребителей. *«На самом деле Украина отбирает наш газ, и они платят одному из наших европейских партнёров, который не получает эти объёмы. Мы всё видим, но пока не предпринимаем никаких мер, чтобы не усугублять ситуацию»*, – сказал Президент РФ (все цитаты в переводе с английского. – Авт.)⁶.

Украина намерена использовать реверсные поставки с Запада для замещения российского импорта. Это ведёт к снижению контрактных отборов российского газа по сравнению с объёмами, предусмотренными в российско-украинском экспортном контракте от января 2009 г. В 2013 г. «Нафтогаз» импортировал всего 12,9 млрд м³ против минимально разрешённого (без наложения штрафных санкций за недобор) годового объёма «бери-и/или-плати» – 41,6 млрд м³.

Таким образом, организация реверсных поставок является для Украины одним из экономически мотивированных путей и способов уменьшения зависимости от импорта российского газа. Однако для этого, безусловно, должны быть созданы технические предпосылки, ибо во времена Советского Союза общесоюзная ГТС формировалась с ориентацией на поставки с Востока на Запад. А впоследствии, после распада СССР и вплоть до настоящего времени, ГТС Украины оставалась предназначенной для поставок в том же направлении и не имела реверсных мощностей на пограничных переходах с западными соседями.

Создание таких мощностей в нынешних условиях вызывает первую группу проблем, причём для европейской стороны. То есть эти проблемы возникают не между Россией и Украиной, а между Украиной и её западными соседями. Это вопросы финансирования строительства реверсных мощностей. Так, например, в апреле нынешнего года Словакия была готова вложить 20 млн долларов в сооружение таких мощностей на словацко-украинской границе, но хотела получить от Киева долгосрочные гарантии полномасштабных отборов газа. Ведь экономическая логика финансирования инвестиционных инфраструктурных проектов требует предсказуемого расчётного тарифа и долгосрочного контракта на транспортировку, чтобы обеспечить окупаемость инвестиций за счёт данного тарифа и гарантированных объёмов прокачки за период, необходимый для окупаемости инвестиций в проект. Однако Украина не была готова предоставить такие гарантии. «Эффект масштаба» требовал (для сокращения срока окупаемости) максимальной загрузки мощностей, и Словакия хотела, чтобы Украина законтрактовала 10 млрд м³ в год. Но последняя не была готова предоставить такие гарантии.

Таким образом, первый аспект создания реверсных мощностей на границе стран ЕС/ДЭС с Украиной заключается в проблеме, кто заплатит за их создание и как эти инвестиции будут окупаться. В нормальной

экономике (то есть с нормальной платёжной дисциплиной) окупаемость обеспечивается оплатой тарифа за прокачку. Однако (и это второй аспект проблемы), скажем мягко, низкая платёжная дисциплина Украины («Нафтогаза») за поставки российского газа становится серьёзным прецедентным риском невозврата (несвоевременного возврата) инвестиций для западных соседей Украины, намеренных/обязанных создавать реверсные мощности на границе со своей восточной соседкой.

Но, когда реверсные мощности созданы (а именно это наконец-то произошло 1 сентября на словацко-украинской границе), возникает следующая, гораздо более существенная группа проблем. На сей раз между Украиной и её восточным соседом, то есть Россией.

Любые контрактные обязательства являются обоюдными, как и ответственность за их неисполнение. Поэтому нарушение положений российско-украинского контракта на поставку в части отбора объёмов импортёром ведёт к экономическим ущербам для России, аналогичным по своей экономической сути неплатежам за поставленный газ (см. рис. 10). Ведь для того чтобы обеспечить гарантии поставок контрактных объёмов газа (52 млрд м³ в год, но не менее 41,6 млрд), «Газпром» заблаговременно инвестировал средства в создание соответствующих мощностей по добыче и поставке сырья в газотранспортную систему страны. Невыборка этих объёмов Украиной означает, что «Газпром» недополучает экспортную выручку и не окупает ранее сделанные многомиллиардные инвестиции под украинский контракт.

За период с начала действия экспортного контракта до перевода Украины на авансовую систему оплаты (что привело к прекращению поставок газа с июня из-за полного отсутствия оплаты) этот суммарный ущерб был сопоставим с величиной всех скидок с контрактной цены. В апрельском письме В. Путина европейским лидерам об урегулировании долга Украины за газ сказано, что *«начиная с 2009 г. суммарно эти скидки (с контрактной цены. – Авт.) составили 17 млрд долларов. К этому следует добавить ещё 18,4 млрд долларов – неоплаченные украинской стороной штрафные санкции за невыборку минимального годового количества газа (take-or-pay)»*⁷.

Кстати, ситуация с реверсными поставками с Запада (де-факто российского газа) на Украину вместо прямых поставок из

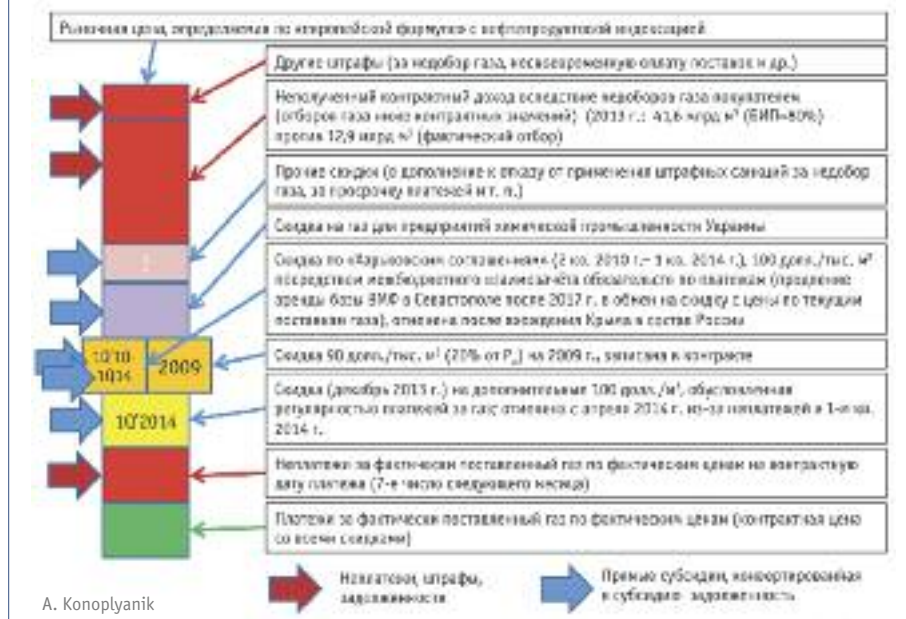
⁴ EU Claims Right to Reverse Flow of Gas // The Moscow Times, 4 July 2014. P. 5.

⁵ Там же.

⁶ Там же.

⁷ <http://itar-tass.com/politika/1111982>

Рис. 10. Российско-украинский газовый экспортный контракт: контрактные и фактические платежи, неплатежи и субсидии



России весьма напоминает – в инвестиционно-экономическом разрезе – ситуацию с трубопроводом OPAL, который построен, но не может быть использован более чем на 50% мощности из-за административных (процедурных) ограничений ЕС. Это означает, что инвестиции в его создание «принудительно» не окупаются. Только в случае с Украиной ситуация выглядит почти вдвое хуже для экспортёра, поскольку, например, в 2013 г. было использовано не 50% мощностей (как в случае с OPAL), а лишь 30% от годовых минимально допустимых контрактных отборов с соответствующим уменьшением экспортных доходов, необходимых для окупаемости предшествующих инвестиций в добычу.

КОНФЛИКТ ПУБЛИЧНОГО И КОНТРАКТНОГО ПРАВА

В ситуации с реверсными поставками на Украину существует ключевой, пока не разрешённый правовой аспект – конфликт между контрактным и публичным правом (начало применения на территории Украины энергетического законодательства ЕС в связи с её членством в ДЭС).

На пути к евроинтеграции, по которому Украина начала движение в энергетической сфере в 2004 г., страна присоединилась к Договору об Энергетическом Сообществе (ДЭС) между ЕС и государствами Юго-Восточной Европы⁸. В соответствии

с ДЭС, её обязанностью является распространение правовых норм ЕС (применение права ЕС – *acquis communautaire* – в его развитии) на территории Украины, которые основываются в настоящее время на нормах Третьего Энергетического пакета ЕС. ДЭС предусматривает, что ключевые положения конкурентного законодательства ЕС также должны применяться.

Согласно ДЭС, Украина также обязана применять положения ЕС об альтернативных источниках и путях энергоснабжения, в том числе предусмотренные Регулированием ЕС 994/2010 (минимум три источника поставок для каждой страны, правило 'N-1' и т. д., включая создание реверсных мощностей). Статья 6.5. этого Регулирования гласит: «Операторы ГТС должны обеспечить постоянные мощности для двусторонних поставок на всех трансграничных переходах между странами-членами как можно раньше, и не позже 3 декабря 2013 г. ... К 3 декабря 2013 г. операторы ГТС должны адаптировать функционирование ГТС частично или полностью таким образом, чтобы обеспечить физические поставки в обоих направлениях на трансграничных переходах»⁹.

То есть с этой даты у Украины возникло международно-правовое обязательство (как страны-члена ДЭС) иметь реверсные

мощности на своей западной границе – на пограничных переходах ГТС со странами ЕС (Польшей, Словакией, Венгрией, Румынией) и членом ДЭС Молдавией (присоединилась к ДЭС 1 мая 2010 г.).

Однако обязательства Украины («Нафтогаза») по объёмам ежегодных закупок российского газа в рамках контрактного права возникли много раньше (в январе 2009 г.), чем обязанность Киева обеспечить создание на своих границах физических реверсных мощностей. При этом «создание» мощностей подразумевает (с позиций экономики), но автоматически не означает (с позиций права) их «использования». Этот специфический экономико-правовой конфликт двух разделов международного права – контрактного и публичного – с различными датами вступления в силу соответствующих обязательств, с различными экономическими последствиями для каждой из сторон требует дальнейшего детального профессионального обсуждения. На наш взгляд, доминирующими являются те контрактные обязательства, в том числе по отборам газа, которые были взяты ранее. *Pacta sunt servanda* (лат.) – «контракты должны исполняться». В инвестиционных соглашениях (контрактах) в таких случаях действуют так называемые «дедушкины (стабилизационные) оговорки», защищающие существующие контрактные обязательства сторон в случае изменения действующего законодательства.

РЕВЕРС ФИЗИЧЕСКИЙ И ВИРТУАЛЬНЫЙ

Но в ситуации с реверсными поставками есть и второй аспект, поскольку следует различать реверс физический и виртуальный. В странах ЕС при модели рыночных зон по типу «бассейна» («вход-выход»), когда все участники рынка являются субъектами права ЕС и подчиняются ему, виртуальный реверс возможен, поскольку поставщик сдаёт свой газ в ГТС зоны её оператору и отбирает его в назначенном им же пункте доставки в рамках этой зоны. При этом, согласно законодательству ЕС, внутри ЕС теперь отсутствует понятие «транзит». Однако в случае российских поставок через Украину собственность на газ в системе принадлежит «Газпрому» (поставщику) до его сдачи европейским покупателям в пунктах сдачи-приёмки внутри ЕС – российские контракты на поставку и на транзит никто не отменял. «Нафтогаз» не может распоряжаться транзитным газом «Газпрома» в своей системе без согласия собственника. Недопоставка российского газа в пункты сдачи-приёмки на

⁸ См.: http://www.energy-community.org/portal/page/portal/ENC_HOME/ENERGY_COMMUNITY/Legal/Treaty

⁹ REGULATION (EU) No 994/2010 OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 20 October 2010 concerning measures to safeguard security of gas supply and repealing Council Directive 2004/67/EC // OJ (Official Journal of the European Union). 12 November. 2010. L 295/1.

Западе на величину обязательств по виртуальным реверсным контрактам потребует произвести взаимозачёт этих двух контрактных обязательств (сделка замещения, своповская операция) с участием трех субъектов, поскольку две контрактные пары различаются:

- при транзите российского газа на Запад – это «Нафтогаз» (оператор) и «Газпром» (поставщик);
- при реверсных поставках с Запада де-факто российского газа – тот же «Нафтогаз» (оператор) и европейская компания-поставщик, которая, как правило (например, как наиболее активная в реверсных операциях на Украину немецкая RWE), является покупателем газа у «Газпрома».

Поэтому виртуальный реверс на Украине без согласия «Газпрома» невозможен, несмотря на высказывания министра энергетики и угольной промышленности Ю. Продана о том, что «Украине нужно перейти на виртуальный реверс газа из Евросоюза»¹⁰.

Более того, 5 июня 2014 г. Европейский суд поставил точку в дискуссии о возможности распространения обязательств по физическому реверсу на реверс виртуальный, приняв решение по делу C-198/12 «Комиссия против Болгарии» (неисполнение государством-членом ЕС обязательства по предоставлению услуги «виртуального реверса»). Суд отклонил требования Еврокомиссии в отношении Болгарии, постановив, что положения Регулирования ЕС № 715/2009 «Об условиях доступа к транспортным сетям» (один из пяти базисных документов Третьего Энергопакета) не могут толковаться как устанавливающие обязательство оператора ГТС предоставлять услугу «виртуального реверса» пользователям ГТС¹¹.

Ещё одним важным результатом украинской евроинтеграции и для экспортных, и для транзитных поставок (пока с неопределёнными последствиями, но очевидно создающими дополнительные риски и неопределённости для обоих типов поставок) является реформа НАК «Нафтогаз Украины». Она нацелена (в соответствии с энергетическим законодательством ЕС) на создание отдельных предприятий газовой отрасли по видам деятельности. В результате «Нафтогаз» должен быть разделён на транспортную (естественно-монопольную) и прочие (конкурентные) со-

ставляющие. Однако эта компания находится в предбанкротном состоянии. Кому достанутся её долги? На кого перейдут её обязательства перед «Газпромом»?

Во что выльется реформа ГТС

Серьёзные последствия для транзита будет иметь проводимое теперешним украинским руководством реформирование системы управления единой ГТС Украины (во исполнение требований ДЭС об адаптации национальных энергосистем к положениям Третьего Энергопакета ЕС), осуществляемое одновременно с введением санкций против России, которые могут распространяться и на транзит энергоресурсов.

14 августа нынешнего года Верховная Рада приняла во втором чтении и в целом законопроект № 4116-а «О внесении изменений в некоторые законы Украины о реформировании системы управления единой ГТС Украины». 8 сентября аппарат Верховной Рады объявил, что Президент Украины П. Порошенко подписал этот закон. Украинский премьер А. Яценюк, представляя законопроект Раде, отметил: «Газотранспортная система *остатётся на 100% в государственности. Украинское государство проведёт публичный конкурс по привлечению инвесторов для модернизации и управления ГТС. Инвесторами могут стать только компании из стран ЕС и из США. Компания-оператор (которую планируется создать. – Авт.) будет контролироваться государством: 51% её акций будет закреплен в государственности, а 49% получают западные компании-инвесторы*». Окончательное решение о допуске инвестора принимается Радой. При обсуждении в парламенте залом звучал тезис о том, что главное – не допустить к управлению стратегическим объектом российские компании.

Одновременно был принят Закон «О санкциях», который закрепил принципиальную возможность установления запрета на транзит российского газа через территорию Украины. Накануне принятия этих законов «Нафтогаз» разъяснил, что компании, не попавшие под санкции, могут осуществлять такой транзит, например, в случае переноса пунктов сдачи-приёмки российского газа из глубины территории ЕС (где они расположены с начала поставок советского газа в Западную Европу в 1968 г. и до настоящего времени) на российско-украинскую границу. Это по умолчанию означает: с последующей его транспортировкой до конечных потребителей в Европе нероссийскими компаниями, в том числе по территории Украины вновь создаваемым оператором ГТС с уча-

стием украинского государства, европейских и американских инвесторов. То есть предполагается радикальное изменение контрактной структуры поставок российского газа в Европу.

Но тогда возникает естественный вопрос: насколько Россия (государство-собственник природных ресурсов) и «Газпром» (государственная компания и монопольный агент по экспорту трубопроводного газа) вообще будут заинтересованы в транзите своего газа через Украину в Европу на таких условиях? Ведь уже существующие риски привели, как будет показано далее, к фактической смене экспортной концепции поставок газа в ЕС. И теперь она базируется на философии множественных путей доставки на каждый экспортный рынок (диверсификация как инструмент минимизации транзитных рисков).

Если пункты сдачи газа находятся на восточной границе Украины, то право собственности на газ на территории этой страны переходит к покупателю – компаниям ЕС, или «Нафтогазу», или консорциуму по управлению ГТС. И тогда, во-первых, сразу становится возможным виртуальный реверс, взаимозачёт на территории Украины разнонаправленных (с востока и с запада) поставок российского по происхождению газа. Ведь он уже в этом случае, находясь за пределами России (при переносе пунктов сдачи газа), не принадлежит «Газпрому». Это ведёт к вышеуказанным негативным последствиям, связанным с уменьшением монетизируемой ресурсной ренты для собственника ресурсов/производителя/экспортёра.

«Газпром» таким образом фактически отсекается от поставок конечным потребителям в ЕС, то есть от использования одного из потенциальных преимуществ Третьего Энергопакета ЕС для любых (в том числе и извне ЕС) поставщиков. Целью России («Газпрома») является перенос пунктов сдачи-приёмки газа дальше на Запад и глубже по «цепочке формирования стоимости», то есть выход на рынки конечных потребителей, где ценовая рента выше, а ему предлагается двигаться в противоположном направлении.

Основной целью формирования «нового» газотранспортного консорциума с участием инвесторов из ЕС и США и с законодательным запретом на участие в нём компаний из России является, как неоднократно заявляли нынешние президент и премьер Украины, модернизация и реорганизация ГТС. Это-де позволит усилить позиции Украины как транзитной страны на мировом рынке.

¹⁰ В Киеве готовы возобновить переговоры с Россией и Евросоюзом по газовому вопросу // Коммерсантъ-FM. Новостям. 2014. 25 июля.

¹¹ European Commission v Republic of Bulgaria (Case C-198/12), JUDGMENT OF THE COURT (Fifth Chamber), 5 June 2014. (http://curia.europa.eu/juris/document/document_print.jsf?doclang=EN&text=&pageIndex=0&part=1&mode=lst&docid=153307&occ=first&dir=&cid=20144)

Оставим в стороне вопрос, как этот запрет соотносится с обязательствами Украины в рамках её членства в ВТО, ДЭХ и ДЭС – организациях, построенных на принципах недискриминации. При этом отметим, что негативный прецедент для Украины создан самим Евросоюзом, ибо недискриминационные обязательства законодательства ЕС¹² нарушаются самими европейскими законодателями (см., например: ст. 11 Директивы 73/2009 о лицензировании операторов ГТС из третьих стран, так называемую антигазпромовскую статью).

ОГРАНИЧЕНИЯ ДЛЯ ИНВЕСТОРОВ

По мнению А. Яценюка, новый порядок может стимулировать европейцев к увеличению газового транзита через Украину. Однако при представлении законопроекта в Раде он признал, что «*привлечь инвестора будет непросто*». И вот с этим нельзя не согласиться.

Во-первых, «антигазпромовская» ст. 11 Директивы 73/2009 о лицензировании операторов ГТС из третьих стран будет иметь (по-видимому, неожиданные для украинского законодателя) негативные «антиамериканские» последствия. Инвесторам из США (как «операторам ГТС из третьих стран») придётся проходить усложнённую процедуру лицензирования для участия в новом газотранспортном консорциуме.

Во-вторых, не все потенциальные участники консорциума, которые проявили интерес и могут принять в нём участие по «национальному» признаку, способны реализовать этот интерес из-за правовых ограничений, содержащихся в законодательстве ЕС, распространяющемся теперь и на территорию Украины. Так, 18 августа ИТАР-ТАСС со ссылкой на три (правда, неназванных) источника сообщило, что

три компании, включая американскую Chevron, уже (то есть сразу после принятия 14 августа Верховной Радой Закона 4116-а) планируют подать заявки на участие в новом газотранспортном консорциуме¹³. Если это так, то Chevron придётся выбирать между участием в консорциуме и освоением месторождений сланцевого газа на Украине. 5 ноября 2013 г. эта компания подписала соглашение о разделе продукции (СРП) сроком на 50 лет по освоению залежей сланцевого газа на Олесской площади с общей суммой инвестиций (по информации тогдашнего украинского правительства) до 10 млрд долларов (очередная магия цифр!). Добыча ожидается на уровне 5 млрд м³, а возможно, и 8–10 млрд м³. Но, в соответствии с действующим законодательством ЕС (со времён ещё Второго Энергопакета, принятого в 2003 г.), одна и та же компания – ни напрямую, ни через аффилированных с ней лиц – не может быть собственником/оператором ГТС и грузоотправителем (эти нормы детально прописаны уже в Третьем Энергопакете).

В-третьих, и это наиболее существенно, потенциальные европейские и американские акционеры нового газотранспортного консорциума должны чётко знать, за счёт чего они смогут окупить свои инвестиции. Пример несостоявшегося трубопровода «Набукко» служит тому хорошей иллюстрацией: при всемерной поддержке со стороны Евросоюза ни один из потенциальных грузоотправителей (производителей газа) не захотел связывать себя обязательствами поставок по этому трубопроводу. В результате данный проект оказался нереализуемым (не было гарантий возврата требуемых для его осуществления капиталовложений, которые обеспечиваются за счёт резервирования мощностей грузоотправителями и применения правил «транспортируй или плати», «используй или теряй» и т. п.).

Источников поставок газа через украинскую ГТС, которые могут обеспечить окупаемость за счёт транспортных тарифов, только два: либо сохранение российского транзита в ЕС, либо адекватное наращивание внутреннего производства газа на Украине (например, сланцевого) и его поставка в Евросоюз. Но независимо от проектов СРП с участием Chevron и Shell украинский сланцевый газ – это пока утопия и по объёмам, и по времени их

получения¹⁴ в промышленных масштабах, несмотря на вовлечённость в эти проекты родственников первых лиц США. К тому же сланцевый газ является топливом скорее для местного, чем для экспортного потребления.

Украинскую добычу газа на суше и на море вряд ли удастся существенно увеличить – разговоры об этом, на мой взгляд, скорее всего, имели эффект «переговорного влияния» на «Газпром», чтобы побудить его («угрозами» вытеснения его поставок собственной добычей) снизить экспортные цены. Остаётся транзит. Но никакой транзит невозможен без желания собственника ресурсов осуществлять поставки по тому или иному маршруту. И если он считает риски таких поставок слишком высокими или экономику недостаточно привлекательной, то выберет другое направление транспортировки.

Любая транзитная страна остаётся лишь «потенциальным» транзитёром до тех пор, пока не заинтересует производителя-экспортёра в поставках своего газа через неё. Сегодня единственным таким поставщиком для Украины является Россия, ибо Средняя Азия давно переориентировалась на Китай, а ЕС в стремлении заполучить себе среднеазиатский газ упустил время. Сначала он проиграл борьбу с Москвой, которая не допустила этот газ к российским трубам по внутрироссийским и внутригазпромовским транспортным тарифам¹⁵, а затем так и не смог заполучить в трубопровод «Набукко» туркменский газ, без которого проект оказался мёртв.

Нельзя принудить экспортёра поставлять газ по тому или иному маршруту – его можно только заинтересовать в этом. Но риски поставок на Украину (и через Украину) растут. Это ведёт к дальнейшему снижению интереса России («Газпрома») продолжать транзит газа в ЕС через Украину и ещё больше стимулирует развитие обходных путей (диверсификацию маршрутов) для доставки газа в Евросоюз.

(Окончание следует) ■

¹² При этом продолжительная работа одного из авторов статьи в рамках Рабочей группы Европейского объединения операторов ГТС (ENTSOG) по подготовке расширенной версии Сетевого кодекса ЕС по правилам доступа к действующим и новым мощностям газотранспортной инфраструктуры ЕС (Amended CAM NC) выявила весьма своеобразную трактовку Европейским Агентством по сотрудничеству энергерегуляторов (ACER – орган, созданный в рамках Третьего Энергопакета ЕС и формирующий технические задания на подготовку Сетевых кодексов, то есть подзаконных актов в развитие Третьего Энергопакета) понятия «недискриминация». В международном праве «недискриминацией» является как равное отношение к равным, так и разное отношение к разным участникам рыночных отношений. Но не является «недискриминацией» равное отношение к разным и/или разное отношение к равным участникам рыночных отношений. Однако именно такую норму (равное отношение к разным участникам рыночных отношений – как к располагающим ресурсами газа потенциальным долгосрочным грузоотправителям, нацеленным на физические поставки газа конечным потребителям, так и к не располагающим ресурсами газа краткосрочным трейдерам-спекулянтам на биржевых площадках) ACER трактует как недискриминационную при разработке Сетевых кодексов, например по формированию доступа к газотранспортным мощностям (так называемая позитивная дискриминация).

¹³ ИТАР-ТАСС, 18.08.2014: «Нафтогаз Украины» подтвердил начало переговоров с компаниями – претендентами на управление украинской ГТС; ИТАР-ТАСС, 18.08.2014: Три западные компании, в том числе американская Chevron, планируют подать заявки на участие в управлении украинской ГТС.

¹⁴ Да и по самой возможности его широкого освоения – принимая во внимание, например, траекторию развития событий, связанных с освоением сланцевого газа в соседней с Украиной Польше. Перспективы газоносности последней оценивались поначалу много выше, но, увы, не были подтверждены бурением и привели к существенному сворачиванию работ.

¹⁵ Кстати, в полном соответствии с согласованной в рамках двусторонних консультаций РФ и ЕС по проекту Транзитного Протокола ДЭХ в 2004–2007 гг. интерпретацией ст. 7.3 ДЭХ о допустимости разного уровня транзитных и внутренних транспортных тарифов на территории стран-членов ДЭХ, несмотря на то, что делегация ЕС поначалу апеллировала к нормам законодательства ЕС (?), ВТО и своей интерпретации ст. 7.3 ДЭХ, в соответствии с которыми РФ, якобы, была обязана предоставить доступ среднеазиатскому газу к транзиту через территорию РФ по внутрироссийским и внутригазпромовским тарифам.

«Второе дыхание» Республики Коми

Реализация ряда инвестиционных проектов позволяет поддерживать на стабильном уровне и даже несколько увеличивать добычу углеводородов в регионе

Республика Коми по праву считается одним из крупнейших в стране регионов по добыче нефти и газа. За 85 лет здесь были открыты десятки месторождений, созданы крупные предприятия, выстроены города и посёлки нефтяников и газовиков, добыто 600 млн т нефти и газового конденсата, а также свыше 436 млрд м³ газа.

О том, какие тенденции наблюдаются сегодня в ТЭК, какие нефтегазовые проекты претворяются в жизнь и какие стратегические направления взяты за основу развития региона, а также о наиболее насущных проблемах и путях их решения «Нефти России» рассказал глава Республики Коми Вячеслав ГАЙЗЕР.

– Вячеслав Михайлович, расскажите о возглавляемом Вами регионе. Каковы его специфические особенности по сравнению с другими субъектами Российской Федерации?

– Республика Коми – динамично развивающийся регион России. Мы располагаем уникальной минерально-сырьевой базой, широкой транспортной инфраструктурой, коммуникациями, образовательным, научным, кадровым потенциалом. Всё это является устойчивой основой для создания и ведения на территории республики бизнеса в самых различных отраслях экономики.

Коми сегодня – это регион с развитой промышленностью, деятельность которой практически полностью обеспечивается за счёт внутренних сырьевых, энергетических и трудовых ресурсов. Базовыми в экономике республики являются топливно-энергетический и лесопромышленный комплексы. По уровню добычи нефти среди регионов страны мы находимся на 9 месте. В 2013 г. она составила 2,6% от общероссийского объёма. По производству природного и попутного газа республика в прошлом году вышла на 7 место в РФ (0,5%).

НАША СПРАВКА



Вячеслав Михайлович ГАЙЗЕР родился 28 декабря 1966 г. в г. Инте, Коми АССР. По национальности – коми.

В 1991 г. он окончил Московский экономико-статистический институт по специальности «автоматизированные системы управления», а в 1999 г. – Московский государственный университет экономики, статистики и информатики по специальности «финансы и кредит».

С 1991 г. являлся экспертом сектора региональных представительства, заместителем управляющего Сыктывкарским филиалом банка «Менатеп».

С 1993 г. – начальник отдела частных вкладов, вице-президент «Комибанка».

С 1996 г. – заместитель председателя, председатель правления коммерческого банка «Коми социальный банк».

С 2002 г. – первый заместитель министра финансов Республики Коми.

22 июля 2003 г. назначен министром финансов Республики Коми, 27 мая 2004 г. – заместителем, а с 20 мая 2009 г. – первым заместителем главы Республики Коми (с сохранением должности министра финансов).

6 января 2010 г. Президент РФ Д. А. Медведев внёс на рассмотрение Государственного Совета Республики Коми кандидатуру В. М. Гайзера для наделения его полномочиями главы Республики Коми.

15 января 2010 г. утверждён Госсоветом на должность главы Республики, вступил в должность 15 января 2010 г.

С 15 января 2014 г. Указом Президента РФ назначен временно исполняющим обязанности главы Республики Коми.

14 сентября 2014 г. избран на всенародных выборах главой Республики Коми. 19 сентября 2014 г. вступил в должность.

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция является одной из крупнейших в России по углеводородному потенциалу. Значительная её часть находится в административных границах Республики Коми. На нашей территории сосредоточено 50,1% начальных суммарных ресурсов всей Тимано-Печоры, из них нефти – 2180,9 млн т (44,4% от запасов провинции), свободного газа – 1673,3 млрд м³ (59,3%).

На территории республики открыто 190 месторождений углеводородного сырья (в том числе 178 находятся в разработке), из них нефтяных – 122, газонефтяных – 3, нефтегазоконденсатных – 9, газовых – 39 и нефтегазовых – 5.

Ярегское нефтетитановое месторождение, расположенное в Ухтинском районе,

содержит около 50% запасов титана России. Значимым для будущего страны и нашего региона является проект, реализуемый ОАО «ЯрегаРуда»: предполагается построить горно-химический комбинат мощностью 650 тыс. т нефтетитановой руды в год, организовать её переработку до получения конечных товарных продуктов, в том числе пигментного диоксида титана, который является дефицитным для российской промышленности.

Помимо развития добывающей промышленности мы занимаемся расширением транспортной инфраструктуры региона. Основная задача данного направления – создание автомобильных и железных дорог европейского уровня, чего требует неуклонно растущий грузопоток про-



мышленной продукции. В частности, намечается сооружение новой железнодорожной магистрали «Белкомур» для запуска сквозного сообщения по спрямляющему маршруту Архангельск – Сыктывкар – Соликамск (Пермь). Реализация данного проекта качественно улучшит транспортную систему Урала, Севера и северо-запада Европейской России, снимет инфраструктурные ограничения на пути социально-экономического развития регионов и сократит расстояние перевозки грузов до 800 км.

– Как Вы оцениваете успехи нефтяного комплекса Республики Коми за все годы его существования?

– За 85 лет эта отрасль пережила многое. Стремительное освоение месторождений в 1970 годы (было вовлечено в разработку 400 млн т начальных извлекаемых запасов на Усинском и Воейском месторождениях) привело к рекордным объёмам добычи в 1980–1984 гг. (более 20 млн т в год). Росли также объёмы эксплуатационного и разведочного бурения. А переработка нефти в 1985 г. достигла 5,7 млн т (наивысший показатель за все 85 лет). Но к 1995 г. добыча сократилась до 6,9 млн т в год.

Приход в наш регион «ЛУКОЙЛа» и «Роснефти» положил начало новому этапу освоения Тимано-Печоры (и в целом – развития экономики республики). Сегодня большинство месторождений находится на завершающей стадии разработки, тем не менее в последние пять лет добыча нефти с газовым конденсатом ежегодно наращивается. Наблюдается и существенный прирост их запасов.

Добычу углеводородного сырья в регионе ведут 18 предприятий-недропользователей, в промышленном освоении находится 87 месторождений. В 2013 г. добыча нефти в республике увеличилась на 5,9%

по сравнению с 2010 г. и составила 13,8 млн т. Данный рост был обеспечен в основном благодаря вовлечению в разработку новых запасов за счёт бурения эксплуатационных скважин, а также проведения мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов, в том числе у основной добывающей компании – ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

Показатели первого полугодия 2014 г. говорят о том, что до конца 2014-го мы выйдем на уровень добычи 14 млн т. Эти результаты достигаются за счёт реализации долгосрочной стратегии ведущих компаний, значительных инвестиций в геологоразведку (свыше 8 млрд руб.) и нефтедобывающее производство.

На территории республики продолжается реализация инвестиционных проектов с предоставлением налоговых льгот: «Пробная эксплуатация Баяндынского нефтяного месторождения» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми») и «Обустройство Среднемакарихинского нефтяного месторождения» (ООО «РН-Северная нефть»).

Что касается газовой отрасли, то мы надеемся, что «второе дыхание» получит Вуктыльское нефтегазоконденсатное месторождение. В 2013 г. ООО «Газпром до-

быча Краснодар» начало строительство поисковой скважины № 402 проектной глубиной 5650 м. Предполагаемый срок завершения работ – 2016 г. В случае получения положительного результата и подтверждения наличия извлекаемых ресурсов, в том числе газовых, будет продолжено строительство эксплуатационных скважин. Благодаря этому объёмы газодобычи в республике могут удержаться на прежнем уровне, что позволит на многие годы обеспечить работу Сосногорского ГПЗ, сохранить рабочие места.

– Каковы основные результаты в области нефтегазопереработки?

– Ввод в эксплуатацию в 2011 г. первой очереди Комплекса по переработке нефти и газа ООО «Енисей», а также модернизация завода «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка» обеспечили за последние 5 лет рост объёмов переработки на 42%. Сегодня «Енисей» ведёт переговоры с «ЛУКОЙЛ-Коми» о поставках дополнительного объёма сырья, что позволит «Енисею» ликвидировать отставание от плана по переработке.

На Сосногорском ГПЗ осуществляется также совместный проект «Газпрома» и

«ЛУКОЙЛ-Коми» по переработке ПНГ с месторождений «ЛУКОЙЛа». Начало поставок намечено на 2015 г. Реализация данного проекта позволит довести объём переработки газа на Сосногорском ГПЗ в течение 2014–2021 гг. до 5,4 млрд м³ в год. Помимо полной утилизации ПНГ и обеспечения загрузки ГПЗ этот проект поможет решить ещё одну проблему – газоснабжение для обеспечения добычи нефти на Яреге в объёмах до 3 млн т в год.



– Что делается в республике в области транспортировки газа и нефти?

– Отмечен значительный рост объёмов перекачки природного газа, что связано с наращиванием добычи на Бованенковском месторождении в ЯНАО (до 153,1 млрд м³ в 2013 г., что на 24% выше уровня 2010 г.). Газ транспортируется по недавно построенному магистральному трубопроводу Бованенково – Ухта, принадлежащему ООО «Газпром трансгаз Ухта».

Положительная динамика объёмов перекачки нефти по трубопроводам ОАО «Северные магистральные нефтепроводы» («дочка» «Транснефти») связана с общим наращиванием добычи ООО «ЛУКОЙЛ-Коми».

ны и экспортные поставки в течение ближайших 40 лет. Это в полной мере относится и к Республике Коми.

В последние годы ситуация с приростом запасов нефти на первый взгляд вполне благополучная: мы приращиваем больше, чем добываем. Но за счёт запасов новых месторождений и залежей компенсируется не более 10% текущей добычи, весь остальной прирост – это либо доразведка разрабатываемых месторождений, либо переоценка запасов с увеличением коэффициента извлечения сырья.

Кроме того, одна из наиболее серьёзных проблем в нефтяной отрасли заключается в том, что в эксплуатацию не вовлечена значительная часть разведываемых ресур-

• выполнение производственных программ (объём добычи, переработки и транспортировки углеводородного сырья);

• направление средств на инвестиционную деятельность, в том числе на реализацию основных инвестиционных проектов согласно установленным графикам;

• обеспечение поступлений налогов и платежей в бюджетную систему Республики Коми в соответствии с Налоговым кодексом и не ниже уровня поступлений предыдущего года;

• участие в реализации социальных программ Республики Коми;

• обеспечение экологической безопасности производства продукции и оказания услуг.



Глава Республики Коми Вячеслав Гайзер принял участие в открытии нового нефтеперерабатывающего завода компании «Енисей» в Усинском районе

В целом за первое полугодие 2014 г. объём транспортировки нефти по территории республики увеличился на 0,5% по сравнению с аналогичным периодом 2013 г., газа – на 6%.

– С какими основными проблемами сталкивается нефтегазовый комплекс возглавляемого Вами региона?

– Несмотря на рост добычи нефти и газа (природного и ПНГ) в 2013 г., ситуация в нефтегазовом комплексе Республики Коми нестабильная. Для поддержания положительной динамики необходимы: кратное увеличение инвестиций в воспроизводство минерально-сырьевой базы, введение в разработку месторождений на территории республики, повышение эффективности ГРП, активизация работ с фондом бездействующих скважин, внедрение новых технологий и применение прогрессивных методов добычи нефти.

Минерально-сырьевой комплекс России на протяжении многих десятилетий является основой нашей экономики. Созданная поколениями геологов сырьевая база позволяет обеспечить потребности стра-

сов. Во-первых, не все месторождения осваиваются. Во-вторых, даже на освоенных есть неразрабатываемые залежи.

В 2013 г. в Республике Коми на ГРП было потрачено почти 8,5 млрд рублей, в основном это средства компаний-недропользователей (свыше 98%). Но необходимо осуществление региональных исследований по выявлению зон нефтегазоаккумуляции и проведение ГРП с привлечением государственных средств. Это повысит интерес недропользователей и стимулирует процесс лицензирования данных участков недр.

– На каких принципах администрация Республики Коми взаимодействует с нефтяниками?

– Уже более 15 лет правительство республики заключает соглашения с компаниями нефтегазового комплекса. Сейчас на такой основе мы сотрудничаем с «ЛУКОЙЛом», «Роснефтью», «Газпромом», «Транснефтью», ОАО «Комнедра», ЗАО «Печора-нефтегаз», ООО «Енисей», ЗАО «Нэм Ойл», «Шелл Эксплорейшн Компани (РФ) Б.В.».

Основными обязательствами компаний в рамках соглашений являются:

В рамках действующих соглашений компании нефтегазового комплекса обеспечивают сохранение рабочих мест на территории Коми и содействуют организации новых. Приоритет при трудоустройстве на новые рабочие места получают выпускники региональных учреждений профессионального образования. Компании не допускают несогласованных с правительством республики действий по массовому высвобождению работников.

В свою очередь, региональные власти гарантируют оказание поддержки в области инвестиционной деятельности, в том числе в форме информационного, консультационного содействия, а также путём совершенствования нормативных правовых актов, регламентирующих порядок и основания предоставления государственной поддержки хозяйствующим субъектам.

– Какие основные инвестиционные проекты планируются в регионе?

– На территории Республики Коми реализуются и планируются следующие крупные инвестиционные проекты:

- «Система магистральных газопроводов Бованенково-Ухта» (инвестор – «Газпром», заказчик – ЗАО «Ямалгазинвест»);

- «Система магистральных газопроводов Ухта – Торжок (I очередь)» (инвестор – «Газпром», заказчик – ЗАО «Ямалгазинвест»);

- «Проект пробной эксплуатации Баяндынского нефтяного месторождения» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»);

- «Разработка пермокарбоновой залежи Усинского месторождения» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»);

- «Разработка Кыртаельского нефтяного месторождения» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»);

- «Разработка Ярегского месторождения по добыче нефти» (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»);

- «Обустройство Среднемакарихинского нефтяного месторождения» (ООО «РН-Северная нефть»);

- строительство II очереди «Комплекса по переработке нефти и газа» с увеличением его производственной мощности до 3,6 млн т в год (ООО «Енисей»). Начало реализации – 2015 г.

Планируется увеличение объемов добычи и переработки нефти и газа за счёт реализации действующих и новых проектов. Дальнейшее освоение Тимано-Печорской провинции является приоритетом флагманов мирового уровня, таких как «Газпром», «Роснефть», «ЛУКОЙЛ» и Shell.

Продолжится реализация следующего этапа строительства магистрального газопровода Бованенково – Ухта – Торжок.

В течение четырёх лет компания «Енисей» планирует строительство II очереди самого северного в мире комплекса по переработке нефти. Благодаря этому произойдёт расширение ассортимента выпускаемой продукции.

Лидером по объемам инвестиций и количеству реализуемых проектов является «ЛУКОЙЛ-Коми». Из наиболее важных и перспективных можно назвать такие проекты, как «Пробная эксплуатация Баяндынского нефтяного месторождения», «Разработка Ярегского месторождения», «Разработка Кыртаельского месторождения», «Разработка пермокарбоновой залежи Усинского месторождения», «Проект освоения Восточно-Ламбейшорского месторождения», «Реконструкция Усинского ГПЗ с доведением мощности переработки ПНГ до 600 млн м³ в год».

Выполнение инвестиционной программы позволит компании обеспечить стабильный рост нефтедобычи (до 3% ежегодно), это немаловажно для республики, учитывая, что более 70% от общей добычи приходится именно на «ЛУКОЙЛ-Коми».

Второй компанией по объемам добычи в республике является «РН-Северная нефть». Она реализует инвестиционный проект «Обустройство Среднемакарихинского нефтяного месторождения», предусматривающий расширение действующего производства, рациональную эксплуатацию залежей, достижение установленного коэффициента извлечения сырья. К 2017 г. намечается строительство 24 добывающих скважин. В результате планируется получить дополнительно 2,1 млн т нефти.

Компания «Газпром добыча Краснодар» осуществит реконструкцию дожимной компрессорной станции в Вуктыле. Кроме того, как я уже отмечал, в 2013 г. она начала долгожданное строительство Вуктыльской поисковой скважины № 402 проектной глубиной 5650 м. На октябрь нынешнего года запланированы монтаж буровой установки и начало бурения. До конца 2014-го планируется пробурить 2,5 тыс. м.

– Какие меры, на Ваш взгляд, надо предпринять для развития нефтегазовой отрасли в Республике Коми?

– В области добычи и воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов необходимы:

- разработка «Программы развития и использования минерально-сырьевой базы Республики Коми на период до 2030 г. (нефть, газ)». В настоящее время работы выполняются в рамках государственной программы «Воспроизводство и использование природных ресурсов и охрана окружающей среды», она будет завершена к концу 2014 г.;

- проведение поисково-разведочных работ на Вуктыльском НГКМ;

- стимулирование компаний, увеличивающих объёмы финансирования ГРП;

- поддержка предприятий, осуществляющих деятельность на мелких месторождениях с высокой степенью выработанности;

- предоставление налоговых льгот инвестиционным проектам, направленным на освоение месторождений с применением современных технологий и оборудования для подготовки нефти и утилизации ПНГ;

- активизация работ с фондом бездействующих скважин;

- развитие транспортной инфраструктуры на территории Республики Коми.

В области переработки нефти и газа требуется:

- привлечь внимание компаний («ЛУКОЙЛ» и «Газпром») к вопросам инвестирования в модернизацию производ-

ства с целью увеличения глубины переработки, расширения линейки выпускаемых продуктов и наращивания в перспективе объёмов производства;

- развитие нефтехимических производств с учётом имеющихся перерабатывающих предприятий;

- реализация совместного проекта «ЛУКОЙЛа» и «Газпрома» по транспортировке и переработке ПНГ на мощностях Сосногорского ГПЗ.

– Каковы, по Вашему мнению, перспективы дальнейшего развития республики?

– Политика правительства Республики Коми будет ориентирована на дальнейшее стимулирование ускоренного развития экономики, устранение структурных перекосов, реализацию системы поддержки для создания новых производств и модернизацию действующих, поддержание позитивного имиджа региона.

Одно из основных направлений развития региона – дальнейшая диверсификация экономики. В связи с этим особый интерес представляют проекты в перерабатывающих, инфраструктурных и инновационных сферах.

Вместе с тем, происходит становление новых отраслей, в частности горно-рудной. Так, серьёзные перспективы связаны с планами компании «РУСАЛ» по созданию в республике боксито-глинозёмного комплекса. Большие надежды возлагаются на освоение Усинского угольного месторождения и строительство на его базе горно-добывающих предприятий, на разработку Пижемского месторождения россыпного титана в Усть-Цилиемском районе и сооружение там химико-металлургического комплекса по добыче и переработке титановой руды, а также на эксплуатацию Чим-Лоптюгского месторождения горючих сланцев.

Что касается нефтяного комплекса, то до 2020 г. прогнозируется ввод в эксплуатацию новых месторождений: Освьянюрского, Северо-Вольминского, Стрелинского, Верхне-Мастерёвского, Осокинского. В период до 2030 г. будет продолжаться обустройство Среднемакарихинского и Баяндынского месторождений, а также разработка Ярегского, Кыртаельского, Усинского нефтяных и Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождений.

Вышеперечисленные планы в минерально-сырьевом комплексе, несомненно, будут способствовать развитию и других, смежных отраслей, а также влиять на улучшение условий жизни в нашем регионе. ■



Антон УСОВ,
партнёр, руководитель практики
по работе с компаниями нефтегазовой отрасли
КПМГ в России и СНГ



cutting through complexity

Запас карман не тянет

Как подстраховаться от внешних колебаний, связанных с геополитической нестабильностью и возможным снижением стоимости нефти?

Нефть сегодня – это финансовый инструмент (до реальных поставок по фьючерсам дело доходит крайне редко), и никто точно не знает, как и почему меняется её стоимость. Однако в последнее время стало очевидным, что множась по миру военные конфликты больше не являются катализатором спроса. Наоборот, они негативно влияют на общую экономическую ситуацию и, как следствие, на настроения инвесторов. Для России это может иметь даже более серьёзные последствия, чем введённые, в том числе против нефтяных компаний, американские и европейские санкции – ведь, по оценкам министра финансов РФ А. Г. Силуанова, доходы России на 52% сформированы за счёт поступлений от реализации нефти и газа, а падение цены на нефть всего на 1 доллар лишает бюджет 70 млрд рублей. Совокупные доходы консолидированного бюджета России за 2013 г., по данным Министерства финансов, составили около 24 трлн рублей, при этом поступления лишь от трёх нефтегазовых компаний – «Роснефти», «ЛУКОЙЛа» и «Газпрома» – сформировали почти 20% этой суммы. Понятно, что в краткосрочной перспективе пропорция не поменяется, а значит, нужно думать о том, как обезопасить себя от влияний неконтролируемых внешних событий.

Ни денег, ни технологий?

Сегодня все обсуждают тот экономический эффект, который произвели европейские и американские санкции как на всю экономику России, так и на отдельные отрасли, в том числе и нефтегазовый сектор. Озабоченность в сфере НГК в основном касается двух аспек-

тов: сложностей (а иногда невозможности) привлечения внешнего финансирования и проблем с импортом иностранных технологий.

Действительно, существенный рост стоимости заимствований может привести к снижению инвестиционной активности в нефтегазовой отрасли. Это

становится ещё более насущной проблемой, если принять во внимание тот факт, что размер внешнего корпоративного долга у российских компаний небанковского сектора, включая нефтегазовые, и так весьма значительный. По оценочным данным Центрального банка РФ, на конец II квартала 2014 г. объём этого долга составлял более 440 млрд долларов, причём большая его часть – краткосрочные кредиты.

Что касается импорта иностранных технологий, то без них российским компаниям, очевидно, будет непросто наращивать отдачу от «сложных» месторождений. В частности, осложнится работа на шельфе Арктике. Тем не менее ситуация отнюдь не тупиковая. По факту данные последствия санкций на настоящем этапе не представляют большой угрозы для отрасли. Запасы шельфа пока не доказаны, и их реальный потенциал, оцениваемый некоторыми экспертами в 100 млрд т условного топлива, не является подтверждённым ни с геологической, ни с экономической точки зрения. В последнее время были озвучены планы по освоению арктического шельфа, но, ввиду того

что полномасштабные проекты ещё не начаты, даже приостановки на этих направлениях не будут критичными.

Кроме того, несмотря на все отрицательные последствия введения ограничений на обмен технологиями, данный фактор, возможно, поможет возродить отечественную научную и техническую базу в отрасли. Хотя на это потребуются годы и определённые инвестиции. Однако российские нефтегазовые компании пока не форсируют вложения в новые разработки. А тем временем инновационный бюджет, например, PetroChina составляет 0,7% выручки, а Petrobras – 1%. Сегодняшние санкции как никогда обнажают остроту проблемы развития национальной научной и производственной базы в отрасли.

А ЧТО С ЦЕНОЙ?

Намного более тревожно выглядит неуправляемое влияние сложившейся ситуации на рыночную стоимость сырья. Недавно заместитель министра финансов А. В. Моисеев заявил, что на фоне изменяющихся геополитических факторов цена на нефть в ближайшие годы может быть существенно ниже 100 долларов за баррель. Ещё пару-тройку лет назад многие ведущие экономисты и эксперты констатировали, что снижение цены на нефть для России ниже уровня в 100 долларов неминуемо приведёт к кризису в экономике, а её падение до 80 долларов – практически к коллапсу.

Что-то похожее мы уже переживали. Так, в 2008 г. цена на нефть марки Brent всего за несколько месяцев уменьшилась на 70% (!) – со 132 долларов за баррель в июне до 40 долларов в декабре. Случись это сегодня, мы не досчитались бы около 5 трлн рублей, что составило бы примерно 40% федерального, или 20% консолидированного, бюджета РФ. Это привело бы к катастрофическому падению ВВП страны – на 10% и более.

Вероятно, в рамках одного года последствия такого резкого падения могли бы быть покрыты за счёт средств суверенных фондов (около 6 трлн рублей, или около 160 млрд долларов). Но в долгосрочном периоде это не являлось бы решением проблемы, и как результат Россия могла бы войти в эпоху затяжного экономического и социального кризиса, а в отрасли началось бы жесточайшее сворачивание и замораживание инвестиционных программ

вместе с уже наблюдаемым сокращением добычи нефти.

Тревожные сигналы мы наблюдаем уже сейчас – только за летние месяцы 2014 г. цена за баррель нефти марки Brent снизилась на 10 долларов. Сегодня котировки удерживаются на уровне 100 долларов за баррель.

Ввиду того что в большинстве случаев оказать влияние на мировые цены на нефть одной стране практически невозможно, возникает необходимость продумать, как государству и отрасли существовать при низких ценах. Где и каков кризисный сценарий для нефтегазового комплекса?

КАКОВ «ПЛАН Б»?

Если мы обратимся к международному опыту, то заметим, что большинство нефтегазодобывающих стран уже предусмотрели варианты решения похожей проблемы. Всё просто: люди копят деньги и сохраняют и преумножают их с помощью инвестиций в рамках суверенных фондов – сберегательных или стабилизационных. Стабилизационные фонды создаются для снижения волатильности доходов бюджета, чтобы противостоять влиянию цикличности на государственные расходы и национальную экономику в целом. Цель сберегательных фондов – создание «подушки безопасности» на будущее.

Например, Суверенный фонд Норвегии, который относится ко второму типу, в настоящее время составляет около 900 млрд долларов. При этом данное государство является одним из лидеров по уровню налогообложения и проводит стратегию по усреднению оплаты труда. Норвежский Суверенный фонд инвестирует почти в 8 тыс. компаний более чем в 80 странах мира, диверсифицируя таким образом свой пакет.

А суверенные фонды Абу-Даби и Саудовской Аравии составляют более 700 млрд долларов каждый при населении в 5 и более раз меньше населения России. Эти три примера наглядно демонстрируют наличие у упомянутых стран гораздо более высокой стабилизационной ценности накопленных резервов в сравнении с тем, что имеет Россия.

Помимо решения экономических задач, суверенные фонды играют важную политическую роль: они предотвращают быстрый рост государственных расходов, которые невозможно оперативно уменьшить вслед за падением доходов. В периоды неблагопри-

ятной конъюнктуры такие раздутые расходы приводят к большим дефицитам госбюджета, невыполнению социальных обязательств и дефолту по государственным долгам.

Можно, конечно, надеяться, что азиатские страны создадут повышенный спрос на нефтегазовое сырьё, что сланцевая революция, быстро начавшись, так же быстро и закончится, что геополитические проблемы нефтегазовых регионов снова начнут поддерживать спрос. Но если нет?

В этой нестабильной и быстро меняющейся ситуации совершенно нелогично выглядит любое увеличение государственных расходов, эффект которых неочевиден и которые далеко не всегда идут на пользу населению страны. В то же время стабилизационные накопления, своего рода заначка на чёрный день, как никогда важны – это первая мера подготовки к возможному кризису.

Вторым краеугольным камнем является развитие других отраслей экономики России, главным образом сельского хозяйства, медицины и фармацевтики. Если страна будет иметь возможность обеспечивать своих граждан продовольствием и медицинскими услугами при достаточном наличии энергоресурсов, в том числе в виде запасов углеводородов (для обогрева и производства электричества), то даже в период падения цен на энергоносители российские граждане смогут комфортно пережить любой экономический кризис.

Конечно, сегодня экономика глобальная и избежать воздействия внешних факторов (особенно на рыночные цены) практически невозможно. Однако санкции, как и войны, не вечны. Уже сейчас идёт речь о смягчении ранее принятых европейскими странами ограничений в отношении России. Геополитическая конъюнктура в истории не раз разворачивалась на 180 градусов, но время, которое на это требуется, нужно пережить. Даже если будет реализовываться наихудший из сценариев развития мировой экономики, то при наличии достаточного резервного фонда, эффективном и очень продуманном расходовании государственных средств, а также при условии поддержки и развития жизнеобеспечивающих отраслей Россия сможет пройти трудные времена с наименьшими потерями. ■

С кем будет битва за Арктику?



Скорее всего, её придётся вести не между отдельными государствами, а с суровым климатом и бюрократией различного уровня

По прогнозам экспертов, уже к 2040 г. из-за глобального потепления значительная часть Северного Ледовитого океана окажется свободной ото льда, что существенно облегчит добычу природных ресурсов с его дна и удешевит их перевозки. Но одновременно это может создать и новое направление геополитического соперничества.

Но столь уж неизбежны коллизии интересов различных государств в данных широтах, или всё-таки «арктический вопрос» можно решить полюбовно? На этот и целый ряд других вопросов на страницах нашего издания пытаются найти ответы: американский социолог Элвин ТОФФЛЕР, генеральный директор Фонда национальной энергетической безопасности (ФНЭБ) Константин СИМОНОВ, заместитель директора норвежского Fridtjof Nansen Institutt Арилд МОЕ, эксперт Международного валютного фонда Эндрю РАЧКО, независимый аналитик Анна АННЕНКОВА, заведующий отделом ИМЭМО РАН Андрей ЗАГОРСКИЙ, директор Института политического и военного анализа Андрей ШАРАВИН, эксперт московской юридической фирмы «Новиков & Эдвайзерс» Елена НОВИКОВА и партнёр RusEnergy Михаил КРУТИХИН.

«СУПЕРХОЛОДНАЯ» ВОЙНА В АРКТИКЕ?

– На сегодняшний день углеводородные запасы арктического шельфа контролируют пять государств: США, Канада, Россия, Дания и Норвегия. Возможно ли возникновение каких-либо конфликтов между ними из-за «дележа» этих ресурсов?

Элвин ТОФФЛЕР: Развитие ситуации вокруг Арктики во многом будет зависеть от того, что мы там, в конце концов, обнаружим. И если подтвердятся прогнозы о хранящихся подо льдом несметных богатствах, то тогда, без сомнения, возрастёт и число желающих погреть руки на их дележе. Дело даже может дойти до военных инцидентов, но я не вижу в самые ближайшие годы возможности непосредственных столкновений на «арк-



«Газпром нефть»

тической почве», особенно между Россией и США...

Эндрю РАЧКО: Прибрежные государства явно не откажутся от «своей» части полезных ископаемых региона, называемого Арктикой, то есть Страной большого медведя (в переводе с греческого). Хотя, как мне представляется, сегодня они «делят шкуру неубитого медведя», имея в виду практически полную неосвоенность этой гигантской территории и её труднейшие природно-климатические условия (длинная полярная ночь, ледяной покров, средняя толщина которого – 3 м, и среднегодовая температура –37 °С). Перечисленные трудности лишний раз подчёркивают цену участия в грядущем освоении дна этой части Мирового океана.

Константин СИМОНОВ: Любопытно то, что в последнее время один за другим следуют аналитические доклады, в которых приводятся выводы о... бесперспективности нефтегазодобычи в Арктике. Мне кажется, что это делается намеренно. Ибо глубоко сомневаюсь, что остальные участники борьбы за «арктическую кладовую» собираются уступать свои позиции. Они понимают, что именно сейчас самое время «застолбить» кусок арктической «поляны», и посущественнее...

Арилд МОЕ: Мне представляется, что вы слишком драматизируете ситуацию, формулируя вопрос таким образом. Современная дипломатическая практика в отношении арктического континентального шельфа зиждется, прежде всего, на принятой ещё в 1982 г. Конвенции ООН

по морскому праву (UNCLOS). Она предоставила прибрежным государствам право на дополнительный «участок» континентального шельфа за пределами 200-мильной экономической зоны, если этот участок геологически является продолжением прибрежной полосы. Установленный порядок не зависит от деятельности на шельфе, он существует для того, чтобы закрепить международное признание его границ.

Безусловно, данную ситуацию может обострить появление надежд на то, что арктический континентальный шельф содержит коммерческие запасы полезных ископаемых. Однако это ещё не факт, несмотря на проводимые исследования в данном направлении и первые полученные результаты. Кроме того, существуют сомнения в наличии технологических возможностей их извлечения. Да и затраты на шельфовую добычу будут весьма велики.

Впрочем, замедлен и сам процесс установления внешних границ континентального шельфа технической комиссией ООН. Это обусловлено возникающими задержками при рассмотрении документов, предоставляемых отдельными государствами. Их нередко приходится возвращать и уточнять. Однако нельзя утверждать, что этот «заявочный бум» стимулирует гонку за арктическими ресурсами. Преждевременны также высказывания о возможном раздувании новой фазы «холодной войны».

– А что если у кого-либо из соискателей появится некий план по защите своих «арктических интересов»? У тех же американцев, скажем?

Элвин ТОФФЛЕР: Первопричина – не в американцах. Известно ведь, что российские корабли «замаячили» в Арктике намного раньше. Американские же стали заходить в Северный Ледовитый океан лишь «в ответ» на это.

Эндрю РАЧКО: Как известно, давно наметились два подхода к проблеме раздела дна Северного Ледовитого океана.

Первый – так называемый секторальный подход, предлагающий деление по меридианам, сходящимся на полюсе.

Второй основывается на делении по срединной линии, равноудалённой от береговых границ прибрежных государств.

Но и в том, и в другом случае арктические владения США окажутся минимальными. Поэтому они, скорее всего, будут настаивать на применении схемы кон-

доминимума, то есть общего управления ресурсами.

В свою очередь, России имеет смысл искать компромисс скорее с Евросоюзом (в состав которого входит такой претендент на арктический шельф, как Дания), чем с воинственно настроенными Вашингтоном и Оттавой.

Арилд МОЕ: Соединённые Штаты (благодаря Аляске) обладают таким же правом на увеличение своего шельфа в Арктике, как и другие приарктические государства. Но США не ратифицировали Конвенцию ООН от 1982 г. и не получили международного определения границ своего шельфа.

Сегодня американское руководство пытается исправить допущенную промашку. В частности, в последние дни работы администрации Буша-младшего была принята новая президентская директива, определяющая американские приоритеты в Арктике.

Константин СИМОНОВ: Мне кажется, что на фоне всех правовых недоработок главный «аргумент» в отношении Арктики прост до чрезвычайности – военно-морской флот. Это, если хотите, – *ultima ratio* (последний довод). И, как ни парадоксально, выглядит всё вполне разумно, по крайней мере учитывая ныне складывающуюся ситуацию в мире. Ведь пока что участникам переговорного процесса по Арктике не удаётся найти какого-либо взаимоприемлемого, мирного решения вопроса о разделе шельфовых запасов...

– Но противостояние в определённый момент может выйти из-под контроля сторон далеко за рамки символического «поигрывания мускулами»...

Элвин ТОФФЛЕР: Вопрос надо ставить так: что на самом деле можно получить от Арктики? Если там действительно присутствуют газ и нефть – одна четвёртая мировых запасов – и мы в состоянии до этих богатств добраться, то там есть за что бороться. Но, говоря откровенно, у обеих держав – США и России – сегодня и без того куча иных проблем. Имеется столько «горячих точек», что Арктика не в состоянии будет сколько-нибудь серьёзно потеснить нынешние приоритеты. Хотя, наверно, и её значение возрастёт...

Андрей ЗАГОРСКИЙ: Ожидание предстоящей «битвы» за ресурсы Арктики породило ажиотаж, связанный с опасениями её возможной милитаризации. В последнее время он несколько спал, но са-



на формирование потенциала для решения новых для региона проблем, в том числе на основе сотрудничества. Речь идёт о наращивании сил и средств для отслеживания обстановки в арктических акваториях, патрулирования сухопутной территории и прилегающих акваторий в Арктике, оперативного реагирования на чрезвычайные ситуации.

Страны-члены Арктического совета осуществляют конкретные шаги по налаживанию сотрудничества на этих направлениях. В 2013 г. подписано соглашение о партнёрстве в сфере реагирования на загрязнение моря нефтью в Арктике. Обсуждаются вопросы взаимодействия в области предотвращения нефтяных разливов. С 2012 г. организуются ежегодные встречи начальников генеральных штабов стран Арктического совета. Россия, Норвегия и США проводят в Арктике совместные учения по реагированию на чрезвычайные ситуации.

Примером политики, нацеленной на сотрудничество, а не на конфронтацию в Арктике, стала обнародованная в 2013 г. арктическая стратегия Пентагона. Она опирается на вывод о том, что военные угрозы в данном регионе находятся на «относительно низком уровне». Основные проблемы здесь связаны с необходимостью обеспечения безопасности человека и окружающей среды, реагирования на чрезвычайные ситуации.

Александр ШАРАВИН: Вот и российское Минобороны объявило нынешний год Годом Арктики. Но не столько с целью восстановления полноценного военного присутствия в арктических широтах, сколько для защиты здесь экономических интересов России. В своё время мы ушли с Севера, а возвращаться – дорогое удовольствие. Единственное утешение – армия будет расходовать свой бюджет в сугубо мирных интересах. В будущем военная инфраструктура может быть использована научно-исследовательскими организациями, торговым флотом, рыбаками, ну и наконец, отечественными энергетиками.

Эндрю РАЧКО: Итак, мы благополучно пришли к выводу о том, что цена вопроса – возможность получить доступ к богатствам пока ещё «ничейной» Арктики – очень велика. Но главное в этой гонке за её ресурсами – не скатиться к формуле легендарного римлянина Марка Туллия Цицерона, сказавшего однажды: «Войну надо начинать так, чтобы казалось, что мы не ищем ничего другого, кроме мира»...

«АРКТИЧЕСКАЯ ОПЕК» ИЛИ «СОБАКА НЕ СЕНЕ»?

– ООН запланировала конференцию по вопросу раздела богатств Арктики лишь на 2020 г. Не поздно ли? Да и есть ли вообще возможность достичь политического консенсуса в арктическом вопросе?

Элвин ТОФФЛЕР: Такой консенсус возможен. А идеальным вариантом была бы организация совместной американо-российской экспедиции в глубины Арктики. Пусть исследователи обеих стран проверят, что мы там на самом деле имеем и каков потенциал этих запасов. Поиски в Арктике порождают много возможностей. Может быть, в перспективе даже будет создана какая-то квази-ОПЕК – специальная организация стран, заинтересованных в мирном и взаимовыгодном решении арктических проблем.

Константин СИМОНОВ: Конечно, 2020 г. – это слишком поздно. Если говорить откровенно, то ООН уже давно утратила контроль над современным политическим процессом. И может так случиться, что к указанному сроку заинтересованные государства найдут новый «стол для переговоров», за пределами стен ООН. Поэтому ко всем долгосрочным планам этой организации стоит относиться с известной долей скептицизма.

«Ооновская» комиссия по границе континентального шельфа в настоящее время скорее имитирует деятельность, чем принимает решения. Не боюсь поэтому повториться – либо приарктические страны сумеют самостоятельно, без ООН, договориться о разделе этой территории, либо же вопрос будет решён по праву сильного. Пока в возможность компромисса, достигнутого за столом переговоров, верится слабо. Давайте вспомним другую «водную» тему – правовой статус Каспия. Сколько лет идут дебаты по этому поводу, а конкретных результатов так и нет.

– Можно ли ожидать появления новых участников «битвы за Арктику», пока не заявивших о своих интересах в этом регионе мира? Например, в лице того же Китая, столь остро нуждающегося в углеводородном сырье?

Элвин ТОФФЛЕР: Со всем основанием могу утверждать, что да. Ибо уже сегодня КНР – очень сильный игрок на мировом топливно-энергетическом рынке. И потому каждое место на земном шаре, где находят новые запасы «чёрного золота», почти автоматически попадает в сферу интересов китайских нефтяников.

Это, в свою очередь, может существенно ускорить рождение самых различных, порой даже фантастических альянсов – как в тактическом, так и стратегическом плане...

Константин СИМОНОВ: Число претендентов на Арктику расширится совершенно точно – сегодня это уже видно невооружённым глазом. И я совсем не удивлюсь, если завтра Китай станет доказывать, что Арктика является геологическим продолжением... его континентальной платформы. Или что древние китайские мореходы умудрились в своё время на своих джонках первыми доплыть до Северного полюса...

Эндрю РАЧКО: Пекин уже открыл научную лабораторию на Шпицбергене, а судостроители Поднебесной заложили специальную подводную лодку с возможностью подлёдного плавания в условиях Арктики. Всё это красноречиво свидетельствует, что идея «Похода на Север», словно снежный ком, обрастает всё большим числом сторонников.

– Не станет ли факт контроля над Арктикой – а заодно и одной четвёртой мировых запасов нефти и газа – показателем того, какая из стран окажется самой влиятельной в мире в ближайшей перспективе?

Элвин ТОФФЛЕР: Мне не кажется, что сама Арктика вот так легко возьмёт да и «сделает» какое-либо из государств супердержавой. Давайте посмотрим на эту проблему с другой стороны. Страна, которая в перспективе окажется самой сильной по подавляющему числу показателей – социальных, политических, экономических, финансовых, военных и т. д. – сама «оккупирует» Арктику. У неё и выхода другого не будет – сохранение тенденции экономического роста будет к этому обязывать...

Константин СИМОНОВ: ...То есть, говоря иными словами, самые успешные страны недалёкого будущего окажутся и наиболее активными «колонизаторами» северных арктических территорий.

Эндрю РАЧКО: Политический афоризм первой половины XX века: «Кто владеет нефтью, тот владеет миром» – сегодня активно «вытесняется» доброй русской пословицей: «Собака на сене лежит, сама не ест и другим не даёт». Ибо ещё не факт, что та страна, которая выиграет «приз» в виде доступа к ресурсам Арктики, будет иметь все шансы стать и самой влиятельной. Ведь можно получить эту «награду» и... не суметь воспользовать-

ся благами, которые сулит владение ею. Как говорится, «наличие большой библиотеки ещё не свидетельствует об уме и эрудиции её владельца». Так и в природопользовании – новые ресурсы надо будет осваивать, а для этого необходимы и новые технологии, и новые средства доставки, и, конечно, куда большие, чем сейчас, инвестиции. Влиятельной поэтому сможет стать та страна, которая окажется в состоянии «соединить» «приз» в виде доступа к ресурсам с возможностью их освоения. Но в Арктике это будет задача не из лёгких...

ВРЕМЯ АРКТИКИ ЕЩЁ НЕ НАСТУПИЛО?

– Если дело всё же дойдёт до освоения дна Северного Ледовитого океана, то, видимо, уже через несколько десятилетий его поверхность будет усеяна добывающими платформами и он заменит Персидский залив в качестве мирового центра добычи «чёрного золота».

Элвин ТОФФЛЕР: Позиции стран Персидского залива ослабевают сами по себе уже давно, и завтра этот процесс может только усиливаться. Нефть, правда, по-прежнему будет играть важную роль. Однако, по моему мнению, её цена будет колебаться между весьма низкими показателями и временными взлётами, хотя и не «скатится» до чрезмерно катастрофического уровня. А значит, всё большее и большее число стран станет ввязываться «в битву» за Арктику.

Константин СИМОНОВ: Такая смена «нефтяных приоритетов» пока кажется фантастической. Но исключать её нельзя. Есть ведь классический пример исторической близорукости: один из основателей Standard Oil продал свои акции в конце XIX века, будучи уверенным, что за пределами Пенсильвании просто нет нефти. Так что те, кто не верят в будущую добычу в Арктике, в конечном счёте могут оказаться у разбитого корыта. Более того, вполне предсказуем и следующий этап соперничества за ресурсы – их добыча на ближайших планетах и на Луне, хотя сегодня многим это кажется сущим бредом.

Эндрю РАЧКО: Современные оценки ещё не открытых запасов нефти показывают, что Арктика в ближайшей перспективе вряд ли заменит регион Персидского залива...

– А когда, по Вашему мнению, наступит время подступиться к углеводородным запасам арктического шельфа России?

Эндрю РАЧКО: В 2013 г. президент Владимир Путин подписал стратегическую программу развития Арктики до 2020 г. Её главные задачи – изучение арктического шельфа, подготовка его углеводородных ресурсов к освоению и формированию на их основе резервного фонда месторождений. Ведь, по прогнозам, запасы газа российской части Арктики превышают 80 трлн м³. «Газпром» обладает лицензиями на разработку 17 участков, «Роснефть» – 12. В совокупности они охватывают 80% перспективных запасов углеводородов арктического шельфа РФ.

Логично, что обладание правами на разработку перспективных месторождений должно способствовать повышению капитализации нефтегазовых компаний. Однако в случае с Арктикой это правило пока не действует. Так, у того же «Газпрома» есть несколько проектов по разработке месторождений углеводородов в северных морях. Но это не повысило инвестиционную привлекательность концерна, поскольку пока нет каких-либо практических действий в данном направлении. И не очень-то понятно, насколько эти проекты реализуемы в принципе.

Михаил КРУТИХИН: Можно ещё раз вспомнить о высокой себестоимости добычи углеводородов в Арктике. И если представить, что добыча уже ведётся, то эти нефть и газ невозможно будет продать с прибылью. Разве что если полностью освободить компании от налогов. Но тогда государство ничего не получит. Именно по этой причине разработку Штокмановского месторождения отложили в долгий ящик.

Сроки реализации проектов на континентальном шельфе составят 8–10 лет. Какие цены на нефть и газ сложатся к тому времени – одному богу известно. А значит, все прогнозы по арктическим нефтегазовым проектам – как краткосрочные, так и долгосрочные – практически никак не отражаются на инвестиционной привлекательности компаний, в них участвующих.

ВОПРОКИ КЛИМАТУ И БЮРОКРАТИИ

– Как предполагают учёные, возможности доступа к арктическому сырью станут расширяться благодаря потеплению мирового климата. И не будет ли уже в недалёком будущем название острова Гренландия (то есть «зелёная страна») соответствовать действительности?

Эндрю РАЧКО: Потепление климата может привести к двум важным, противо-

положным последствиям, если оценивать их с точки зрения «пользы» для цивилизации. Первое – получение доступа к новым ресурсам. Действительно, человечество сможет заселить Гренландию и другие территории, открыть новые судоводные трассы.

Второе – это затопление прибрежных зон, опустынивание ряда регионов и многое другое. Какое из этих последствий окажет наибольшее влияние на человечество, сказать трудно. Но уже сейчас (завтра будет поздно) нужно всеми имеющимися способами бороться с разрушительным воздействием цивилизации на климатическую среду, параллельно разрабатывая новые, более эффективные технологии нефтегазодобычи.

Константин СИМОНОВ: На мой взгляд, всемирное потепление – это повод как для серьёзных решений, так и для... спекуляций. Ибо мне уже доводилось читать доклады, в которых говорилось о скором затоплении полуострова Ямал и значительной части Тюменской области. Вопрос: насколько верны такие гипотезы? Ведь есть теории, доказывающие циклический характер климатических изменений. Они утверждают, что вслед за потеплением, как правило, наступает новое похолодание. Так что я бы подождал с «заселением» Арктики. Но вот нефть и газ там всё равно добывать придётся...

Элвин ТОФФЛЕР: Если те или иные государства захотят добывать нефть в Арктике, то они должны будут создавать для этого соответствующую инфраструктуру, в частности – жильё для работников нефтяных промыслов. Очень интересно порассуждать, какая инфраструктура возникнет в Арктике, какие транспортные магистрали появятся, какие эффективные методы добычи сырья разработают? Ответы на эти вопросы пока найти не удаётся.

– С какими проблемами, помимо климатических, придётся столкнуться странам, разрабатывающим шельфовые ресурсы, и в первую очередь России?

Анна АННЕНКОВА: Российский континентальный шельф (РКШ) весьма велик и богат ресурсами. Его освоение потребует значительных инвестиций. Но пока проекты на РКШ имеют недостаточную инвестиционную привлекательность из-за слабой геологической изученности недр, низкой подтверждённости разведанных запасов и неразвитой инфраструктуры по обеспечению



«Газпром нефть»

разведки и добычи. В частности, руководство «Роснефти» заявило, что разработка западно-камчатского шельфа будет рентабельной лишь при наличии доказанных запасов в объёме не менее 1 млрд баррелей нефтяного эквивалента.

Освоению нашего шельфа мешают и чисто бюрократические проблемы. Например, в процессе выдачи лицензий на право пользования недрами с целью их геологического изучения не учитывается время на проведение целого ряда согласований, экспертиз, получение разрешений, составление проектной документации и т. д. А ведь иногда такой процесс затягивается на два года. Подобные временные задержки предопределяют значительные риски при проведении поисково-оценочных работ на шельфе Баренцева и Печорского морей в предусмотренный законодательством 5-летний срок. Так что необходимо, во-первых, бороться с бюрократией, а во-вторых, увеличить сроки действия лицензий на геологическое изучение недр по малоизученным площадям шельфа до 8–10 лет.

Уроки Каспия для Арктики

– «Замахиваясь» на решение проблем Арктики, мы до сих пор не можем решить на международном уровне правовые, экологические и иные проблемы, связанные с освоением «крупнейшего озера» – Каспия...

Елена НОВИКОВА: Очевидно, что отсутствие международно-правового регулирования нефтяных операций, проводимых на шельфе Каспийского моря, неизбежно приведёт к возникновению серьёзных экологических, юридических и экономических (не говоря уже о политических) проблем для прибрежных стран. Ведь любое природопользование в международном закрытом водоёме потенциально воздействует на водные и биологические ресурсы, находящиеся в общем пользовании.

Давно назрела необходимость введения единых правил судоходства и рыболовства, проведения нефтяных операций, а также согласования условий прокладки подводных трубопроводов. В теоретическом и практическом плане пока ещё нет ответа на основной вопрос: законодательством какой из прибрежных стран должны регулироваться указанные отношения? Ни в одном документе международно-правового характера также нет указаний на сей счёт.

Развитию недропользования на Каспии «на равных условиях» препятствует как отсутствие его международного статуса (а значит, неприменимость положений международных конвенций по морскому праву), так и недостаток координации действий прибрежных государств, что не позволяет разработать согласованный режим охраны окружающей среды. Между тем, осуществлению нефтяных операций, например, в Северном море предшествовало установление

детального регулирования путём принятия специальных конвенций.

Отсутствие чёткого, основанного на международно-правовых нормах, согласованного режима недропользования ставит под сомнение как уже предоставленные, так и только предоставляемые права на недропользование отдельными участками морского дна Каспия. Возможность оспаривания любого принимаемого решения чревата как минимум правовыми конфликтами между различными природопользователями, даже между государствами.

В связи с этим напрашивается закономерный вопрос: органы какого государства, на каком основании и в какой части акватории вправе и обязаны выполнять функции по контролю за соблюдением недропользователями требований по рациональному использованию ресурсов и охране окружающей среды? А ведь сегодня на Каспии существует высокая вероятность возникновения чрезвычайных аварийных ситуаций как природного, так и антропогенного характера. Ведь даже нормальная эксплуатация нефтяных скважин часто приводит к разливам (согласно статистике, 0,5% извлекаемого сырья).

Оценка рисков наступления ответственности за экологический ущерб затруднена по причине сложности (а порой невозможности) адекватного исчисления объёма имущественной ответственности «вредителя», а также отсутствия легитимных методов расчёта таких ущербов.

Большую настороженность инвесторов и прибрежных государств вызывает и неопределённость в отношении объёмов возлагаемой имущественной ответственности за экологические правонарушения. Так, недавние проверки экологического состояния строящего трубопровода и завода СПГ в заливе Анива в рамках проекта «Сахалин-2» показали полную неготовность как государства, так и недропользователей к обоснованию реальных оценок экологического ущерба и к урегулированию возникающих проблем такого рода.

Таким образом, на Каспии необходимо разработать согласованные требования и процедуры по оценке воздействия на окружающую среду, экологическому контролю, нормированию, мониторингу, а также методики оценки экологических ущербов, меры оперативного реагирования на последствия аварийных ситуаций и способы урегулирования экологических споров. ■



Арктика – достойный объект приложения усилий

Для успешной реализации шельфовых проектов нужны не только технологии и кадры, но и трансформация общественных ценностей

Процесс разработки углеводородных ресурсов российского сектора Арктики потребует задействовать потенциал как отраслевой, так и фундаментальной науки. Нужны будут не только конкретные технологии и оборудование, но и, по сути, создание новой парадигмы развития промышленности, науки и даже определённое изменение ценностных ориентиров российского общества. И разработкой каких-то отдельных программ и стратегий тут вряд ли обойдёшься.

Об этом в интервью нашему изданию рассуждает один из ведущих российских учёных, академик РАН, президент Российского научного центра «Курчатовский институт» Евгений ВЕЛИХОВ, который не только внёс огромный вклад в развитие физической науки, но и стоял у истоков реализации российских шельфовых проектов.



– Евгений Павлович, что подвигло Вас, известного учёного-физика, обратить внимание на нефтяную отрасль и принять участие в работе над рядом проектов, в том числе касающихся освоения арктического шельфа?

– Однажды ко мне пришли представители треста «Стальконструкция» и Министерства нефтяной промышленности СССР и стали уверять, что пора приступать к работам на арктическом шельфе.

Мы пошли в Министерство обороны, чтобы попробовать привлечь к строительству первой в мире морской ледостойкой буровой платформы северодвинское ПО «Севмаш» – головное предприятие атомного подводного кораблестроения. Ответ Минобороны – решительное «нет» – нас разочаровал, хотя аргументация была убийственная: предприятие загружено оборонными заказами, и ему пока не до «мирных инициатив».

И хотя это произошло задолго до 1990 годов, уже тогда многие в руководстве страны стали понимать, что имеет смысл добывать нефть на шельфе только в том случае, если для этих целей по полной программе загружается наше машиностроение. Отдай всё это на откуп зарубежным конкурентам – и мы получим пресловутый русский пшик.

Позже, уже в начале 1990-х, мы, продвигая нашу идею, организовали специализированную выставку, где весьма наглядно и доказательно рассказывали о тех преимуществах, которые даст отечественному машиностроению освоения шельфа.



Впоследствии начался кризис нашего машиностроения, в частности атомного. Нужно было любыми путями сохранить возможности «Севмаша» в области оборонных заказов и в то же время создать для него реальную базу заказчиков «на гражданке». И сотрудничество с «Газпромом» спасло и завод, и Курчатовский институт.

– Вы имеете в виду проект строительства на «Севмаше» платформы «Приразломная»?

– Да, конечно. Ввод этой платформы в эксплуатацию в конце прошлого года ознаменовал собой старт добычи углеводородных ресурсов на российском арктическом шельфе. Таким образом, чисто теоретический этап освоения шельфа сменился сугубо практическим.

В своё время мы вместе с геологами прикидывали, что произойдёт вслед за этим. Мыслей, расчётов, гипотез было громадье. Сама платформа «Приразломная» сможет добывать около 7 млн т нефти в год. Но мы думали и о том, что она станет своеобраз-

ным хабом, который в недалёком будущем способен будет обеспечивать ежегодную добычу и транспортировку до 20 млн т «чёрного золота». На данную тему есть даже специально разработанная программа. Но всё это, как говорится, организационный процесс. Что же будет на самом деле, уже совсем скоро покажет время...

– Итак, Вы стояли у истоков создания новой техники и разработки новых технологий для освоения шельфовых месторождений. А далеко ли продвинулась Россия в этом направлении?

– Действительно, процесс подготовки к освоению шельфа начался более 35 лет назад: уже в 1978 г. прорабатывался проект по добыче нефти у побережья Сахалина. И первый свой заказ «Севмаш» получил именно оттуда.

Сегодня остаётся последняя провинция, способная в перспективе поддерживать уровень нефтегазодобычи в стране. Это Арктика, точнее – её шельф. Его освоение станет важным этапом для экономики России, её машиностроения, будет основным источником поступления финансовых средств и катализатором инноваций.

Сегодня же остаётся последняя провинция, способная в перспективе поддерживать уровень нефтегазодобычи в стране. Это Арктика, точнее – её шельф. Его освоение станет важным этапом для экономики России, её машиностроения, будет основным источником поступления финансовых средств и катализатором инноваций.

В наши дни принято по делу и без повторять: «Инновации, инновации, инновации»... Произносить другие громкие слова. Но мало кто задумывается над тем, что инновации ради инноваций – это полный абсурд. Их «складирование» без конкретного применения ни к чему хорошему не приведёт... Зачем я всё это говорю? Для того чтобы подчеркнуть: Арктика, её шельф – необъятное поле для реальных инновационных и модернизационных процессов, общего развития отечественной экономики...

– Одной из таких инновационных идей является предложенная Вами в 1990-х концепция преобразования химической энергии углеводородов в электрическую

непосредственно в местах их добычи¹. Каковы шансы использовать эту идею в современных условиях?

– Мне кажется, эта идея неплоха. Благодаря её реализации можно получить ряд преимуществ. Во-первых, не придётся строить газо- и нефтепроводы, что связано с экологическими рисками. Во-вторых, получая электроэнергию прямо на промыслах, можно достигать довольно приличного коэффициента полезного действия (где-то 50–60%).

Вообще говоря, отслеживая перспективные варианты получения электроэнергии (включая использование нефти, газа, возобновляемых источников, атомной энергии и т. д.) и «складывая» их по самому оптимистическому сценарию, мы всё равно придём к пессимистическому выводу. Сегодня между потребностями экономического развития и нашими возможностями имеется определённый энергетический «зазор», способный, по нашим оценкам, достигнуть к середине текущего века 30-процентного показателя. Откуда прикажете восполнять эту «недостачу»?!

– Освоение Арктики потребует огромных финансовых, трудовых и интеллектуальных ресурсов. Так, в соответствии с проектом Энергетической стратегии – 2030, предполагается вкладывать в освоение перспективных нефтегазоносных регионов (в первую очередь на шельфе) до 100 млрд долларов в год. Имеется ли у нас такой потенциал?

– Это предмет стратегического планирования. Освоение углеводородных запасов должно идти параллельно с развитием отечественной промышленности, науки и т. д. Как это организовать – вопрос вопросов. Уже сегодня над этим надо работать с подключением административного ресурса всех уровней. Ибо ни для кого не секрет, что самые продвинутые научные исследования, инновации и т. д. нам пока что даёт ТЭК. И никуда от этого факта не деться.

Другое дело, что нужно бы продумать направления развития нашего внутреннего рынка, где с умом стоило бы использовать «на вторичном уровне» техноло-

¹ В 1990 годах академик Велихов предлагал использовать в качестве преобразователя энергии мощные компактные магнетогидродинамические газотурбинные электростанции, размещаемые на ограниченных площадках (например, на морских газодобывающих платформах в Арктике). Выработанную на них электроэнергию можно передавать по «электрическому мосту» потребителям в регионы с развитой инфраструктурой.

гии, программное обеспечение и другие наработки, которые можно было бы «позаимствовать» из сырьевой сферы...

– Свои коррективы в глобальный процесс освоения шельфа внесла авария в Мексиканском заливе. Как такое могло случиться, учитывая декларируемый уровень безопасности нефтегазодобычи вообще и на морских платформах в частности?

– Сегодня вся нефтегазовая промышленность Соединённых Штатов находится в худшем состоянии, чем атомная Советского Союза перед Чернобылем. И если мы и дальше будем развивать наш НГК столь же негодным образом, как американцы, не соблюдая при этом элементарной безопасности, последствия могут оказаться такими же. И не надо постоянно повторять: «Смотрите, такая компания, как BP, провалилась столь позорным образом...» А вы взгляните на компании нашего ТЭК! Думаете, там с экологией все о'кей? По большому счёту, от таких неприятных перспектив не застрахована ни одна из ныне работающих в газонефтедобыче компаний. Пока что отсутствует «единение» инженерной мысли и социально-экономической ответственности за возможные последствия. И если бы только у нас... Во всём мире...

– Как же в таком случае можно приступить к реализации арктических проектов?

– Да, выходить на арктический шельф с «недоделанными» технологиями нельзя. В Арктике разливы нефти или аварии иного рода имели бы гораздо более тяжёлые последствия, чем в Мексиканском заливе. Там-то удалось собрать до 30% нефти, вылившейся в океан.

Стратегия освоения российского арктического шельфа не должна сводиться к отдаче запасов западным компаниям. Они приходят работать к нам ради одного – сорвать солидный куш. Всё же остальное, включая экологию, – дело второе. Но эта «нормальная» по нынешним критериям тактика в дальнейшем для нас неприемлема, исходя из моральных соображений – а что мы оставим своим детям и внукам?!

– А есть ли вообще у России внятная экологическая политика, связанная с освоением столь сложного региона, как Арктика?

– Нужна не чисто экологическая политика, а общая стратегия, которая объединяла бы вместе технологии и науку, могла бы учесть все социально-экономические и экологические последствия освоения того или иного региона.

Вот заставили нас, к примеру, сделать «энергетику» для платформы на Приразломном. Поставили на неё электростанцию мощностью 75 МВт, но она-то на мазуте! Не буду здесь называть фамилии людей, которые выступали за это решение. Конечно же, куда правильнее было смонтировать там атомный «движок». Точно так же можно было бы по максимуму использовать атомную энергетику и в других направлениях, учитывая, что она в условиях Арктики более приемлема.

– Но ведь авария на японской АЭС «Фукусима» заставила многие страны пересмотреть свой подход к атомной энергетике...

– Это их выбор... Но давайте говорить конкретно о нас, о нашем «атомном опыте». Мы построили более 200 атомных подводных лодок, почти 500 реакторов и уже наработали в общей сложности 6 тыс. реакторолет. И даже с учётом тех аварий, что имели место, атомная со-

Нужна не чисто экологическая политика, а общая стратегия, которая объединяла бы вместе технологии и науку, могла бы учесть все социально-экономические и экологические последствия освоения того или иного региона.

ставляющая энергетики оказалась на весьма и весьма высоком уровне. Более того, у нас создана промышленность, которая проектирует и строит атомные комплексы, те же ледоколы и подводные лодки. По сути, мы с нуля создали уникальную отрасль, в которой изделия проходят замкнутый и потому экологически чистый путь – от рождения в цеху или на верфи до своего логического конца, то есть утилизации. Но сейчас эта промышленность – не боюсь повториться – оказалась не у дел. И никто толком не знает, что же делать со всем этим наследием – заводами, оборудованием, людьми.

– Сегодня многие СМИ пишут о вероятных последствиях таяния полярных льдов. С одной стороны, это откроет новые перспективы для добычи углеводородов. С другой стороны, наращивание производства и сжигания углеводородного сырья приведёт к дальнейшему потеплению климата. Как же быть?

– На такие «прогнозы», как мне кажется, особого внимания обращать не стоит. Важны конкретные действия. В част-

ности, необходимо соблюдать согласованные лимиты выбросов CO₂ в атмосферу, но не делая из этого нового вида бизнеса по купле-продаже квот.

Мы по большому счёту ещё очень плохо знаем, из-за чего происходят климатические изменения в Арктике. Все говорят: выбросы, выбросы... Но только ли они? А учитываются ли все остальные побочные процессы, источником которых является наша цивилизация? К тому же таяние льдов – это признак скорее не потепления, а грядущего похолодания земной поверхности. Эта последовательность была весьма образно и точно изображена в американском фильме-катастрофе «Послезавтра». Поэтому необходим серьёзный научный анализ происходящего.

– Помимо экологических проблем, арктические проекты могут столкнуться и с трудностями в сфере подбора кадров. Нужно ли, на Ваш взгляд, разрабатывать специальные программы для обучения специалистов работе на шельфе?

– Программы составлять мы любим. Но главное – в другом. Основная задача на сегодня – захватить молодых специалистов достойной их внимания целью, разбудить у них интерес к своему делу, увлечь перспективой роста и, конечно же, обеспечить хорошей зарплатой. И это надо делать уже на уровне институтского образования.

К сожалению, сегодня всего этого нет, и главное – нет самого пафоса профессии. Вспомним, как до войны поддерживалось, скажем, развитие авиации. Мальчишки мечтали о самолётах и глядели в небо, затаив дыхание, «Осоавиахим» работал, Сталин целовался с Чкаловым, каждый новый тип крылатой машины обсуждался чуть ли не на кухонном уровне – во всяком случае, вся страна была в курсе её скоростных и высотных возможностей, критически сопоставляла её параметры с иностранными аналогами. Именно это и привело впоследствии к тому, что, даже пережив тяготы первых месяцев войны, мы всё равно оказались на высоте и в прямом, и в переносном смысле...

Сегодня надо делать то же самое. Необходимо, чтобы вся страна знала не всяких там «звёзд», участвующих в различных конкурсах, ток-шоу или сериалах, а прежде всего настоящих тружеников... Чтобы освоение того же Северного Ледовитого океана снова стало мечтой! Разве это не достойный объект приложения усилий? Вполне, да ещё какой! ■

Х ЮБИЛЕЙНАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ВЫСТАВКА

SevTec

**18-20
НОЯБРЯ
2014**

Организаторы:



murmanexpo.ru

Соорганизатор:



Поддержка:

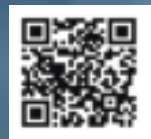


III МУРМАНСКАЯ
МЕЖДУНАРОДНАЯ
ДЕЛОВАЯ НЕДЕЛЯ
17-21 НОЯБРЯ

Основная цель выставки – демонстрация технологий и решений для промышленности и бизнеса Арктической зоны РФ, презентации масштабных проектов, реализуемых в Арктике.

«SevTec'14» позволит участникам узнать о последних российских и международных разработках, технологических решениях и инструментах для повышения эффективности бизнеса, работающего в суровых климатических условиях.

Подробную информацию об участниках и мероприятиях деловой программы можно получить на сайте:
www.murmanexpo.ru/sevtec/



**Россия
Мурманск**
Ледовый дворец

16+

Партнёр:



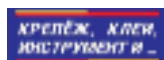
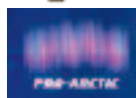
Официальный
полиграфический
партнёр:



Генеральный
информационный
партнёр:



Информационные
партнёры:



Контакты:

АНО «МурманЭКСПОцентр»
183038, г. Мурманск, ул. Володарского, 6
тел., факс: +7 8152 55 11 30
+7 8152 55 11 33
e-mail: murmanexpo@gmail.com
expo@murmanexpo.ru

Обратная сторона «шельфового монополизма»



«Газпром»

Разделение морских участков между двумя госкомпаниями ещё не является залогом рационального и эффективного использования их углеводородных ресурсов

Олег СУПРУНЕНКО,

доктор геолого-минералогических наук, заместитель директора по научной работе, заведующий отделом нефтегазоносности Арктики и Мирового океана;

Виктория СУСЛОВА,

кандидат геолого-минералогических наук, заведующая сектором анализа лицензионной деятельности;

Татьяна МЕДВЕДЕВА,

ведущий специалист сектора анализа лицензионной деятельности;

Сергей СТОЯНОВ,

ведущий специалист сектора анализа лицензионной деятельности (ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И. С. Грамберга», Санкт-Петербург)

В 1970-е годы, когда о широкомасштабном освоении нефтегазовых ресурсов континентального шельфа страны только начинали думать, профессор Борис Дьяков, бывший в то время заместителем директора ВНИГРИ по научной работе, сравнил эту задачу по сложности и значимости с освоением космоса. Тогда данное предостережение не восприняли всерьёз. А последовавшие в конце 1970-х – начале 1990-х годов открытия месторождений нефти и газа на северо-восточном шельфе Сахалина и в западно-арктических морях, казалось, сулили быстрое превращение углеводородных ресурсов шельфа в надёжный резерв нефтегазодобывающей промышленности.

Но уже в то время было очевидно, что для достижения успеха на шельфе необходимо использовать передовой зарубежный опыт в области техники и технологий морских ГРП на нефть и газ. В результате освоение Сахалина началось в рамках советско-японского соглашения, а в ходе работ широко использовались финская техника (буровые установки и буровые суда «Виктор Муравленко», «Михаил Мирчинк», «Валентин Шашин»), геофизические и вспомогательные корабли, созданные на верфях Финляндии и Польши. За рубежом началась подготовка российских специалистов для обслуживания этого оборудования...

ЭСТАФЕТА НА ШЕЛЬФЕ

В новой России, лишившейся за годы «перестройки» большей части буровой техники, для начавшегося освоения месторождений сахалинского шельфа была применена модель соглашений о разделе продукции (СРП). Так, в рамках проекта «Сахалин-1» (нефтегазоконденсатные месторождения Одопту-море, Чайво, Аркутун-Даги) создали консорциум из пяти компаний: «Эксон Нефтегаз Лимитед» (дочерняя компания корпорации ExxonMobil) – 30%, «Роснефть» – 20%, японский консорциум «Сахалин Ойл энд Газ Девелопмент Ко. Лтд.» (SODECO) – 30%, государственная индийская нефтедобывающая компания ONGC – 20%.

К реализации проекта «Сахалин-1» «Эксон Нефтегаз Лимитед» привлёк большое число зарубежных компаний – Baker Hughes INTEQ, Champion technologies, Expro International Group PLC, Emerson, Foss Maritime, J. Ray McDermott, Panalpina и др. К ноябрю 2001 г. период геологического изучения недр был завершён и консорциум объявил о рентабельности проекта. В 2005 г. в эксплуатацию ввели месторождение Чайво. Благодаря применению новейших техники и технологий уже в I квартале 2007 г. добыча нефти на нём достигла 34 тыс. т в сутки.

Уже к середине 2006 г. прямые иностранные инвестиции в проект превысили 6 млрд долларов. На месторождении Чайво работает самая мощная в мире наземная буровая установка «Ястреб», позволяющая вести бурение скважин с отходом ствола от вертикали более чем на 11 км. Она была доставлена из США. В июне 2013 г. пробурили скважину Z-42, протяжённость ствола которой составила 12700 м при отходе забоя от вертикали на 11739 м. На её строительство потребовалось всего 73 дня, при этом была достигнута высокая точность проводки – забой скважины находился в пределах 4 м от запланированной отметки.

Здесь же, но уже в море, действует добывающая платформа «Орлан». Её вывели из консервации на арктическом склоне Аляски, доставили для реконструкции и модернизации на судоремонтный завод в Хабаровском крае, затем она поступила на заводы Южной Кореи, где прошла окончательное переоборудование.

Суммарная накопленная добыча нефти на месторождениях Чайво и Одопту-море (Центральный и Южный купола) к настоящему времени превысила 56 млн т. По утверждению оператора проекта, «...прямые поступления, которые получит российская сторона за весь срок его реализации, превысят 50 млрд долларов», а «...число рабочих мест непосредственно на проекте и в обслуживающих его отраслях для российских граждан за весь период реализации “Сахалина-1” превысит 13000»¹.

Проект «Сахалин-2» (месторождения Лунское и Пильтун-Астохское) реализуется корпорацией «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.», зарегистрированной на Бермудских островах. Изначально её акционерами, согласно лицензии, являлись Marathon Sakhalin Ltd. (Каймановы острова), McDermott Sakhalin Ink. (Нидерланды), Mizui Sakhalin Development (Япония) и Shell Development Sakhalin (Нидерланды). В 2008 г. 20-процентную долю в проекте получил «Газпром». Впоследствии он довёл её до 50% + 1 акция.

Добыча нефти на Пильтун-Астохском месторождении началась ещё в 1999 г., и к настоящему времени уже извлечено более 35 млн т. Производство газа стартовало в 2004 г. (суммарно получено более 3,7 млрд м³). В 2009 г. приступили к добыче газа на Лунском месторождении, на базе которого построен завод по сжижению. На сегодняшний день здесь добыто более 69 млрд м³ газа (свободного и газовых шапок).

Таким образом, начатые в 1990 годы проекты СРП на сахалинском шельфе успешно реализуются, прежде всего в части добычи крупных объёмов нефти и газа. Но остаётся вопрос: насколько их осуществление «двинет» вперёд отечественные технику и технологии?

Начался ли прорыв на шельфе?

Последние годы, несомненно, отмечены крупными достижениями в развитии техники и технологий морской добычи. В частности, на верфях ОАО «Выборгский судостроительный завод» по заказу ООО «Газфлот» (100-процентное дочернее предприятие «Газпрома») построили две буровые платформ VI поколения – ППБУ «Полярная звезда» и «Северное сияние», работающие в настоящее время на Сахалинском шельфе. Впервые в российской практике был введён в эксплуатацию подводный добычный комплекс на месторождении Кириновское («Газпром»).

Тем не менее наши государственные монополисты – «Роснефть» и «Газпром» – и их «товарищи по оружию», в частности «НОВАТЭК», придерживаются беспроигрышной (по мнению большинства специалистов) стратегии: «ни шагу без зарубежных партнёров», по крайней мере на начальной стадии проекта.

Так, партнёрами «Роснефти» в западно-арктических морях являются:

- компания Eni – участки Федынский и Центрально-Баренцевский;
- Statoil – участок Персеевский;
- ExxonMobil – участки Восточно-Приновоземельские – 1, 2, 3 и Северо-Карский.

В восточно-арктическом секторе континентального шельфа РФ компания ExxonMobil осваивает лицензионные участки Усть-Ленский, Усть-Оленекский, Анисинско-Новосибирский, Северо-Врангелевские – 1, 2 и Южно-Чукотский.

В Охотском море на девяти лицензионных участках «Роснефти» её партнёры сегодня – Statoil, ExxonMobil, Sodeco, ONGS, Sinopec, INPEX.

В Чёрном море на лицензионных участках госкомпания работает тот же ExxonMobil (Туапсинский прогиб) и итальянская Eni (Западно-Черноморская площадь).

В 2013 г. полевые работы проводили такие организации, как ОАО «МАГЭ», ОАО «Севморнефтегеофизика», ОАО «Дальморнефтегеофизика» (ДМНГ), ГНЦ ФГУП «Южморгеология». В обработке полевых материалов сейсморазведки в прошлом году участвовали ДМНГ, «ЛАРГЕО», «ПетроТрейс Глобал», «ГеоПрайм».

Благодаря совместным усилиям российских и зарубежных специалистов 25 декабря 2013 г. «Роснефть» на расширенном совещании у министра природных ресурсов и экологии РФ С. Донского смогла рапортовать: «Выполнение геологоразведочных работ на шельфе Российской Федерации... осуществляется с опережением лицензионных обязательств».

В качестве уточнения отметим, что в 2013 г. компания с опережением осуществила объёмы сейсморазведки 2D, которые по имеющимся лицензионным обязательствам должны были выполняться в 2014 г. и позже. Было отработано почти 33 тыс. пог. км (в 2012 г. – 10 тыс. пог. км). В то же время сейсморазведки 3D выполнено лишь 2,6 тыс. км² против 8 тыс. км² в 2012 г. Не было пробурено ни одной поисково-разведочной скважины, тогда как в 2012 г. их было 2, столько же планируется на 2014 г.

Между тем, в своём выступлении на 22 Мировом энергетическом конгрессе в г. Тегу (Южная Корея) в октябре 2013 г. президент «Роснефти» Игорь Сечин сообщил, что по 44 лицензиям, принадлежащим компании, до 2030 г. планируется пробурить 89 поисковых скважин, 223 разведочные и около 300 эксплуатационных. Далее он заявил: «По нашим оценкам, только в Карском море в рамках совместных с ExxonMobil Восточно-Приновоземельских проектов для освоения ожидаемых запасов лицензионных участков потребуются бурение более 4 тыс. эксплуатационных скважин, большая часть из которых будет разрабатываться морским бурением с подводным заканчиванием».

С учётом этих данных ясно, что и в ближайшие 15–20 лет без помощи зарубежных партнёров не обойтись. Так, в нынешнем году для бурения на участке Восточно-Приновоземельский-1 (структура Университетская) используется ППБУ West Alpha.

Огромная роль в проекте освоения Штокмановского газоконденсатного гиганта (почти 4 трлн м³ газа, глубины моря до 350 м) принадлежала, по крайней мере на начальном этапе, зарубежным партнёрам «Газпрома» – норвежской Statoil и французской Total. Но, как известно, из-за изменения ситуации на газовом рынке консорциум распался. Тем не менее на вышеупомянутом расширенном совещании (25 декабря 2013 г.) член правления, начальник Департамента по добыче газа, газового конденсата и нефти «Газпрома» В. Черепанов доложил, что в 2013 г. по Штокмановскому месторождению «утверждён проектный документ “Технологическая схема разработки”, проводи-

¹ «Сахалин-1». Новые Рубежи. Издательство «Пенн Вэлл».

лась корректировка обоснования инвестиций, выполнялась стадия проектно-изыскательских работ по морским объектам и морскому порту с хранилищами СПГ».

На Каспии создано совместное предприятие – «Нефтегазовая компания Центральная» («Газпром» – 25%, «ЛУКОЙЛ» – 25%, «КазМунайГаз» – 50%). В декабре 2013 г. это СП подало заявку на получение лицензии для доразведки и последующего освоения на условиях СРП трансграничной структуры Центральная (месторождение Центральное) на севере Каспия.

«НОВАТЭК», реализующий крупнейший российский проект по сжижению природного газа «Ямал СПГ» стоимостью около 27 млрд долларов, привлёк в качестве партнёров Total и китайскую CNPC. Их общая доля в проекте составляет 40%. «Ямал СПГ» предполагает освоение Южно-Тамбейского месторождения и строительство трёх очереди СПГ-завода общей мощностью 16,5 млн т СПГ в год. В проект уже вложено 2,6 млрд долларов. Первую очередь завода планируется ввести в эксплуатацию в 2017 г.

Параллельно Минприроды и Роснедра налаживают широкие контакты с Норвегией в лице Норвежского нефтяного директората (NPD) в рамках межгосударственного Договора о разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море и Северном Ледовитом океане. На встрече, состоявшейся 6 марта 2014 г. в Минприроды, представители российской и норвежской сторон обсудили следующие вопросы:

- текущее состояние реализуемых проектов по геологоразведке;
- проведение регулярных встреч профильных геологических институтов с NPD для разработки совместных программ;
- формирование геологическими службами двух стран плана совместных полевых исследований и научно-практических конференций;
- кооперацию между NPD и Роснедрами в области управления геолого-геофизической информацией;
- пересечение линии разграничения морских пространств между Россией и Норвегией при выполнении сейсморазведочных работ;
- законодательную базу РФ и пути регулирования разработки лицензионных участков в акваториях, пересекаемых государственными границами;
- возможные спорные вопросы при проведении сейсморазведки в 2014 г., пути взаимодействия для их решения;
- создание межправительственной комиссии по регулированию операционной

деятельности и разрешению конфликтных ситуаций при работе на приграничных участках бывшей «спорной зоны».

Будем надеяться, что широкое сотрудничество российских и зарубежных ведомств и компаний в области изучения и освоения отечественного континентального шельфа продолжит успешно развиваться, несмотря на сложную международную обстановку, и приносить взаимную долговременную пользу.

Но старший научный сотрудник ИМЭМО РАН Михаил Субботин справедливо заметил в одном из номеров журнала «Нефть России» (№ 12 за 2013 г.): «... необходимо развитие отечественной производственной базы. Если в ближайшее время не будут созданы собственные мощности для выполнения работ на шельфе, львиная доля финансовых средств, выделяемых недропользователем, окажется прибылью зарубежных сервисных компаний. А льготы, предоставляемые Россией для работы на шельфе, станут мультипликатором для промышленности других стран, то есть ещё и мультипликатор «эмигрирует»...»

ЗАКОН СУРОВ, НО НЕ ДЛЯ ВСЕХ

Законодательство в сфере геологического изучения и освоения нефтегазовых ресурсов шельфа развивалось параллельно со становлением постсоветского российского государства.

Опробовав на примере «Сахалина-1» и «Сахалина-2» механизм соглашений о разделе продукции, государство приступило к формированию многоаспектной юридической основы для геологоразведочных и поисково-добычных работ на шельфе.

В 1994–1995 гг. группа морских научно-исследовательских и производственных организаций (ВНИИОкеангеология, Санкт-Петербург; ВМНПО «Союзморгео», ГП «Арктикморнефтегазразведка», трест «Севморнефтегеофизика», ГП «МАГЭ», г. Мурманск; ГП «Севморгео», Санкт-Петербург) подготовила «Концепцию изучения и освоения углеводородных ресурсов континентального шельфа Баренцево-мурской провинции». Данный документ затем был одобрен Экспертным советом при Правительстве РФ.

Эта концепция стала первым в отечественной геологоразведочной практике документом, реализующим принцип свободного привлечения наряду с государственными недропользователями широкого круга негосударственных инвесторов, в том числе зарубежных. Одиннадцать участков шельфа, сгруппированные в четыре раунда, были предложены на откры-

тые конкурсы. Кроме того, для отечественных компаний (в первую очередь государственных) предлагалась площадь на юго-востоке Печорского моря, включающая участки Варандей-Медынский, Южно-Долгинский и Северо-Долгинский, Алексеевский, Полярный, Северо-Гуляевский. В составе второй резервной площади – Лудловский и Лунинский блоки.

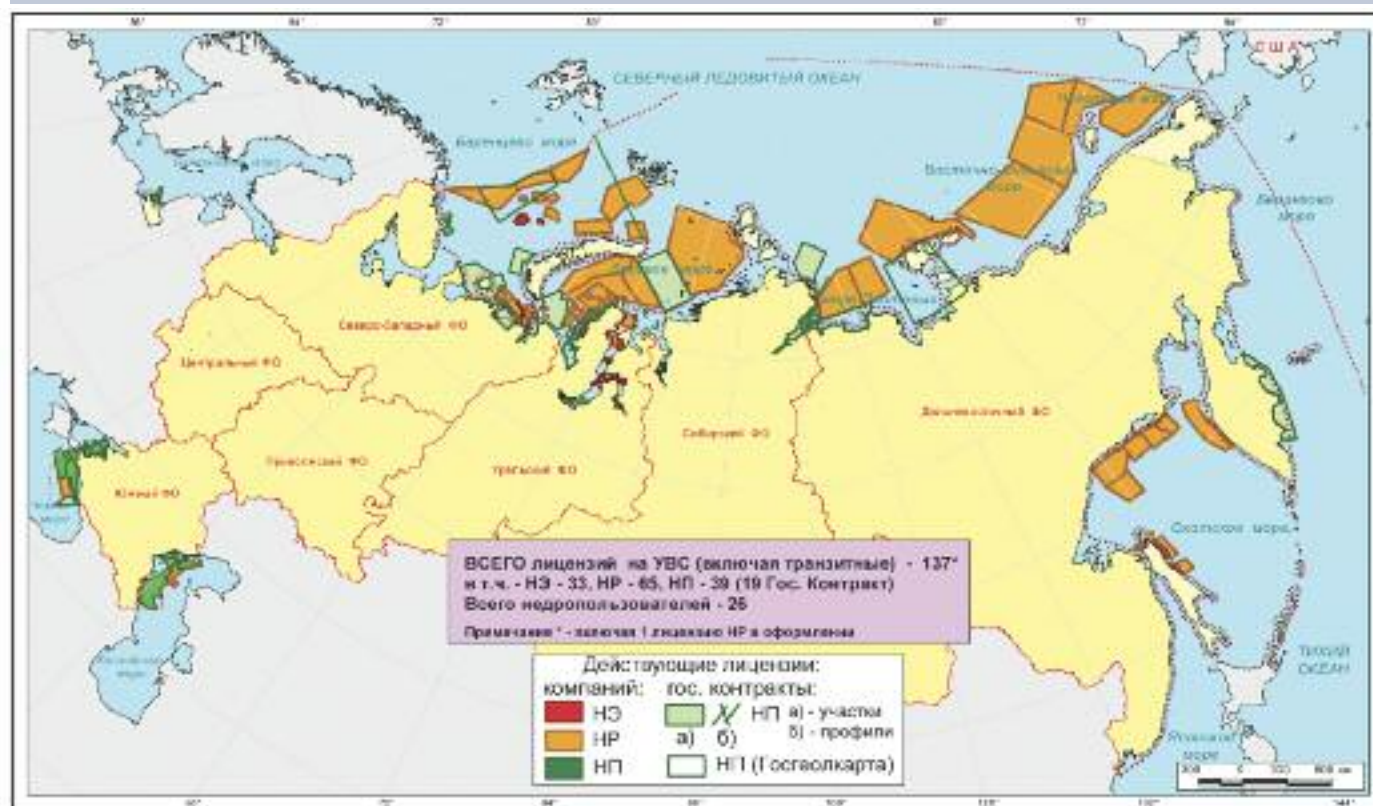
Первый лицензионный конкурс «Баренц-1» состоялся в 1999 г. в Геленджике на базе ГНЦ «Южморгеология» и не вызвал большого ажиотажа. Его победитель – ГУП «Арктикморнефтегазразведка» – получил лицензию на проведение работ на Поморском, Колоколморском и Варандей-Медынском участках. Тем не менее «процесс пошёл», и к 2000 г. было выдано уже 15 лицензий на проведение работ на шельфах Баренцева и Карского морей.

В 2008 г. в Федеральный закон «О недрах» внесли важное изменение, согласно которому право на поисково-разведочные и добычные работы на нефть и газ на континентальном шельфе получили лишь две государственные компании – «Газпром» и «Роснефть». Фактически им было предоставлено право заявительного доступа на шельф. Правда, до середины 2010 г. обе компании особой активности в реализации этого права не проявляли, особенно в арктическом секторе. Так, «Роснефть» в 2003-м, 2006-м и 2007 г. получила лишь по одной лицензии (одну – в Чёрном море, две – в Охотском). Но во второй половине 2010 г. госкомпания подала сразу 39 заявок на получение лицензий на период до 2020 г. (31 – «Роснефть» и 8 – «Газпром»).

В дальнейшем «Газпром» попытался компенсировать количественный «проигрыш на старте», и к концу февраля 2014 г. наши государственные компании вместе с дочерними и зависимыми обществами владели 82 лицензиями. Из них 44 (в том числе одна в транзитной зоне «суша – море») принадлежали «Роснефти», а 38 (в том числе семь транзитных) – «Газпрому». Лицензии госкомпаний включают практически все наиболее перспективные участки российского шельфа. Для сравнения отметим, что «ЛУКОЙЛ» обладает всего 10 лицензиями (в том числе четырьмя транзитными) преимущественно на Каспии и в российском секторе Балтийского моря, «НОВАТЭК» – шестью лицензиями (в том числе четырьмя транзитными) вблизи Ямала, независимые компании – 15 лицензиями (в том числе тремя транзитными), в основном в южных морях России (см. рис. 1).

Таким образом, практически в полное распоряжение госкомпаний перешли все

Рис. 1. Современное лицензионное состояние



наиболее перспективные районы континентального шельфа, включая обширные площади на севере Карского моря, а также в восточно-арктических морях (Лаптевых, Восточно-Сибирском, Чукотском), где ещё не завершён этап регионального геологического изучения, выполнение которого, в соответствии с действующим законодательством, является функцией Федерального агентства по недропользованию. Поскольку в подобной ситуации резко сужался фронт работ по госзаказу на региональные геолого-геофизические исследования для отечественных морских геофизических предприятий («МАГЭ», «Севморнефтегеофизика», «Дальморнефтегеофизика», ГНЦ ФГУП «Южморгеология»), авторы в своё время предлагали заморозить действие выданных лицензий и отложить приём заявок на лицензионные участки, пока в этих акваториях не будут завершены региональные ГРП. Отклика наше предложение не получило, и «процесс пошёл» с нарастающим темпом.

Попытка изменить ситуацию с «шельфовым монополизмом» двух госкомпаний была предпринята в подготовленном Минприроды в конце 2011 г. проекте «Программы разведки континентального шельфа и разработки его минеральных ресурсов», который в целом был одобрен на за-

седании правительства 2 августа 2012 г. В данном проекте к 2030 г. намечалось довести добычу нефти на шельфе до 66,2 млн т в год, газа – до 231 млрд м³ в год. Предполагалось также увеличить число недропользователей на шельфе за счёт частных компаний, разрешить мультиклиентные съёмки, ужесточить условия возврата лицензий в нераспределённый фонд недр и т. д. Однако уже 23 июля 2013 г. на сайте правительства был опубликован проект поправок к Закону «О континентальном шельфе», которые предполагают отмену обязательной госпрограммы по разработке шельфа. В пояснительной записке отмечается, что в России существуют ограничения на доступ к шельфовым проектам: «Освоением шельфа могут заниматься только две госкомпании – «Роснефть» и «Газпром». Поэтому госрегулирование этой области может осуществляться через лицензии на право разработки участков».

Эта мысль нашла ещё более чёткое выражение в выступлении заместителя министра природных ресурсов и экологии РФ Д. Храмова на совещании 25 декабря 2013 г.: «В связи с принятием решения об усилении роли государственных компаний в освоении шельфа средства федерального бюджета, выделенные для морской геологоразведки, целесообразно перенаправить

в акватории, где могут быть подготовлены участки для аукционов (транзитные зоны внутренних морских вод и территориального моря)».

Причём государство в 2013 г. приняло новые законы о налогообложении разведки и добычи углеводородов, которые, как отметил в своём выступлении на 22 Мировом энергетическом конгрессе И. Сечин, «...позволят... увеличить почти в 2,5 раза эффективность проектов при разработке новых месторождений на шельфе». «При этом существенно снижены административные ограничения, упрощён режим операторских соглашений и вычетов доходов из налогооблагаемой базы, приняты другие меры, облегчающие вхождение международных партнёров в крупные проекты. Таким образом, законодательно оформлен наиболее привлекательный режим разработки шельфа в мире», – полагает глава «Роснефти».

В то же время «Роснефть» жалуется на сложную процедуру прохождения документов в правительстве: одобрение документации, необходимой для добычи на шельфе, требует более 60 согласований и может занимать два года. Кроме того, необходимо:

- решить вопросы ввоза отходов на территорию страны;

- упростить формат паспортно-визового контроля для работников морских буровых платформ и судов;

- разрешить зарубежным партнёрам компании (операторам ряда шельфовых проектов) владеть необходимым для работ оборудованием и использовать его, что на данный момент запрещено российским законодательством.

Справедливо отмечено В. Андриановым: «Существенным препятствием для шельфовых проектов стало то, что у них нет единственного правительственного “куратора”, зато много “контролёров”»².

Со своей стороны отметим ещё одно упущение в действующем законодательстве: оно позволяет частным компаниям (в том числе спонсируемым зарубежными инвесторами) в обход Минприроды и Роснедр, ответственных за региональное изучение континентального шельфа, выполнять значительные объёмы геофизических работ на российском шельфе и оценивать его ресурсный потенциал. Так, Марк Томас сообщает: «В конце 2011 г. компания TGS-NOPEC провела 2D-разведку в российской части Арктики (4500 км в море Лаптевых и 3200 км в Восточно-Сибирском море). Этот конкретный сейсмо-разведочный проект был осуществлён в партнёрстве с компанией «Дальморнефтегеофизика» (ДМНГ) по договору о совместном проведении 2D-разведки, подписанному в начале 2011 г.»³.

В целом состояние дел на шельфе, прежде всего арктическом, заставляет говорить о необходимости создания государственной межведомственной программы изучения и освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа страны. Об этом предельно чётко сказано в разделе IV.5 проекта Морской доктрины: «Развитие различных видов морской деятельности осуществляется на основе программно-целевых методов планирования в рамках соответствующих государственных программ Российской Федерации».

Формирование такой программы для шельфа особенно актуально в связи с тем, что «Роснефть», согласно заявлению премьер-министра Дмитрия Медведева, должна быть к 2016 г. полностью выведена из-под прямого контроля государства.

ГРП по госзаказу

При отсутствии упомянутого межведомственного документа программа региональных морских исследований, выпол-

няемых за счёт средств государственного бюджета, реализуется путём формирования ежегодных Перечней объектов государственного заказа Федерального агентства по недропользованию по воспроизводству минерально-сырьевой базы углеводородного сырья.

Основными критериями, обосновывающими целесообразность проведения ГРП, направленных на изучение недр, локализацию и оценку ресурсного потенциала углеводородного сырья, являются:

- соответствие задачам госпрограммы «Воспроизводство и использование природных ресурсов» (утверждена распоряжением Правительства РФ от 26.03.2013 г. № 436-р) и рациональному недропользованию в районах действующих нефтегазодобывающих предприятий;

- состояние минерально-сырьевого потенциала субъекта РФ (аналогично для районов континентального шельфа) и наличие перспектив наращивания ресурсов углеводородного сырья;

- необходимость оценки ресурсного потенциала и создания резерва участков недр, обеспечивающих формирование сырьевых баз в пределах намечаемых к освоению территорий (участков шельфа).

В целях экспертизы предложений, подготавливаемых организациями, создаётся комиссия, состоящая из представителей Роснедр и ведущих научно-исследовательских институтов (ФГУП «ВНИГНИ», ФГУП «ВНИИОкеангеология им. И. С. Грамберга», ФГУП «ВНИИгеосистем»). Департамент «Моргео» проводит анализ данных предложений с учётом мнений экспертной комиссии, готовит проект перечня объектов госзаказа к рассмотрению Роснедрами. Окончательный перечень утверждается Федеральным агентством по недропользованию.

Государственный заказ на проведение региональных работ на нефть и газ распределяется на основе открытых конкурсов, процедура проведения которых регламен-

тируется законодательством. А в части, прямо не урегулированной в законах, используется конкурсная документация, публикуемая на сайте www.zakupki.gov.ru.

Ежегодно на континентальном шельфе РФ начинается финансирование нескольких новых объектов региональных ГРП наряду с объектами, переходящими с прошлого года. Так, в 2013 г. данные работы проводились на 22 объектах, в том числе на 16, которые перешли с 2012 г. (12 – объекты ГРП, 4 – тематические работы), и на шести новых (5 – ГРП, 1 – тематические работы). Суммарная площадь акваторий, занимаемая объектами региональных работ, составляла более 700 тыс. км². По состоянию на 31.12.2013 г. были завершены работы на 7 объектах (5 – ГРП, 2 – тематические работы). Всего в 2013 г. в арктических и дальневосточных (восточное побережье Камчатки) морях отработано сейсмомонопрофилей МОВ ОГТ 2D 21644 пог. км, гравиразведки – 18692 пог. км, магниторазведки – 17529 пог. км.

Максимальные объёмы полевых работ осуществлены в Карском море (всего 9821 пог. км), из них «Севморнефтегеофизика» выполнила 4991 пог. км на Припайхойской моноклинали, «МАГЭ» – 3700 пог. км в районе Северо-Сибирского порога и прилегающих структур. В акватории Баренцева моря (с Печорским) выработано 4150 пог. км, в том числе 3200 пог. км «МАГЭ» на Гусиноземельской площади южного Предновоземелья. Полевые работы МОВ ОГТ 2D в объёме 4673 пог. км проведены в море Лаптевых, в том числе «МАГЭ» отработало 2700 пог. км, ГНЦ ФГУП «Южморгеология» – 1243 пог. км, «Севморнефтегеофизика» – 730 пог. км. «Дальморнефтегеофизика» в Тихом океане (подводная окраина Восточной Камчатки) – 3000 пог. км комплексных геофизических профилей (см. табл. 1).

В 2013 г. общий объём финансирования работ на нефть и газ из средств федерального бюджета составил 1,955 млрд рублей,

Табл. 1. Объёмы ГРП, выполненные за счёт средств федерального бюджета в 2013 г. (по акваториям морей РФ)

Шельфы морей	Объёмы ГРП, выполненные в 2013 г.		
	Сейсморазведка (МОГТ, КМПВ), пог. км	Гравиразведка, пог. км	Магниторазведка, пог. км
Баренцево море	3950	3950	3950
Печорское море	200		
Карское море	9821	9042	7879
Море Лаптевых	4673	2700	2700
Арктические моря РФ, всего	18644	15692	14529
Тихий океан (Восточная Камчатка)	3000	3000	3000
Дальневосточные моря РФ, всего	3000	3000	3000
КС РФ, всего	21644	18692	17529

² Нефтегазовый сервис. Тематическое приложение к газете «Коммерсант». 2014 г. 30 марта. № 50. С. 30.

³ ROGTEC Magazine, March 16th, 2012.

Табл. 2. Основные результаты по объектам региональных ГРП, завершённым в 2013 г.

Море	Район работ	Прирост ресурсов УВ, млн т н. э.	Категория ресурсов	Основные результаты работ	Количество выявленных нефтегазоперспективных объектов
Баренцево	Предново-земельская структурная область	84,97	D _{2л}	В пределах изученной площади закартировано 17 локальных антиклинальных поднятий. Локализованные прогнозные ресурсы (кат. D _{2лок.} извл.) оценены в 84,97 млн т н. э.	17
Карское	Северная акватория Енисейского залива	584	D _{1л} + D _{2л} (извл.)	Количество локальных объектов потенциального углеводородонакопления увеличилось по сравнению с 2010 г. с 3 объектов до 10. Локализованные ресурсы венд-нижне-среднепалеозойских отложений (кат. D _{2л}) составили: газ – 319 млрд м ³ , нефть – 124 млн т. Локализованные ресурсы нефти верхнепалеозойских отложений (кат. D _{2л}) – 76 млн т. Локализованные ресурсы газа юрских отложений (кат. D _{1л}) – 40 млрд м ³ . Локализованные ресурсы нижнемеловых отложений (кат. D _{1л}) составили: газ – 20 млрд м ³ , нефть – 5 млн т	7
Лаптевых	Притаймырский район	1816,5	D ₂ извл.	Выявлены 23 локальных поднятия (из них 16 по подошве осадочного чехла, 7 по горизонтам в осадочном чехле), оценены прогнозные ресурсы по кат. D ₂ – 1816,50 млн т н. э. (извл.), в т. ч. ресурсы нефти – 400,51 млн т. Прогнозные ресурсы по кат. D ₂ по локальным объектам оценены в 81,41 млн т н. э., в т.ч. ресурсы нефти – 19,24 млн т	23
Восточно-Сибирское	НГБ континентальной окраины Восточно-Сибирского моря	900	D ₂	В верхнемеловом-кайнозойском осадочном чехле закартировано 15 локальных поднятий. Оценка локализованных ресурсов не проводилась. Прогнозные НСР УВ изученной площади оценены по кат. D ₂ в 0,9 млрд т н. э.	15
Берингово	Ильпинский и Олюторский НГБ	97,6	D _{1л}	На изученной площади закартированы 68 локальных антиклинальных структур, в т.ч. вновь выявленных – 37. Благоприятные условия для формирования залежей УВ прогнозируются авторами отчёта в 8 тектонически-экранированных структурах южно-ильпинско-кыланского сейсмокомплекса (в Илирской, Лаврова, Тавухина, Тавухина 1, Карагинской, Северо-Карагинской, Приметной 2, Кичигинской) и тектонически-экранированной структуре Тавухина пахачинского сейсмокомплекса. Суммарные ресурсы 8 структур оценены в 97,6 млн т н. э. по кат. D _{1л}	37
За 2013 г. прирост прогнозных ресурсов кат. D ₁ + D ₂ , всего		3483,07	D ₁ + D ₂		99

в том числе 1,831 млрд – региональные геофизические работы, 0,124 млрд – тематические. При этом 1,575 млрд (80,56% от общего объёма затрат) было направлено на проведение ГРП и тематические исследования арктических морей, 0,306 млрд (15,65%) – шельфов дальневосточных морей, 0,03 млрд (1,53%) – на тематические исследования, охватывающие континентальный шельф России в целом, и 0,044 млрд (2,251%) – на сопровождение геофизических работ на нефть и газ на море и в транзитной зоне РФ.

Основные результаты по объектам региональных ГРП, завершённым в 2013 г., и прирост прогнозных ресурсов категорий D представлены в табл. 2.

На 2014 г. перешли в общей сложности 15 объектов (12 ГРП и 3 – тематические работы), главным образом они сосредоточены на шельфах арктических и дальневосточных морей. В I квартале 2014 г. Департаментом «Моргео» проведён открытый конкурс на выполнение работ по государственному заказу «Оценка перспектив нефтегазонасности российского континентального шельфа за пределами 200 миль в рамках подготавливаемой заявки в Комиссию по границам континенталь-

ного шельфа, оценка неразведанных потенциальных ресурсов углеводородов в пределах заявки на основе сейсмических исследований МОВ-ОГТ, ГСЗ». Победителем конкурса объявлено ОАО «МАГЭ».

«Частники» нарачивают инвестиции

А что же недропользователи? Сразу отметим, что 2013 год в истории освоения российского шельфа стал рекордным по объёму финансовых затрат компаний – более 37 млрд рублей против прежней максимальной суммы 30 млрд (2008-й и 2011 г.). Он также ознаменовался двумя крупнейшими достижениями – началом разработки Приразломного нефтяного месторождения (первого на арктическом шельфе!) и Кириинского газоконденсатного месторождения на шельфе Сахалина (первая добыча с использованием подводного комплекса).

В течение года выданы 36 новых лицензий на право пользования недрами шельфов морей России, в том числе «Роснефть» и «Газпром» получили по 17 лицензий, «Приазовнефть» и «Каспийская нефтяная компания» – по одной. Распределение новых лицензионных участков по акватори-

ям следующее: Баренцево море (с Печорским) – 12, Карское – 12, море Лаптевых – 3, Восточно-Сибирское море – 2, Чукотское – 3, Охотское – 2, Азовское и Каспийское – по одной. Общая площадь лицензионных участков, переданных в недропользование в 2013 г., составила более 780 тыс. км².

По состоянию на 31.12.2013 г. за счёт собственных средств компаний (19 недропользователей) проводились работы на 100 участках федерального значения, в том числе на 20 поисковых. Их суммарная площадь составляла 1592,3 тыс. км², или 24% от общей и 36% от перспективной площади акваторий РФ. Кроме того, 9 недропользователей владели 19 транзитными («суша – шельф») лицензиями, предусматривающими проведение работ в транзитной зоне и на прибрежном мелководье.

Затраты недропользователей на проведение ГРП и тематических исследований по акваториям распределились следующим образом: в дальневосточных морях – 47,20% от общих затрат, в Арктике – 31,29%, в южных морях – 20,95%, в российском секторе Балтийского моря – 0,56%.

Основная статья расходов на континентальном шельфе – поисково-разведочное бурение (более 38% от общих затрат). В

течение года пробурены три скважины (всего объём бурения составил 9771,3 м): две разведочные на шельфе Охотского моря на Киринском участке «Газпрома» (глубина – 2955,8 м и 3208,5 м) и одна поисково-оценочная на участке «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефти». Завершено также начавшееся в 2012 г. бурение скважины № 2 Западно-Сарматская – в 2013 г. пробурено 3607 м, забой скважины расположен на глубине 3700 м.

Наибольшие затраты на проведение сейсмических исследований связаны с сейсморазведкой методом 3D (около 14% от общих расходов), суммарный объём которой составил 6722,51 км². Сейсморазведка 3D выполнялась главным образом в дальневосточных (3610 км²) и западно-арктических (2451,51 км²) акваториях России, в южных морях отработано 661 км². На лицензионных участках «Роснефти» осуществлено 2342,76 км² съёмки 3D (34,85% от общего объёма), «Газпрома» (на Киринском и Аяшском участках в Охотском море) – 3500 км² (52,06% от общего объёма).

Финансирование сейсморазведки 2D составило 5,7% от общих затрат. Отработано 33,3 тыс. пог. км сейсмопрофилей, из них более 98% – на лицензионных участках «Роснефти». Большая часть сейсмопрофилей выполнена в западно-арктических (17,7 тыс. км) и дальневосточных (15 тыс. км) морях РФ, в южных морях их объём составил 0,6 тыс. км.

В российском секторе Балтийского моря поисково-разведочное бурение и сейсморазведочные работы в 2013 г. не выполнялись.

В прошлом году открытий новых месторождений и залежей не зафиксировано, суммарный прирост запасов категории С₁ по газу составил 50,7 млрд м³, по нефти – около 30 млн т. Запасы газа категории С₂ увеличились на 37,1 млрд м³, а нефти – уменьшились на 2,1 млн т. Прирост запасов УВ получен в дальневосточных (Охотское море, Сахалинский шельф) и южных (Каспий) акваториях России.

Добыча углеводородов на континентальном шельфе РФ в 2013 г. составила: нефти – 12,6 млн т, конденсата – 2,5 млн т, газа (свободный газ + газовая шапка) – 26,8 млрд м³, попутного газа – 1,7 млрд м³. Как и в предыдущие годы, производство УВ-сырья велось на месторождениях сахалинского шельфа – Лунском и Пильтун-Астохском (оператор – «Сахалин Энерджи»), Чайво и Одопту-море («Эксон Нефтегаз Лимитед»), Одопту-море Северный купол («Роснефть»). В Каспийском море –



Сейсморазведочные работы (3D) на Аяшском и Киринском лицензионных участках проекта «Сахалин-3»

на месторождении им. Ю. Корчагина («ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»), в Балтийском море – на месторождении Кравцовское (ДБ, «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть»). На Киринском газоконденсатном месторождении, запущенном «Газпромом» в эксплуатацию 26 октября 2013 г., добыто 0,011 млрд м³ газа; на Приразломном месторождении в Печорском море, введённом в эксплуатацию компанией «Газпром нефть шельф» в декабре 2013 г., получено 12 тыс. т нефти.

В акваториальных частях транзитных лицензионных участков финансовые затраты на геологоразведочные и тематические исследования в 2013 г. составили немногим более 150 млн рублей, в том числе в прибрежной части западно-арктических морей (Печорское и Карское) израсходовано около 145 млн рублей, а остальное – на месторождение Избербаш в Каспийском море. Бурение и сейсморазведка не проводились, выполнялись только тематические исследования и работы, относимые к категории «прочих». При этом на 10 участках из 19 работы в акваториальной части не осуществлялись, а на остальных 9 были реализованы в основном тематические исследования, охватывающие как сухопутную, так и морскую части. Наиболее значимым результатом этих исследований является выполнение «Газпромом» оперативного подсчёта запасов газа по залежи пласта ПК1 Крузенштернского месторождения. Они составили 731 млрд м³ по категории С₁.

Добыча УВ-сырья на транзитном месторождении Юрхаровское в 2013 г. состави-

ла 37,4 млрд м³ свободного газа и газа газовых шапок, 0,004 млн т нефти и 2,2 млн т конденсата. На Бейсугском газовом месторождении в Азовском море получено 0,033 млрд м³ газа.

Будет ли «взрыв» на шельфе?

Что же впереди? На нынешний год недропользователи запланировали «взрывной» рост финансирования – почти 112 млрд рублей, в том числе 60 млрд рублей (почти 50% общих затрат) – на глубокое бурение. В течение года должно быть пробурено 15 скважин на нефть и газ общей протяжённостью 48 тыс. м, в том числе 10 поисковых и 5 разведочных. Три разведочные скважины (суммарная длина – 16,8 тыс. м) будут пробурены в Охотском море на сахалинском шельфе. В акватории Печорского моря «Газпром» бурит разведочную скважину на Долгинском месторождении. На участке Восточно-Приновоземельский –1 в Карском море «Роснефть» намерена пробурить первую поисковую скважину. В южных акваториях запланировано бурение семи скважин – шести поисковых и одной разведочной.

Основываясь на предварительных планах компаний, объём сейсморазведочных исследований методом 3D превысит 15 тыс. км². Полевые работы МОГТ 3D будут выполнены в дальневосточных (18% от общего объёма), арктических (63%) акваториях и на шельфах южных морей (19%). Сейсмических профилей 2D запланировано отработать 39,6 тыс. км, подавляющая часть этих объёмов (почти 37 тыс. км) будет выполнена в арктических морях РФ, в

Рис. 2. Области с доказанной и недоказанной нефтегазоносностью на шельфе Российской Федерации

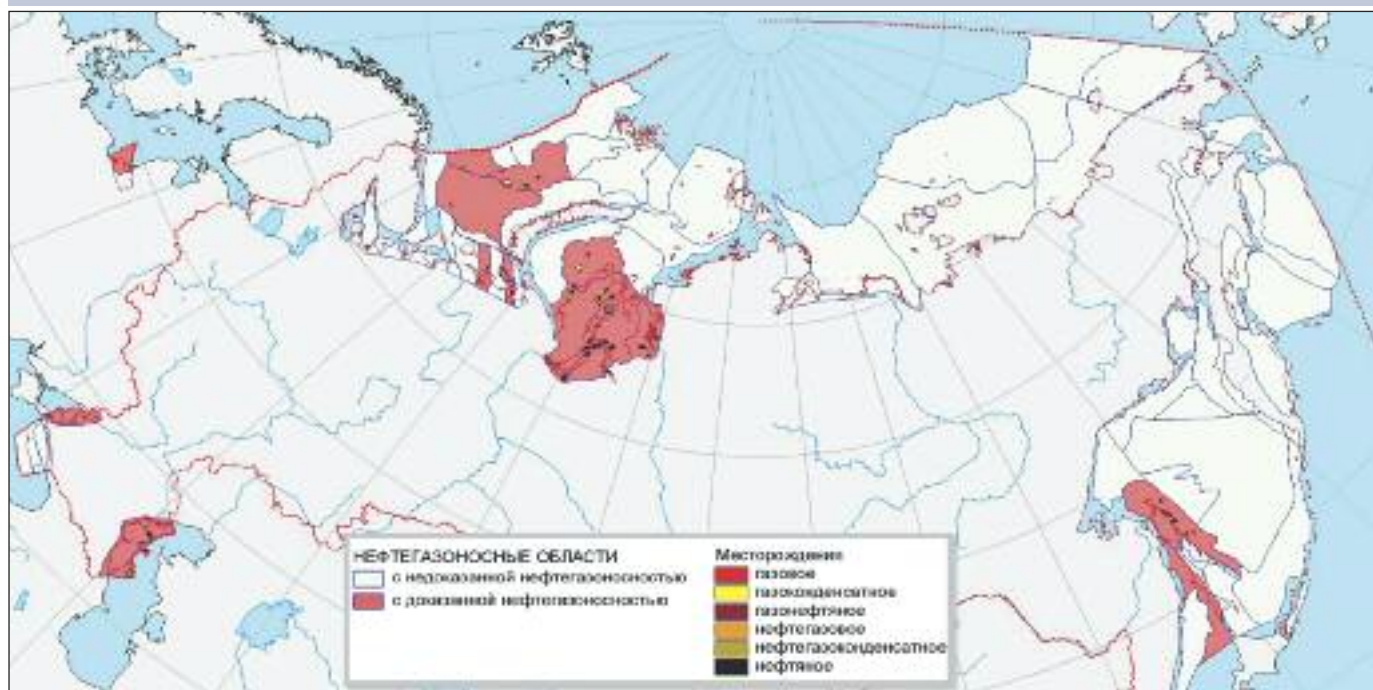
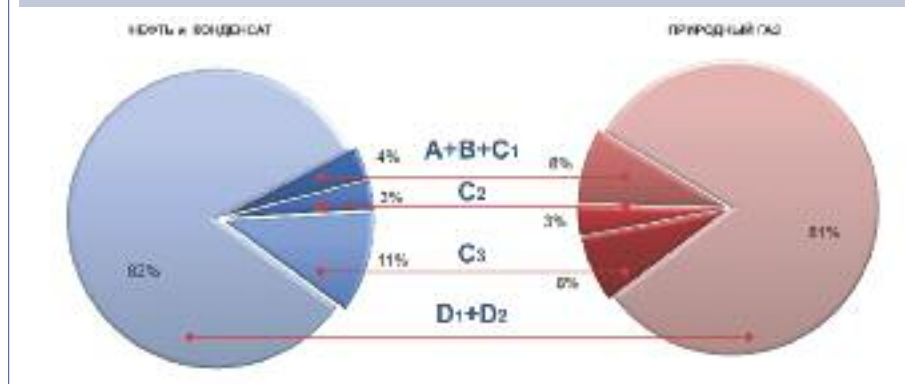


Рис. 3. Соотношение ресурсов и запасов углеводородов на континентальном шельфе Российской Федерации



том числе в Восточной Арктике – 14 тыс. км. В акваториях дальневосточных морей проведение сейсморазведочных работ МОГТ 2D не планируется.

Итоги 2013 г. и планы на 2014 г., казалось бы, дают хороший повод для оптимизма. Но остаётся ряд проблем, которые не находят своего решения при существующем способе государственного управления – путём создания краткосрочных (годовых) программ регионального изучения геологического строения и нефтегазоносности шельфа и воздействия на недропользователей через контроль за выполнением лицензионных обязательств. Тем более что и воздействие это не настолько велико, как может представляться. Так, в соответствии с ли-

цензионными соглашениями, в 2013 г. должны были быть пробурены 12 скважин, а фактически – всего 3. Компании, получив лицензии, пытаются убедить государство в необходимости изменения их условий, переноса сроков бурения. Наличие же межведомственной программы освоения шельфа, возможно, послужило бы барьером для принятия компаниями заведомо невыполнимых для них обязательств (либо невыполнимых без существенного участия иностранного капитала) и последующих изменений сроков и объёмов геологоразведки из-за отсутствия технологий и суровых природно-климатических условий.

Существуют многочисленные факторы, осложняющие освоение шельфа:

- недостаточная изученность геологического строения, выражающаяся в преобладании областей, нефтегазоносность которых ещё предстоит доказывать (см. рис. 2), и в неблагоприятном соотношении ресурсов и запасов УВ при доле ресурсов самых низких категорий ($D_1 + D_2$) более 80% (см. рис. 3);

- отсутствие в большинстве районов необходимой инфраструктуры для быстрого развёртывания геологоразведочных работ;

- гигантские потребности в отечественных технике и технологиях для морских поисков и разведки нефти и газа, которые могут стать ещё более насущными после введения государствами ЕС и США санкций против России в связи с присоединением Крыма;

- необходимость быстрого реагирования на меняющийся спрос на углеводородное сырьё на мировых рынках, включая Азиатско-Тихоокеанский регион;

- недостаточно скоординированные усилия госмонополий по первоочередному выявлению и освоению преимущественно нефтеносных районов.

Всё это является, на наш взгляд, мощным доводом в пользу создания межведомственной государственной программы изучения и освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа РФ, координируемой Правительственной комиссией по вопросам топливно-энергетического комплекса и воспроизводства минерально-сырьевой базы.

Красота и опасность морского Левиафана

Несмотря на усилия отдельных стран и мирового сообщества в целом, морская добыча и транспортировка нефти по-прежнему связаны с высокими экологическими рисками

«Газпром нефть»

Анна АННЕНКОВА

История морской добычи углеводородов в мире насчитывает уже более 75 лет – первая нефтяная платформа компании Superior Oil (ныне ExxonMobil) была установлена в прибрежной части Луизианы в 1937 г. За это время в нефтедобывающей отрасли на континентальном шельфе происходили как триумфальные победы человеческого разума над природной стихией, приводившие к покорению морских глубин и добыче оттуда «чёрного золота», так и грандиозные провалы, в одночасье превращавшие это золото в Левиафана, который, поднимаясь из глубин на поверхность, уничтожал всё живое на своём пути. И в такие моменты мир задумывался: а не слишком ли большую цену платит человек за возможность забирать у природы всё больше и больше? Об этом и стоит поговорить. Насколько нефтедобыча на шельфе действительно опасна, что можно предпринять, чтобы сделать её менее опасной, и возможно ли в перспективе вести данную деятельность вообще без рисков?

АВАРИИ НА ШЕЛЬФЕ A PRIMA FACIE

Прежде чем говорить об авариях на шельфе, стоит посмотреть на картину нефтяных разливов в целом, так как, согласно экспертным данным, утечки с нефтяных платформ составляют лишь небольшую часть от всех случаев попадания нефти в природную среду (см. табл. 1).

Табл. 1. Средний уровень аварийных утечек нефти за 1990–1999 гг., млн т в год

Источники утечек	Северная Америка	Мир в целом
Морской транспорт, в том числе	12,3	413,1
танкерные суда	5,3	100,0
сухогрузные суда	1,2	7,1
туристические суда	5,6	...
прочие виды судов	0,2	306,0
Добыча и внутренние перевозки, в том числе	6,7	53,8
платформы	0,2	0,9
сточные воды	2,7	36,0
нефтепроводы	1,9	12,0
береговые сооружения	1,9	4,9
Поверхностный смыв	54,0	140,0
Всего	73,0	606,9

Источник: S. Lentz, F. Felleman. Oil Spill Prevention: A Proactive Approach. – Vancouver, Proceedings of the 2003 International Oil Spill Conference, April 2003.

И до катастрофы платформы Deepwater Horizon в Мексиканском заливе в 2010 г. основной ужас на общественность и правительства наводили скорее аварии нефтяных танкеров. Так, если не брать в расчёт масштабные разливы из повреждённых скважин во время двух войн в Персидском заливе (ирано-иракской 1980–1988 гг. и войны Ирака с Кувейтом, или «Войны в заливе», в 1991 г.), то

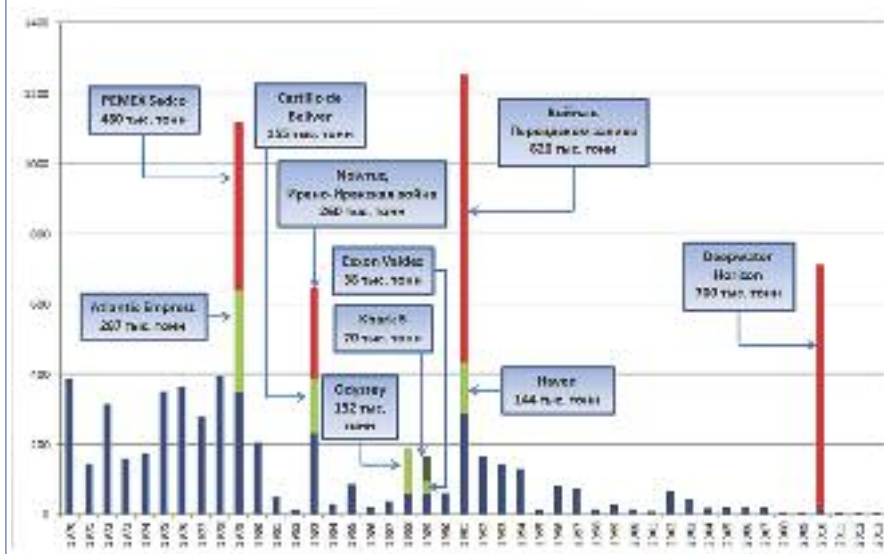
большинство разливов (по общей массе) всё же происходило во время аварий танкеров. Причём по иронии судьбы наибольший общественный резонанс вызывали относительно небольшие разливы (ExxonValdez на Аляске, Prestige в Испании), в силу того что они загрязняли наиболее ценные рекреационные зоны (см. табл. 2 и рис. 1).

Если же исследовать статистику разливов исключительно с нефтяных платформ, то можно увидеть, что, хотя на данных объектах за последние полвека в мире произошло несколько десятков серьёзных аварий, по-настоящему

Табл. 2. Наиболее крупные или значимые морские разливы нефти

Название/ компания	Объект	Когда	Где	Утечка нефти	Комментарии
Torrey Canyon	супер-танкер	19 марта 1967 г.	Берега Уэльса, Англия	120 тыс. т	Причина – столкновение со скалой. Ликвидация нефтяного пятна (площадью 30 км ²) длилась месяц, нефть загрязнила десятки километров берегов Англии и Франции
Santa Barbara / Union Oil	платформа A-21	28 января 1969 г.	Пролив Санта-Барбара, Калифорния	14 тыс. т	Первый в США крупный разлив нефти – площадь пятна составила 2 тыс. км ²
Sea Star	супер-танкер	19 декабря 1972 г.	Оманский залив	115 тыс. т	Причина – столкновение с другим судном, в результате чего корпус треснул, что вызвало пожар и взрыв. Пожар продолжался 4 дня
Urquiola	танкер	12 мая 1976 г.	Ла-Корунья, Испания	101 тыс. т	Причина – судно село на мель и взорвалось. Нефтяное пятно загрязнило ~ 200 км побережья
Amoco Cadiz	танкер	16 марта 1978 г.	Бретань, побережье Франции	227 тыс. т	Причина – в шторм столкновение со скалами. Пятно размером 330 на 150 км загрязнило более 300 км побережья Бретани
IXTOC / PEMEX	платформа Sedco 135F	3 июня 1979 г.	Мексиканский залив, Кампече, Мексика	480 тыс. т	Причина – неисправность противовыбросового превентора. Нефть выливалась из скважины IXTOC 9 месяцев и загрязнила почти 300 км побережья. PEMEX потратила 100 млн долларов на очистку и избежала выплат по искам
Atlantic Empress	танкер	19 июля 1979 г.	Тринидад и Тобаго	287 тыс. т	Причина – столкновение двух судов. По количеству вытекшей нефти это крупнейшая катастрофа на танкерном флоте
Independenta	танкер	15 ноября 1979 г.	Босфор, Турция	64 тыс. т (из 94 тыс. т)	Причина – столкновение судов и взрыв танкера. Борьба с огнём была безуспешной, и танкер горел почти месяц
Nowruz (месторождение)	платформы	24 января и апрель 1983 г.	Персидский залив, Иран	260 тыс. т	Во время ирано-иракской войны в результате столкновения корабля с одной из платформ, а также бомбёжек другой платформы они были серьёзно повреждены, что вызвало утечку нефти и пожары. Операции по ремонту скважин были затруднены из-за того, что месторождение находилось в зоне военных действий. В результате утечка из скважин длилась месяцами, а один из пожаров горел 2 года
Castillo de Bellver	танкер	6 августа 1983 г.	Бухта Салдана, Южная Африка	155 тыс. т (из 250 тыс. т)	Причина – в результате пожара танкер развалился пополам. Течение унесло нефтяное пятно в океан, и побережье ЮАР не пострадало
Odyssey	танкер	10 ноября 1988 г.	1300 км от Новой Шотландии, Канада	132 тыс. т	Причина – в результате взрыва корабль переломился пополам. Нефтяное пятно размером 16 на 5 км было унесено в открытое море, и никаких природоохранных мероприятий не предпринималось
Exxon Valdez	танкер	23 марта 1989 г.	Залив Принца Вильяма, Аляска	38 тыс. т (из 180 тыс. т)	Причина – танкер сел на мель и получил пробоину. Нефтяное пятно (площадью 9 тыс. км ²) нанесло огромный урон природному морскому заповеднику у берегов Аляски
Khark 5	танкер	19 декабря 1989 г.	700 км к северу от Канарских о-вов, Испания	70 тыс. т (из 200 тыс. т)	Причина – взрыв во время шторма. Хотя пожар удалось быстро потушить и судну нужен был лишь небольшой ремонт, в течение нескольких недель ни одно государство не разрешило ему вход в свой порт для починки, и нефть продолжала выливаться
Война в Персидском заливе	платформы, танкеры, терминалы	январь 1991 г.	Персидский залив, Кувейт	800–900 тыс. т	Иракские войска при отступлении сбросили в море большое количество нефти из терминалов и танкеров, а также подожгли более 700 нефтяных скважин. Горящие скважины тушили почти год, с огнём боролись специалисты из 16 стран. Является одной из крупнейших экологических катастроф XX века.
Haven	танкер	11 апреля 1991 г.	Генуя, Италия	144 тыс. т	Причина – взрыв. Из-за отсутствия ветра и спокойного моря, а также быстро предпринятых мер по ликвидации разлива больших негативных последствий удалось избежать
ABT Summer	танкер	28 мая 1991 г.	1287 км от побережья Анголы	50 тыс. т (из 260 тыс. т)	Причина – взрыв и пожар. Танкер горел 3 дня, после чего затонул. Поскольку инцидент произошёл вдали от берега, большого негативного эффекта не было
Prestige	танкер	13 ноября 2002 г.	Галисия, Испания	64 тыс. т (из 77 тыс. т)	Причина – из-за плохого технического состояния, а также сильного шторма корабль раскололся на две части. Были загрязнены более 1 тыс. испанских и французских пляжей
Deepwater Horizon / BP	платформа Macondo/ MC 125	20 апреля 2010 г.	Мексиканский залив, США (80 км от побережья Луизианы)	700 тыс. т	Причина – взрыв. Скважину удалось закрыть только через 5 месяцев. Крупнейшая техногенная катастрофа на море с разливом нефти

Рис. 1. Разливы нефти (более 7 т) в мировой океан, тыс. т



крупных было всего две (не считая разливов в Персидском заливе во время военных действий). Обе они случились в Мексиканском заливе: на платформе PEMEX Sedco 135F в 1979 г. (вылилось 480 тыс. т нефти) и BP Deepwater Horizon в 2010 г. (700 тыс. т), см. табл. 3.

Если рассматривать только Мексиканский залив как самый «проблемный», то видим, что основная масса – это разли-

вы небольшие, до 150 л. А если оценивать потери нефти по объёму, то лидируют разливы от 100 до 1 тыс. баррелей (Deerwater Horizon, разумеется, стоит отдельной строкой) (см. табл. 4).

Таким образом, если не брать крайние значения (такие как Deerwater Horizon), то в настоящее время нефтедобыча с платформ является умеренно-рискованным для окружающей среды видом дея-

тельности. И при соблюдении всех технологических требований вполне возможно сосуществование морской природы и такого опасного производственного объекта, как нефтедобывающая платформа.

Однако мировая нефтяная индустрия не сразу научилась быть «дружественной» по отношению к дикой природе: на пути к современным технологиям пролито немало нефти как из танкеров, так и с платформ. И даже найдя оптимальные методы решения нетривиальных задач, нефтяники не смогли избежать страшной катастрофы 2010 г. и обвинений чуть ли не в изменении климата на планете.

Как же выстраивалась система безопасной нефтедобычи на шельфе, что для этого делали правительства и сами нефтяные компании? И почему эта система не сработала на скважине Макондо в 2010 г.?

ДОРОГИЕ УРОКИ ПРИРОДЫ

Не всё в мировой нефтяной индустрии, связанной с работой в открытом море (добыча и транспортировка), проходило гладко – иногда на воде происходили серьёзные инциденты, которые заставляли правительства нефтедобывающих стран существенно менять правила игры на этом прибыльном, но опасном поле.

Табл. 3. Разливы нефти с платформ (от 1 тыс. т)

Объект	Собственник	Когда	Где	Утечка	Комментарии
EI 208, SS 149, SS 199	Continental Oil, Signal O&G, Tenneco Oil	03.10.1964 г.	Мексиканский залив*	1,6 тыс. т	Повреждения вследствие урагана Hilda
Santa Barbara, A-21	Union Oil	28.01.1969 г.	Пролив Санта-Барбара, Калифорния	14 тыс. т	Первый в США крупный разлив нефти
Charlie Block 41	Chevron Oil	10.02.1970 г.	Мексиканский залив	8,9 тыс. т	Незначительное влияние на пляжи
Platform B	Shell Oil	01.12.1970 г.	Мексиканский залив	7,2 тыс. т	Незначительное влияние на пляжи
WD 79	Signal O&G	09.01.1973 г.	Мексиканский залив	1,4 тыс. т	
Ekofisk Bravo	Phillips Petroleum	22.04.1977 г.	Северное море	27,6 тыс. т	Крупнейшая утечка в Северном море
IXTOC Sedco 135F	PEMEX	03.06.1979 г.	Мексиканский залив, Кампече, Мексика	480 тыс. т	Крупнейшая утечка в мире до аварии Deepwater Horizon
Nowruz	Iranian Offshore Oil Company	24.01.1983 г.	Персидский залив	260 тыс. т	Повреждения платформ вследствие ирано-иракской войны
Платформы Кувейта	Кувейт	26.01.1991 г.	Персидский залив	820 тыс. т	Масштабные разливы нефти вследствие войны в Персидском заливе
Idoho	Mobil Nigeria	12.01.1998 г.	Побережье Нигерии	5,5 тыс. т	
EI 314, SM 146, SS 250	Forest Oil, Hunt Petroleum, Remington O&G	24.09.2005 г.	Мексиканский залив	0,7 тыс. т	Повреждения вследствие урагана Rita
Statfjord	Statoil	12.12.2007 г.	Северное море	4 тыс. т	Утечка произошла при ненастной погоде в момент загрузки танкера нефтью
Montara	Norwegian-Bermudan Seadrill	21.08.2009 г.	Тиморское море, около берегов Австралии	4 тыс. т	Крупнейший нефтяной разлив у берегов Австралии
Deepwater Horizon	BP	20.04.2010 г.	Мексиканский залив	700 тыс. т	Крупнейшая катастрофа с разливом нефти на море

* Объекты в Мексиканском заливе: EI – Eugene Island, SS – Ship Shoal.

Источники: U.S. DOI / BOEMRE Outer Continental Shelf (OCS) Spill Database, May 2011, <http://www.oilrigdisasters.co.uk/>, <http://www.cedre.fr/>

Табл. 4. Разливы нефти с платформ в территориальных водах США и прилегающих к ним акваториях в 1996–2010 гг.

Размер разлива, барр.	Размер разлива, т	Количество разливов	Общие объёмы утечки, т
< 1 галлона	< 0,0033 (3,8 л)	9866	5,1
> 1 галлона < 1 барр.	> 0,0033 < 0,14	5263	99,8
> 1 < 5 барр.	> 0,14 < 0,7	276	81,2
> 5 < 10 барр.	> 0,7 < 1,4	48	44,8
> 10 < 20 барр.	> 1,4 < 2,7	52	102,0
> 20 < 50 барр.	> 2,7 < 6,8	47	204,8
> 50 < 100 барр.	> 6,8 < 13,7	31	258,2
> 100 < 500 барр.	> 13,7 < 68,5	39	1039,0
> 500 < 1000 барр.	> 68,5 < 137	8	657,5
> 1000 < 2000 барр.	> 137 < 274	0	0
> 2000 < 3000 барр.	> 274 < 411	0	0
> 3000 < 10000 барр.	> 411 < 1370	1	694,0
> 10000 барр.*	> 1370	1	674383,0

*До аварии на скважине Макондо (Deepwater Horizon) предыдущий разлив объёмом более 10000 барр. был зафиксирован в 1970 г.
Источники: U.S. DOI / BOEMRE Outer Continental Shelf (OCS) Spill Database, May 2011.



Первой реперной точкой можно считать событие с супертанкером Torrey Canyon, который 19 марта 1967 г. потерпел крушение около берегов Уэльса. В море вылилось 120 тыс. т нефти, пятно растянулось на 30 км. Поскольку первоначально откачать нефть из танков не удавалось, власти Великобритании приняли решение подорвать обломки судна и поджечь пятно. Для этого понадобилось более 160 авиабомб, 11 тыс. л керосина и свыше 1 тыс. л напалма. Однако нефть на поверхности воды горела не очень хорошо, а нефтяная эмульсия практически совсем не горела. В результате операция была завершена только через месяц после катастрофы, причём пятно так и не удалось полностью ликвидировать. Через несколько дней, когда на море изменился ветер, его отнесло к берегам Франции, где оно загрязнило 80 км пляжей.

Этот инцидент привёл к тому, что по другую сторону Атлантики всерьёз задумались над мерами по борьбе с разливами, ведь на тот момент в американском секторе Мексиканского залива работало уже порядка 1300 нефтяных платформ. И в 1968 г. США приняли «Национальный план на случай непредвиденных загрязнений нефтью и ядовитыми веществами» (National Oil and Hazardous Substances Pollution Contingency Plan, NCP). Его цель – оперативное привлечение дополнительного федерального персонала и ресурсов в случаях, когда на местах оказывалось недостаточно сил для быстрого устранения последствий опасных аварий.

На основе упомянутого плана была создана «Нефтяная программа» (Oil Program), координируемая федеральным Агентством по охране окружающей среды (U.S. Environmental Protection Agency – EPA). В её задачи входили профилактика, предотвращение и ликвидация последствий непредвиденных нефтяных загрязнений, которые могли произойти в морских и внутренних районах США. Для этого сформировали «Систему национального реагирования» (National Response System, NRS), при необходимости объединяющую силы и средства органов исполнительной власти всех уровней, а также коммерческих компаний и других организаций.

Кроме того, предприняли важный шаг и на глобальном уровне – в ноябре 1969 г. в рамках Международной морской организации (International Maritime Organization, IMO) были приняты

Табл. 5. Международные документы в сфере защиты открытого моря от нефтяных загрязнений

Документ	Дата*	Профиль
Международная конвенция по предотвращению загрязнения моря нефтью (International Convention for the Prevention of Pollution of the Sea by Oil, OILPOL 1954)	12 мая 1954 г.	Конвенция регулирует действия стран по предотвращению загрязнения моря нефтью, выливаемой с судов. Конвенция была подписана в Лондоне на конференции, организованной правительством Великобритании. Вступила в силу в 1958 г. В Конвенцию вносились многочисленные поправки
Конвенция гражданской ответственности за ущерб от загрязнения нефтью (International Convention on Civil Liability for Oil Pollution Damage, CLC 1969)	29 ноября 1969 г. IMO**	Конвенция, предусматривающая гражданскую ответственность судовладельца за загрязнение и направленная на обеспечение надлежащей компенсации ущерба, причинённого загрязнением моря из танкеров, перевозящих нефть. Вступила в силу 19 июня 1975 г. В Конвенцию вносились многочисленные поправки, и на настоящий момент смысл Конвенции в том, что судовладельцы несут ответственность за последствия в любом случае, а не только тогда, когда доказана преступная халатность. Участниками Конвенции являются 130 государств
Международная конвенция относительно вмешательства в открытом море в случае аварий, приводящих к загрязнению нефтью (International Convention Relating to Intervention on the High Seas in Cases of Oil Pollution Casualties)	29 ноября 1969 г. IMO	Конвенция предусматривает право прибрежных государств принимать в случае аварии на судне в открытом море такие меры, которые могут оказаться необходимыми для предотвращения, уменьшения или устранения опасности загрязнения моря нефтью. Вступила в силу 6 мая 1975 г. Участниками Конвенции являются 87 государств
Международная конвенция о создании Международного фонда для компенсации ущерба от загрязнения нефтью (International Convention on the Establishment of an International Fund for Compensation for Oil Pollution Damage, FUND)	18 декабря 1971 г. IMO	Задачей Конвенции явилось создание фонда, обеспечивающего выплату компенсации ущерба от загрязнения моря в той мере, в какой защита, предоставляемая Конвенцией гражданской ответственности за ущерб от загрязнения нефтью (CLC 1969), является недостаточной. В Конвенцию вносились многочисленные поправки, а в 1992 г. она была полностью переработана новым Протоколом (FUND PROT 1992), участниками которого являются 109 государств
Конвенция о предотвращении загрязнения моря отходами и другими материалами (Convention on the Prevention of Marine Pollution by Dumping of Wastes and Other Matter)	29 декабря 1972 г. UN	Она же Лондонская Конвенция (LC 1972), регулирует предотвращение загрязнения моря сбросами отходов и других материалов с судов, стационарных и плавучих платформ или других искусственно сооружённых в море конструкций. Вступила в силу 30 августа 1975 г. Участниками Конвенции являются 87 государств
Международная Конвенция по предотвращению загрязнения с судов (International Convention for the Prevention of Pollution from Ships, MARPOL 73/78)	1973 г. IMO	Конвенция предусматривает комплекс мер по предотвращению эксплуатационного и аварийного загрязнения моря нефтью с судов. Была изменена протоколом к ней в 1978 г., вступила в силу 2 октября 1983 г. В настоящее время установленные Конвенцией нормы распространяются более чем на 90% мирового торгового флота
Международное руководство по безопасности для нефтяных танкеров и терминалов (International Safety Guide for Oil Tankers and Terminals, ISGOTT)	1978 г. ICS, OCIMF	Одно из основных справочных руководств по безопасной эксплуатации нефтяных танкеров и терминалов, которые обслуживают танкеры
Конвенция ООН по морскому праву (United Nations Convention on the Law of the Sea, UNCLOS)	10 декабря 1982 г. UN	В настоящий момент это единственный документ международного права, который определяет порядок использования морских территорий, в том числе для добычи нефти, газа или других природных ресурсов. Вступила в силу 16 ноября 1994 г. Конвенцию подписали и ратифицировали 159 стран и ЕС.
Кодекс постройки и оборудования плавучих буровых установок (Code for the construction and equipment of Mobile Offshore Drilling Units, MODU Code)	19 октября 1989 г. IMO	Кодекс был разработан для того, чтобы предусмотреть международные стандарты для ПБУ новой конструкции, которые будут обеспечивать равноценный уровень безопасности, равный тому, который предусмотрен для обычных судов. В 2009 г. Кодекс был существенно обновлён
Международная Конвенция по сотрудничеству, обеспечению готовности на случай загрязнения нефтью и борьбе с ним (International Convention on Oil Pollution Preparedness, Response and Cooperation, OPRC)	30 ноября 1990 г. IMO	Конвенция посвящена способам предотвращения разливов нефти и сотрудничеству в борьбе с ними. Вступила в силу 13 мая 1995 г. Внесены изменения протоколом ОВВ-БЗНС 2000 г., который распространил действие Конвенции на предотвращение разливов вредных химических веществ и борьбу с такими разливами. Участниками Конвенции являются 103 государства
Руководства по борьбе с загрязнением нефтью (Manuals on Oil Pollution)	1994–1998 гг. IMO	IMO в течение нескольких лет разработала несколько руководств, помогающих компаниям составлять планы по реагированию на нефтяные разливы
Международный кодекс по расширенной программе проверок во время освидетельствований навалочных судов и нефтяных танкеров (International code on the enhanced programme of inspections during surveys of bulk carriers and oil tankers, 2011 ESP Code)	20 декабря 2011 г. IMO	С 1 января 2014 г. Кодекс стал обязательным к исполнению. В настоящий момент подготовлен проект поправок, который будет представлен на 93-й сессии Комитета по безопасности на море, IMO (май 2014 г.)

* Дата принятия документа и орган, в рамках которого принимался документ.

** IMO – International Maritime Organization, Международная морская организация; UN – United Nations, ООН; ICS – International Chamber of Shipping, Международная палата судоходства; OCIMF – Oil Companies International Marine Forum, Международный морской форум морских компаний; Arctic Council – Арктический Совет.

Источники: <http://www.imo.org>, <http://www.un.org>

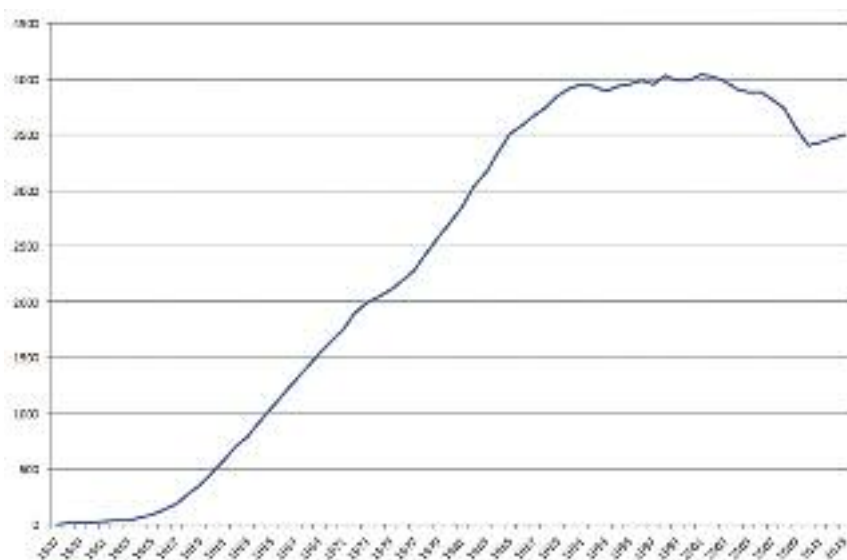
две конвенции. Первая – Конвенция гражданской ответственности за ущерб от загрязнения нефтью (International Convention on Civil Liability for Oil Pollution Damage, CLC) – была направлена на обеспечение надлежащей компенсации ущерба, причинённого загрязнением моря из танкеров, перевозящих нефть. Вторая – Международная конвенция относительно вмешательства в открытом море в случае аварий, приводящих к загрязнению нефтью (International Convention Relating to Intervention on the High Seas in Cases of Oil Pollution Casualties) – предусматривала право прибрежных государств принимать в случае аварии на судне в открытом море меры по борьбе с нефтяным загрязнением (см. табл. 5).

США ужесточают регулирование

Вторая реперная точка в истории регулирования деятельности нефтяников на море связана уже с США. 28 января 1969 г. в проливе Санта-Барбара (Калифорния) на платформе A-21 компании Union Oil в результате утечки из скважины, продолжавшейся 10 дней, в пролив вылилось 100 тыс. баррелей нефти (около 14 тыс. т). Площадь образовавшегося пятна составила 2 тыс. км². Это был первый в Америке крупный разлив нефти на морской скважине, который поверг граждан в шок и вызвал массовые акции протеста. Через 10 дней после аварии министр внутренних дел У. Хикель при поддержке президента США Р. Никсона объявил мораторий на бурение в водах Калифорнии. В августе был принят свод Правил бурения на шельфе (Orders 1–9), содержащих определённые требования к операторам по оборудованию, предотвращающему утечки и загрязнения. Это были первые правила, с помощью которых государство попыталось сделать бурение на экологически уязвимых территориях максимально прозрачным для надзора.

Кроме того, в конце 1969 г. Конгресс США принял Закон о государственной политике в области охраны окружающей среды (National Environmental Policy Act, NEPA²), требующий от федеральных ведомств проводить экологическую экспертизу всех проектов, способных существенно повлиять на окружающую среду.

Рис. 2. Количество нефтяных платформ в Мексиканском заливе, шт.



Источники: BOEM – Outer Continental Shelf Platform Activity.

http://www.boem.gov/uploadedFiles/BOEM/Newsroom/Offshore_Stats_and_Facts/Gulf_of_Mexico_Region/OCSPlatformActivity.pdf

Американские нефтепромышленники протестовали против новых правил работы на шельфе, однако в феврале 1970 г. на платформе Charlie блока-41 (Chevron) в Мексиканском заливе произошёл взрыв с пожаром. Утечка нефти обернулась для компании многочисленными исками на общую сумму 100 млн долларов и штрафом за ненадлежащую подготовку оборудования к штормам, а также за отсутствие защитного оборудования. В декабре того же года в бухте Марчанд, что в Мексиканском заливе, произошла трагедия на платформе «В» (Shell), повлекшая человеческие жертвы (четверо погибших и 37 тяжело раненых). Причиной был признан человеческий фактор, при этом на «укрощение» 11 скважин потребовалось 136 дней и 30 млн долларов.

Эти две аварии привели к тому, что правительство США провело новый раунд ужесточения регулирования. В частности, Министерство внутренних дел добавило в Правила бурения новые требования:

- обязательное наличие предохранительных клапанов на скважине;
- установку приборов защиты и их тестирование до и во время бурения;
- более тщательный контроль буровых операций;
- предварительную проверку бурового оборудования.

Для стимулирования перехода нефтяников на новые правила Геологическая служба США утроила количество ин-

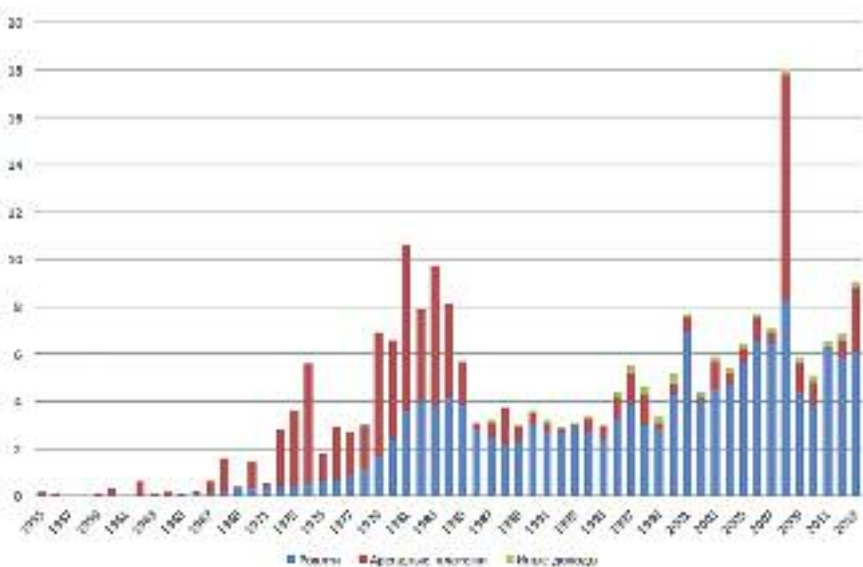
спекторов и разработала программу плановых инспекций, основанную на новых критериях. В свою очередь, Комитет подрядчиков по бурению скважин на море (Offshore Operators Committee) и Комитет по безопасности бурения на море и оборудования для контроля за загрязнением (Offshore Safety and Anti-Pollution Equipment Committee) совместно с Геологической службой создали ряд пособий для операторов буровых платформ по выбору, установке и тестированию защитного оборудования. Крупные же операторы образовали ассоциацию «Чистый Залив» (Clean Gulf Associates) для обмена передовым опытом борьбы с разливами. 33 сертифицированных агентства выпустили стандарты и директивы для бурения.

Ежегодная Конференция по офшорным технологиям (Offshore Technology Conference), которая впервые прошла в 1969 г. в Хьюстоне, стала важной площадкой для обмена опытом в целях повышения безопасности бурения. Все эти меры привели к существенному снижению количества как небольших инцидентов, так и серьёзных аварий. Проблема оборудования была решена, оставались проблемы человеческого фактора и качественного управления вопросами безопасности.

Примерно в это время в политическом ландшафте США появилось два направления – «защита окружающей среды» и «энергетическая независимость». При-

² http://energy.gov/sites/prod/files/nepapub/nepa_documents/RedDont/Req-NEPA.pdf

Рис. 3. Доходы федерального бюджета США от шельфовых проектов, млрд долларов



Источники: DOI / Office of Natural Resources Revenue – Statistical Information, <http://onrr.gov/>

чём нефть явилась катализатором для обоих направлений: авария в проливе Санта-Барбара в 1969 г. подтолкнула власти активно заняться защитой окружающей среды, а нефтяное эмбарго 1973 г. – интенсивно искать источники энергии у себя дома. В результате американские власти пытались «усидеть на двух стульях»: если на одних участках континентального шельфа бурение по экологическим соображениям действительно было запрещено, то на других, например в Мексиканском заливе, оно фактически продолжалось, поскольку власти не смогли избежать искушения получать миллиардные налоговые потоки в бюджет (см. рис. 2 и рис. 3).

В 1970 годы в США вступила в силу целая серия природоохранных законов, ро-

дона начальником которых явился NEPA (см. табл. 6). Так, в 1972 г. был принят Закон о чистой воде, установивший стандарты качества поверхностных и подземных вод, водных путей и прилегающего побережья, а также наделивший Агентство по охране окружающей среды (EPA) и Службу береговой охраны (U.S. Coast Guard, USCG) всеми необходимыми полномочиями по борьбе с аварийными загрязнениями. В 1974 г. появился Закон о глубоководных портах, налагавший ответственность за разливы в глубоководных портах. В 1978 г. был принят Закон о внешнем континентальном шельфе, регулирующий ответственность за разливы в морских водах. Принятый в 1980 г. Всеобщий закон о действиях, компенсации и ответственности

при загрязнении окружающей среды ввёл штрафные санкции и определил источники финансирования непредвиденных расходов для ликвидации загрязнений от утечек нефтепродуктов и опасных веществ в виде дополнительных налогов с производителей нефтепродуктов и химических реагентов. На основе этого закона был также образован самый крупный в США целевой фонд («Суперфонд»), предназначенный для очистки захоронений опасных отходов и загрязнений.

В свою очередь, Закон о планировании действий по предотвращению чрезвычайных ситуаций и праве общественности на информацию (1986 г.) наделил граждан США неотъемлемым правом получать все данные о состоянии местной окружающей среды в случае любых загрязнений. При этом предприятия и местные власти обязаны были своевременно предоставлять всю необходимую информацию о происходящих авариях любым заинтересованным лицам (специалистам по охране окружающей среды, полиции, пожарным службам, медицинским учреждениям, представителям средств массовой информации и широкой общественности). Для выполнения этих требований власти каждого штата были обязаны сформировать региональную комиссию для быстрого реагирования на случай чрезвычайных ситуаций (State Emergency Response Commission, SERC). При этом вся территория штата разделялась на отдельные «округа по планированию действий в чрезвычайных обстоятельствах» (Emergency Planning Districts), в каждом из которых создавался «местный комитет чрезвычайного планирования» (Local Emergency Planning Committee, LEPC).

Табл. 6. Законы США, регулирующие борьбу с нефтяными загрязнениями

Документ	Год принятия
Национальный план на случай непредвиденных загрязнений нефтью и ядовитыми веществами (National Oil and Hazardous Substances Pollution Contingency Plan, NCP)	1968
Закон о политике в области окружающей среды (National Environmental Policy Act, NEPA)	1970
Закон о чистой воде (Clean Water Act)	1972
Закон о глубоководных портах (Deep Port Act)	1974
Закон о внешнем континентальном шельфе (Outer Continental Shelf Lands Act Amendments)	1978
Всеобщий закон о действиях, компенсации и ответственности при загрязнении окружающей среды (Comprehensive Environmental Response, Compensation, and Liability Act, CERCLA)	1980
Закон о планировании действий по предотвращению чрезвычайных ситуаций и праве общественности на информацию (Emergency Planning & Community Right-to-Know Act, EPCRA)	1986
Закон о нефтяном загрязнении (Oil Pollution Act, OPA)	1990

Источники: <http://www.doi.gov>, <http://www.boem.gov>, <http://www.uscg.mil>, <http://www.oilspillcommission.gov>

EXXON VALDEZ ОТКРЫЛ НОВУЮ ВЕХУ

Однако все эти законы не смогли предотвратить трагическую аварию танкера Exxon Valdez, которая открыла новую веху в истории мирового природоохранного законодательства. 23 марта 1989 г. из-за навигационной ошибки данное судно ударило о риф близ берегов Аляски, в результате чего в море попало порядка 40 тыс. т нефти. Это привело к загрязнению 9 тыс. км² морской акватории и нанесло огромный урон природному морскому заповеднику Аляски. Данная авария стала наиболее разрушительной катастрофой для природной среды, кото-

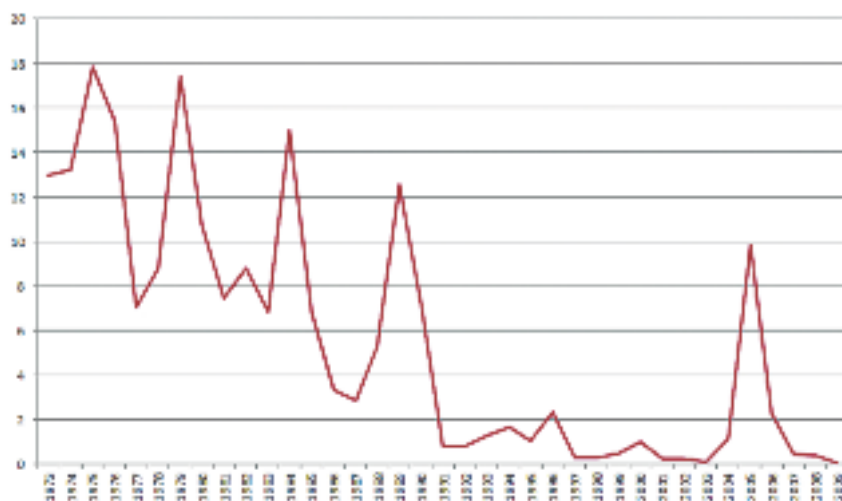
рая когда-либо происходила на море вплоть до трагедии на *Deerwater Horizon* в 2010 г.

Расследование аварии *Exxon Valdez* выявило несколько причин, приведших к трагическим последствиям. Во-первых, *Exxon Shipping Company* не смогла наладить эффективный надзор за поведением капитана судна, при этом экипаж танкера плохо отдохнул и был не в полном составе (на танкере находилось вдвое меньше людей, чем в 1977 г., люди работали по 12–14 часов за смену плюс сверхурочно). Национальный совет по безопасности на транспорте (*National Transportation Safety Board, NTSB*) установил, что подобная ситуация вообще была довольно типичной для отрасли. Во-вторых, помощник капитана не смог точно выполнить манёвр судна – возможно из-за усталости или чрезмерного объёма работы.

В-третьих, *Exxon Shipping Company* не сумела должным образом обеспечить работу радар системы предупреждения столкновений (*RAYCAS*) компании *Raytheon*. Если бы он функционировал, то предупредил бы помощника капитана об угрозе столкновения с Блайт-рифом, так как на соседней с этим рифом скале был установлен радарный отражатель, чтобы суда, входящие в пролив, шли по курсу. Есть предположение, что судовой радар был сломан более чем за год до катастрофы, причём менеджеры *Exxon* это знали. Однако им представлялось, что чинить радар и работать с ним – слишком дорого. Также к числу причин аварии эксперты относят и то, что нефтяная промышленность обещала, но так и не установила в регионе современное оборудование по наблюдению за айсбергами. Проблему же долгой и сложной очистки акватории от нефти связывают с недостатком техники и людей.

В качестве ответной меры на выброс нефти Конгресс США в 1990 г. выпустил Закон о нефтяном загрязнении (*Oil Pollution Act, OPA²*), который стал первым в истории страны законодательным актом, начавшим жёстко регулировать все вопросы ответственности за загрязнение окружающей среды нефтью и нефтепродуктами. Попытки принять подобный закон предпринимались и в предыдущие годы, однако сильное нефтяное лобби в Конгрессе каждый раз переиг-

Рис. 4. Разливы нефти в акваториях США, млн галлонов



Примечания.

1. В 1989 г. – в т.ч. 11 млн галлонов – вследствие аварии *Exxon Valdez*.
2. В 2005 г. – в т.ч. 7,9 млн галлонов – вследствие урагана *Katrina* (в основном из-за разрушения береговой инфраструктуры).
3. Данные за 2010–2013 гг. на графике не приводятся, поскольку вследствие аварии *Deerwater Horizon* в 2010 г. разлив составил 206,6 млн галлонов, и представление этих данных на графике сделало бы нечитаемыми данные за предыдущие периоды.

Источники: *Pollution Incidents in and Around U.S. Waters: A Spill/Release Compendium 1969 2000*. – Wash., Office of Investigations and Analysis, U.S. Coast Guard, 2001; *Notable Oil Spills In U.S. Waters Calendar Years 1989 2011* ([http://www.uscg.mil/history/missions/marinesafety/docs/NotableSpills 1989 2011.pdf](http://www.uscg.mil/history/missions/marinesafety/docs/NotableSpills%201989%202011.pdf))

рывало сторонников защиты природы, и принятие закона откладывалось. И лишь очевидные для всех катастрофические последствия аварии *Exxon Valdez* позволили сломить сопротивление энергетических корпораций, и основополагающий закон увидел свет. Он обязал всех перевозчиков топлива, а также владельцев трубопроводов и нефтехранилищ разработать планы действий в аварийных ситуациях. Были установлены специальные процедуры оповещения об авариях и оказания федеральной поддержки ликвидации загрязнений, введён порядок выделения дополнительных государственных средств и ресурсов. Для этого сформировали новый государственный «Фонд компенсации ущерба в результате разливов нефти» (*Oil Spill Liability Fund*), способный в случае необходимости выделять до 1 млрд долларов на каждый из аварийных инцидентов.

Закон о нефтяном загрязнении также наметил постепенный переход к двойным корпусам. И хотя наличие такого корпуса не предотвратило бы катастрофы танкера, но, согласно результатам исследования Береговой охраны, это, скорее всего, сократило бы утечку нефти на 60%. И поэтому Конгресс предусмотрел

в Законе о нефтяном загрязнении обязанность всех судов, входящих в воды США, иметь к 2015 г. двойной корпус.

Если говорить о мировой нефтяной отрасли в целом, то система созданных нормативно-правовых актов – как международного уровня, так и регионально-го – позволила существенно уменьшить количество нефтяных разливов в Мировом океане и при добыче, и при транспортировке «чёрного золота». В тех же США улучшенное регулирование способствовало снижению количества аварий до минимальных значений в период с начала 1990-х и до середины «нулевых» (см. рис. 4). И если бы не ураган *Катрина* 2005 г. (когда, кстати, была повреждена в основном припортовая инфраструктура, а не морские объекты), то «хорошая» статистика продолжилась бы вплоть до конца «нулевых». То есть практически 20 лет американская нефтяная промышленность работала без серьёзных аварий.

Но, видимо, именно эта «идиллия» притупила бдительность нефтяников, что привело к одной из крупнейших экологических катастроф.

(Продолжение следует) ■

² <http://www.epw.senate.gov/opa90.pdf>



Пора достать СРП «из сундука»

Непростая экономическая ситуация и санкции «за Крым» заставляют внимательнее присмотреться к опыту, накопленному при реализации проекта «Сахалин-2»



Михаил СУББОТИН,
кандидат экономических наук,
старший научный сотрудник ИМЭМО РАН

«Сахалин-2» – это один из крупнейших в мире комплексных нефтегазовых проектов, в рамках которого была построена масштабная нефтегазовая инфраструктура по добыче, транспортировке и переработке углеводородов. Акционерами проекта являются «Газпром» (50% плюс 1 акция), Shell (27,5% минус 1 акция), Mizui (12,5%) и Mitsubishi (10%). Созданная акционерами компания-оператор «Сахалин Энерджи» поставляет на рынок добываемую в Охотском море нефть и сжиженный природный газ. Основными

покупателями являются страны Азиатско-Тихоокеанского региона: нефть идёт в Китай, Японию, Южную Корею, Индонезию, США, Филиппины, Тайвань, а СПГ – энергетическим компаниям Японии, Южной Кореи и Китая.

ДВАДЦАТЬ ЛЕТ УНИКАЛЬНОГО ОПЫТА

В этом году компании «Сахалин Энерджи» исполнилось 20 лет. За годы своего существования она многого добилась. *«Мы гордимся, что нам удалось вписать немало ярких страниц в историю российской и мировой нефтегазодобычи»*, – говорит главный исполнительный директор «Сахалин Энерджи» Роман Дашков.

Действительно, задача, связанная со строительством в субарктических условиях шельфа Сахалина новой инфраструктуры для добычи нефти и газа, их транспортировки на расстояние 800 км и сжижения природного газа, была беспрецедентной по своей сложности.

В 1999 г. «Сахалин Энерджи» первой в стране начала промышленную добычу нефти с морской стационарной платформы «Молиппак», а в 2006 г. установила га-

зодобывающую платформу «Лунская-А». В 2009 г., когда был пущен в эксплуатацию завод по сжижению природного газа, впервые начались поставки из России нового энергоносителя – СПГ – в страны Азиатско-Тихоокеанского региона. Сегодня данное предприятие обеспечивает около 4,5% мировых поставок СПГ. В настоящее время идёт работа над документацией по проектированию третьей линии завода.

В целом же за два десятилетия «Сахалин Энерджи» добыла, произвела и отгрузила свыше 233 млн баррелей нефти и свыше 51 млн т СПГ. Благодаря этому Россия стала одним из ключевых игроков на перспективном рынке АТР. Кроме того, в рамках проекта было поставлено 3,3 млрд м³ природного газа в саму Россию.

В строительных работах по проекту задействовано более 30 тыс. человек из 36 стран мира. Общие поступления России от проекта уже превысили 7,5 млрд долларов. Он стал мощным стимулом модернизации инфраструктуры Сахалина – дорог, мостов, морских портов, аэропортов, больниц и т. д. На эти цели было направлено более 600 млн долларов.

Многие экологические и социальные проекты компании получили международное признание, и она воспринимается как один из лидеров в области корпоративной социальной ответственности. В 2011 г. именно «Сахалин Энерджи» стала первой российской компанией, выбранной ООН для участия в новой платформе устойчивого корпоративного лидерства – Global Compact LEAD, – которая представляет собой новую программу в рамках Глобального договора ООН.

Все эти достижения были бы невозможны без конструктивного и плодотворного сотрудничества с властями РФ, Сахалинской областью, российскими и международными компаниями-покупателями, кредиторами и другими заинтересованными сторонами, без партнёрства и использования совокупного опыта акционеров компании. Увязать все эти очень разные интересы позволила новая для России форма контракта – соглашение о разделе продукции (СРП).

В нашей стране проект «Сахалин-2» стал первым на условиях production sharing. В результате РФ, наряду со многими ведущими нефтедобывающими странами, начала применять этот режим. Исследование, проведённое в то время компанией «Петроконсалтанс», показало, что из 24 основных нефтедобывающих государств мира СРП использовалось в 13 странах. Сегодня его взяли на



В 1999 г. «Сахалин Энерджи» первой в стране начала промышленную добычу нефти с морской стационарной платформы «Моликпак», а в 2006 г. установила газодобывающую платформу «Лунская-А».

вооружение, наряду с более чем 60 странами, и партнёры России по БРИКС – Китай, Индия и Бразилия.

Путин, Сахалин и СРП

В апреле нынешнего года президент Владимир Путин встретился с главой Shell Бенном Ван Берденом, который подробно проинформировал его о проектах, осуществляемых компанией в РФ: «Мы пришли в Россию более ста лет назад, у нас планы на долгосрочное сотрудничество, и мы хотели бы оставаться надёжным партнёром и развивать взаимодействие».

«Мы гордимся уже достигнутыми результатами, но ждём возможности укрепить наше присутствие», – намекнул Ван Берден. Он отметил, что нужно продолжать реализацию проектов и расширять деятельность в Азии, где позиции компании весьма крепки, для этого она собирается развивать проект «Сахалин-2».

Богатый опыт работы Shell в нашей стране научил её, что без мощного административного ресурса все заманчивые бизнес-планы останутся не более чем прожектами на бумаге. «Мы понимаем, что нам требуется серьёзная поддержка для их реализации, и поэтому одна из целей моей

встречи с Вами – просить Вас о содействии», – обратился Ван Берден к Путину.

Президент заверил его, что власти РФ намерены поддерживать Shell в её работе на отечественном рынке. «При договорённости с вашими партнёрами или при реализации собственных проектов в России мы, конечно, окажем вам необходимую административную или любую другую поддержку», – заявил он. Путин напомнил: «Shell – один из крупнейших инвесторов российской экономики».

Разговор Владимира Путина с Ван Берденом словно вернул нас в 3 сентября 2000 г., когда Президент РФ в Южно-Сахалинске выступил со своим видением проблем СРП перед участниками Международной конференции «Соглашения о разделе продукции – 2000». Тогда и сам президент, и премьер, и министр экономики высказались в поддержку данного налогового режима.

В. Путин подчёркивал, что «проблема реализации СРП – это важнейшая проблема для России», «практика применения таких соглашений показала, что этот механизм является эффективным и широко используется во всем мире», «СРП могут и должны стать важнейшей частью инвестиционной политики государства». «Я думаю, – заявил президент, – нужно прекратить всякие разговоры о политическом характере этого дела. Просто нужно прекратить. Бессмысленное дело. Это вещь очевидная».

Благодаря production sharing в ТЭК и минерально-сырьевом комплексе запускается мультипликатор: получают импульс к развитию российские машиностроение, металлургия, химическая и ряд других отраслей экономики. «В этом весь смысл, –

заклучил В. Путин. – В конечном счёте, это путь к дальнейшему повышению занятости и благосостояния российских граждан. То есть это комплексный инструмент с многочисленным, многосторонним финансово-экономическим, социальным и техническим эффектом».

Сахалинские проекты делом доказали выгодность для России соглашений на условиях раздела продукции. Давно опровергнуты мифы о затратности такого типа проектов или их особой экологической вредности. «Сахалин-2» не только стал первым проектом, реализуемым в России на условиях СРП, но ему принадлежит ещё один рекорд: он получил наибольшее в РФ проектное финансирование – 6,7 млрд долларов. Это стало возможным благодаря тому, что в самом соглашении в соответствии со специальным законодательством о СРП были урегулированы многие обязательные для нормальной инвестиционной деятельности условия.

Инвесторам нужны не временные льготы, а долгосрочная стабильность! Это означает не бюджетные вливания, налоговые поблажки или свободные экономические зоны, обнесённые «колючей проволокой», а именно стандартные условия, понятные любому инвестору: первоочередное и полное возмещение затрат; налогообложение прибыли, а не оборота; защита государством инвестора от самоуправства чиновников; противодействие коррупции; справедливое судебное разбирательство и т. п.

Как правило, «антиэсэrpешная» риторика используется там и тогда, когда нужно укрыться от слишком пристального «государева ока», поскольку СРП – это в первую очередь прозрачность ведения дел. Данный режим оказался не нужен и тем, кто в условиях высоких нефтяных цен не хотел уступить государству часть сверхдоходов, а также тем компаниям, которые, имея более качественные запасы, платят сегодня налоги наравне со всеми другими. Такая «одинаковость» выдаётся ими за равенство, а сама постановка вопроса о том, что «нужно делиться», приравнивается к «оскорблению в лучших чувствах».

Последовательная концентрация усилий бизнеса на реализации наиболее выгодных проектов ТЭК России, и консервирование, и ликвидация менее выгодных активов – огромной части национального богатства (далеко не все заброшенные скважины можно будет когда-нибудь реанимировать) – являются прямым следствием сугубо фискального подхода к налогообложению нефтяных компаний и замораживания режима СРП. Ныне его используют всего



«Сахалин-2» не только стал первым проектом, реализуемым в России на условиях СРП, но ему принадлежит ещё один рекорд: он получил наибольшее в РФ проектное финансирование – 6,7 млрд долларов.

три проекта – «Сахалин-1», «Сахалин-2» и Харьятинский в Ненецком АО. Уже несколько лет из Минэнерго приходят сообщения о том, что вот-вот будут готовы два СРП по Хвалынскому и Центральному месторождениям на Каспии. И всё что-то мешает...

ВЕРНУТЬ СРП СТРАНЕ!

Правовой основой «идеального инвестиционного механизма» могли бы стать государственно-частные партнёрства (ГЧП), законодательство о разделе продукции и концессионное законодательство. Сегодня концессии способны «поднять» инфраструктурные проекты, но они не распространяются на природные ресурсы. В интересах развития целых регионов необходимо расширить сферу применения этого законодательства, подготовить специальный налоговый режим для концессий и т. п.

Для развития экономики страны требуется также широкое использование договорных гражданско-правовых форм взаимоотношений государства и бизнеса, в том числе и в сфере недропользования. Нужно на основе законов формировать такую систему договоров, которая обеспечивала бы долгосрочную стабильность инвестиционных проектов, прозрачность взаимодействия сторон. Более полное изъятие горной

ренды путём совершенствования законов «О недрах» и «О соглашениях о разделе продукции», а также соответствующих глав Налогового кодекса может куда быстрее привести к успеху там, где не помогает показательная строгость властей.

Напомним, Закон «О СРП» был принят ещё 30 декабря 1995 г. С тех пор в него пять раз вносились поправки. Кроме того, действуют глава 26.4 Налогового кодекса РФ, посвящённая специальному налоговому режиму СРП, и многочисленные постановления и распоряжения правительства. Было принято ещё 17 федеральных законов о месторождениях и участках недр, право пользования которыми может предоставляться на условиях СРП. Одни из этих потенциальных проектов сегодня реализуются «шатко», другие – «валко», а третьи вовсе были отложены на потом.

Наконец, есть и международные обязательства России, предусматривающие использование СРП – это соглашение между РФ и Казахстаном о разграничении дна северной части Каспийского моря от 6 июля 1998 г. и Протокол к нему от 13 мая 2002 г. (с изменениями от 25 января 2006 г.), ратифицированные Россией.

Однако «сворачивание» режима СРП началось уже более 10 лет назад. По итогам совещания у премьер-министра М. Касьянова, состоявшегося 18 февраля 2003 г., было предложено считать production sharing только «особой формой привлечения инвестиций» в добычу полезных ископаемых в труднодоступных регионах, к тому же с особо сложными геологическими характеристиками. Иными словами, если инвесторы ни в какую не захотят добывать нефть и газ, например, на арктическом или дальневосточном шельфе по ад-

министративному налоговому праву, то, возможно, федеральное правительство и согласится применить там СРП.

Но при этом было подчеркнуто, что государство должно применять этот инструмент лишь в качестве «исключительного» и «по мере необходимости». Парадоксально, но факт: правительство, настаивая на том, что режим СРП – для наиболее сложных месторождений, фактически предложило Думе его не смягчить, а ужесточить.

В результате вся накопленная нормативно-правовая база в области СРП сегодня «лежит в сундуке» мёртвым грузом. А ведь ныне идут поиски инструментов преодоления экономического застоя и повышения конкурентоспособности экономики страны. Всё в руках властей: не нравится действующее законодательство о СРП (а оно и правда с мая 1995 г., когда Закон «О СРП» был принят в первом чтении, становилось все хуже и хуже), следовательно, его можно изменить. Не устраивают конкретные соглашения – сохраняется право на переговоры с инвестором. А главное – есть опыт, который можно использовать, чтобы новые соглашения стали совершеннее.

Специалисты говорят о том, что в России продолжается процесс передела собственности. Поэтому инвестиционная активность большинства негосударственных компаний напрямую зависит от их уверенности в правах собственности. СРП – это разумное сочетание налоговой гибкости и правовых гарантий для бизнеса. Наличие таких гарантий делает подобные контракты коммерчески более выгодными для государства, поскольку нет необходимости оплачивать административно-политические риски инвестора.

Да и по своему фискальному устройству СРП – никакая не «закордонная экзотика», поскольку в России есть близкий аналог – арендная плата, которую по Гражданскому кодексу можно взимать в виде доли продукции. Хотя, необходимо ещё раз подчеркнуть, СРП – это не только и не столько альтернатива обычной системе налогообложения, сколько специальный инвестиционный режим, который позволяет оперативно решить многие неналоговые, но при этом не менее болезненные для инвесторов проблемы.

Кроме того, внутри каждого проекта на условиях СРП есть шкала раздела продукции. Например, до достижения 17,5% рентабельности доля инвестора в прибыльной продукции будет составлять 85–90%, а после превышения указанной планки она делится между сторонами 50 на 50. Тем самым обеспечивается работа компа-

ний в условиях переменной конъюнктуры: инвестор не падает духом, даже когда цены снижаются (его налоговое бремя уменьшается ещё больше), зато государство, в свою очередь, получает дополнительные доходы, когда они растут.

Главное отличие российской налоговой системы ТЭК состоит в том, что она «оборотная» – высчитывается не с прибыли, а с выручки. Это упрощает налоговое администрирование, но не учитывает горно-геологического и географического разнообразия месторождений, а также того факта, что в течение времени меняются себестоимость добычи и рентабельность проектов. Вводимые в последние годы налоговые льготы отражают насущные потребности нефтегазового комплекса, поскольку действующие правила не работают. Но со временем отступать станет некуда.

ФАКТОР КРЫМА

Деятельность таких международных энергетических «старожилов» сотрудничества с Россией, как концерн Shell, принципиально важна для экономики страны в условиях нарастающих международных санкций «за Крым». Чтобы оказать давление на позицию России в украинском конфликте, США и ЕС выделили три главные мишени: торговлю оружием, финансы и энергетику. Одна из очевидных «болевых точек» – российская зависимость от экспорта углеводородов. Следовательно, нужно попытаться лишить Россию одного из её главных экономических козырей – доминирующего положения в сфере поставок энергоресурсов в Европу.

Это означает, что меры энергетической дипломатии будут отныне направлены на то, чтобы увеличить диверсификацию поставок углеводородов, ускорить переход на альтернативные источники энергии и повысить эффективность энергопотребления. При этом Европа рассчитывает получать энергоресурсы не из России, а из США, благодаря наращиванию экспорта американского СПГ. Подобные шаги лишили бы Россию её основного рынка сбыта газа, то есть решали бы одновременно и политическая задача (наказание за Крым), и экономическая (замещение России на газовом рынке ЕС).

В последние 10 лет, когда возникали ценовые либо политические споры с Белоруссией или Украиной, Россия тут же замедляла, а то и вовсе приостанавливала поставки газа. Подчас демонстративно, как это было однажды с отключением от газа под объективами телекамер. Соответственно Москву неоднократно обвиняли в

том, что она раз за разом использует зависимость Европы от российского газа в качестве инструмента политического давления. Вот и вскоре после присоединения Крыма «Газпром» отменил скидку на газ для Украины, предоставленную в конце прошлого года отстранённому от власти президенту Виктору Януковичу.

На этом политическом фоне особенно актуальным становится вопрос: не откажутся ли иностранные нефтегазовые компании работать в России (и на Россию) в связи с риском введения международных санкций?

У «Роснефти» есть несколько стратегических иностранных партнёров. Прежде всего, это британская BP (крупнейший частный акционер «Роснефти» – 19,75%), американская ExxonMobil, итальянская Eni и норвежская Statoil. С американской и норвежской компаниями «Роснефть» собирается работать в том числе на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами в Западной Сибири и Поволжье. В свою очередь, «Газпром» рассчитывает сохранить своих крупнейших партнёров – немецкие E.ON, BASF и Wintershall Holding.

Тем временем топ-менеджеры иностранных компаний заверяют Россию в лояльности. Так, гендиректор BP Боб Дадли на конференции инвесторов в Лондоне заявил: «Мы абсолютно привержены нашим инвестициям в России». А глава Total Кристоф де Маржери пообещал продолжить инвестировать в проект «Ямал СПГ» (доля французской компании – 20%, «НОВАТЭК» владеет 60%, ещё 20% у китайской CNPC).

Shell имеет особое значение для России – и как один из мировых лидеров в энергетической и нефтехимической областях, и как европейская компания, которая действует более чем в 70 странах мира. У неё свыше 30 нефтеперерабатывающих и химических заводов и сеть из 44 тыс. АЗС по всему миру. Выручка в 2013 г. составила 451,2 млрд долларов, а чистая прибыль – 16,5 млрд.

В РФ работают несколько компаний и совместных предприятий с участием Shell, в том числе «Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.» и «Салым Петролеум Девелопмент» (разработка Салымской группы месторождений). Одним словом, Shell держится за Россию и, как показала встреча её руководителя с В. Путиным, продолжает надеяться на то, что Россия будет держаться за Shell. В частности – использовать её опыт реализации крупных проектов, новейшие технологии, финансовые ресурсы, рынки сбыта, сняв при этом искусственные ограничения на пути привлечения в страну прямых иностранных инвестиций. ■

Правительство тормозит госкомпании?

Лоббизм в интересах «частников» и проявления либеральной идеологии – возможные причины задержки освоения морских углеводородных богатств России

В нынешнем году реализация шельфовых проектов в России заметно активизировалась. Но чья в этом заслуга? Президента, правительства или самих госкомпаний? И как бы шёл этот процесс, если бы власти страны в своё время не ограничили доступ на шельф частных и иностранных компаний? Своё мнение на данную тему на страницах нашего журнала высказывает директор Института проблем глобализации, доктор экономических наук Михаил ДЕЛЯГИН.



– Российское руководство после некоторой паузы снова активизировало процесс освоения нефтяных и газовых месторождений шельфа. Какова, по Вашему мнению, причина этого?

– Это вполне естественно: «лёгкая» нефть огромных месторождений, осваиваемых уже достаточно давно, заканчивается. А «трудная» нефть материка оказывается порой заметно дороже шельфовой. Поэтому министр энергетики Александр Новак высказал мнение, что к 2030 г. более четверти нефти Россия будет добывать на шельфах, и прежде всего за Полярным кругом (месторождения Охотского моря всё ещё менее доступны). А по оценкам американских спе-

циалистов, на российском арктическом шельфе содержится свыше 20% неразведанных мировых запасов нефти и газа.

– Сегодня ключевая роль в освоении российского шельфа отдана государственным, а не частным и, тем более, не иностранным компаниям. Считаете ли Вы такую политику правильной?

– Да. Прежде всего, это вызвано стратегическими соображениями. Шельф, по сути, – последняя кладовая России. И отдавать её на откуп и под контроль иностранному бизнесу, который ориентируется на интересы, в лучшем случае не связанные с нашей страной, опасно. Пропагандисты идеи «равного доступа» тактично умалчивают о том, что она применяется в основном к странам третьего мира, и о том, что всё большее число развивающихся государств предпочитает оставлять сверхприбыли от нефтедобычи у себя, а не дарить их новым колонизаторам.

Частные же компании относятся к России во многом номинально. По оценкам, основная часть крупного бизнеса зарегистрирована в офшорных зонах, а если и остаётся в нашей стране, то в любой момент может «сменить прописку». Причины этого общеизвестны и печальны, но не меняют сути дела: крупный частный бизнес в России, по сути, не имеет принципиальных отличий от иностранного, и поэтому должен допускаться в стратегические сферы с осторожностью.

Помимо политических причин, в пользу госкомпаний на шельфе говорят и сугубо коммерческие соображения. Прежде всего, это разный уровень надёжности. Для частной компании дорогостоящая ошибка (цена которой при реализации шельфовых проектов способна достигать сотен миллионов долларов) может оказаться фатальной и привести к дезорганизующему экономику банкротству. У государственных же компаний в силу как большего масштаба деятельно-

сти, так и неформального присутствия за плечами государства (готового подстраховать, пусть и вынужденно) этот риск значительно слабее.

Частные компании, работая в сложных условиях или над крупными проектами, вынуждены создавать страховочные механизмы, которые приведут к удорожанию проектов и сделают их менее эффективными. Кроме того, они боятся участвовать в подобных проектах без гарантий государства. Государственные же корпорации этого «обременения» лишены...

– Считаете ли Вы, что передача лицензионных участков на шельфе «Роснефти» и «Газпрому» ускорила процесс освоения морских углеводородных месторождений?

– Да, это так. Однако как только бюрократический процесс подготовки наиболее перспективных с экономической точки зрения проектов вышел на финишную прямую, правительство Медведева буквально в последний момент «нажало на тормоза». Причём так, что это вынудило вмешаться президента Путина, который ещё раньше раскритиковал правительство за затягивание выдачи «Газпрому» и «Роснефти» лицензий на разработку шельфовых месторождений. Глава государства поручил премьеру исправить ситуацию в кратчайшие сроки и доложить. После этого «бюрократическое шевеление» вроде бы активизировалось, но воз, как говорится, и ныне там.

Причина такого торможения вполне прозрачна: протаскивание интересов частных компаний, заинтересованных в лакомых проектах по освоению шельфа. А продвижение частных интересов, помимо вполне вероятных лоббистских мотивов, вызвано, прежде всего, либеральной идеологией, с религиозной категоричностью требующей минимизации участия государства в экономике любой ценой. В конце концов всё это может обернуться для России потерей части шельфовых богатств. А к потере времени уже привело...

Чтобы спокойно работать на шельфе...

...необходимо использовать современные методы управления рисками и их страхования

Реализация проектов на шельфе, как известно, связана с высокими рисками. Однако в мировой практике страхования уже накоплен определённый опыт снижения рисков в сфере ТЭК, в частности при освоении морских месторождений. Такие услуги предоставляет компания Marsh Incorporated – подразделение Marsh & McLennan Companies, Inc. (MMC). Региональный директор Департамента предприятий нефти и газа стран СНГ этой компании Роберт БРАНДРЕТТ рассказывает на страницах нашего издания о том, риски какого масштаба грозят нефтегазовой отрасли, на основании каких принципов они квалифицируются и систематизируются и, наконец, какие методы могут использовать нефтяники для их снижения.

– Господин, Брандретт, а каким образом сегодня осуществляется страхование компаний, работающих в сфере ТЭК, в частности на шельфе?

– Начальным этапом страховочной кампании является составление письменного доклада (так называемый сюрвей), в котором описываются ключевые материальные активы – платформы, терминалы, НПЗ. Это фундамент любой программы управления рисками в нефтегазовой индустрии. При его подготовке проводятся как собеседования с работниками предприятия, так и непосредственный осмотр установок и объектов. Основываясь на полученных данных, составляется рапорт для риск-менеджеров (включая и страховщиков). В частности, он содержит оценку физического состояния объекта и описание управления его деятельностью, а также ключевые риски в отношении физического ущерба, расчёт максимального убытка (Estimated Maximum Loss) и рекомендации по улучшению качества риска.

Затем составляется карта рисков, помогающая впоследствии их идентифицировать. После этого они оцениваются по частоте возникновения и тяжести последствий. Как правило, риски с низкой или средней частотой, но высокой тяжестью организации стремятся передавать посредством страхования или другими методами (например, путём возложения ответственности на подрядчиков).

Для идентификации рисков широко используется и такой инструмент, как их регистр. В нём отражены те последствия, к которым может привести действие того или иного риска. Ряд компаний поставляет программное обеспечение, которое способно действовать как регистр рисков. Обычно он включает в себя описание риска, возможные последствия чрезвычайного происшествия, оценку вероятности его наступления и перечисление планируемых ответных действий, а также шагов, направленных на уменьшение последствий. Риски ранжируются по значимости и идентифицируются для всех заинтересованных сторон.

Одной из задач сюрвея также является оценка расчётного максимального убытка (PMU) на конкретном объекте. Она чрезвычайно важна, поскольку любому страховщику необходимо заранее и с возможно максимальной точностью знать, насколько велики будут выплаты в случае серьёзного убытка. Она также помогает риск-менеджеру ввести лимит ответственности в приобретаемое покрытие, что позволяет сэкономить на страховании по сравнению с покупкой покрытия на полную стоимость имущества.

Для оценки PMU существуют различные модели, но в нефтегазовой индустрии наибольшее распространение получили SLAM и TNT. Основное различие между ними заключается в том, что модель TNT основывается на расчёте повреждений в эквиваленте тринитротолуола, а SLAM – на методе оценки плотности застройки, являющейся разработкой компании Shell. Эта модель учитывает особенности ударной волны при воспламенении различных углеводородов, которая существенно отличается от ударной волны при взрыве тринитротолуола. Многие крупные нефтяные компании позитивно отнеслись к исследованиям подобного рода, добавив в них свою конкретику.

Модель SLAM даёт более низкий PMU для объектов с хорошим расположением технологических установок и низкой плотностью застройки. Наоборот, для объектов с высокой плотностью технологических установок и имеющих дело с ненасыщенными углеводородами, такими как этилен и пропилен, модель SLAM предусматривает более высокие показатели PMU.

– Но как компании избежать излишних расходов на страхование?

– Существует такое понятие, как толерантность к риску. Если коротко, то это финансовая возможность покрывать убытки в результате наступления непредвиденных событий. Есть ряд методик, которые позволяют установить такой уровень в каждой конкретной компании, то есть определить то значение, при превышении которого может пострадать её бизнес.

Имеется также ряд компьютерных программ, позволяющих оценить уровень страховой франшизы, размер индивидуальных рисков, содержащихся в регистре, и благодаря этому избежать покупки ненужного страхования...

А когда все ключевые риски идентифицированы и оценены, они могут быть управляемы. Управление рисками физического ущерба включает в себя ряд составляющих:

- физическое улучшение технологического оборудования и повышение стандартов безопасности производства;
- совершенствование процедур управления деятельностью предприятия;
- передачу части рисков подрядчикам в случаях, когда это возможно и экономически выгодно;
- финансовое планирование в отношении потенциальных рисков, то есть страхование, использование экзитивов (акционерных страховых компаний, целиком или преимущественно обслуживающих корпоративные интересы учредителей), планирование бухгалтерского баланса и движения денежных средств.

– Какие виды страхования на сегодняшний день наиболее популярны среди нефтегазовых компаний?

– Самые распространённые – это страхование от определённых событий. Не буду вдаваться в детали, перечислю лишь наиболее часто приобретаемые страховые услуги.

Во-первых, страхование физического ущерба. Предоставляется возможность покрыть почти все материальные активы, находящиеся в собственности компании, включая морские добывающие и буровые платформы, технологические установки, НПЗ, терминалы, трубопроводы, нефть на хранении и т. д. Обычно страхование физического ущерба в нефтегазовой индустрии осуществляется на основании полиса «от всех рисков». Как правило, такие полисы являются идентичными для любых видов активов. Вносятся лишь незначительные изменения и дополнения, учитывающие специфику тех или иных объектов. Например, полис для НПЗ станет аналогичен полису страхования морского терминала, но последний будет включать элементы покрытия случайных морских рисков – таких, например, как столкновение судна с пристанью или дамбой.

Во-вторых, поломка машин и оборудования. Данный вид обычно приобретается как часть программы страхования имущества (физического ущерба) и покрывает расходы, связанные с ремонтом и/или заменой оборудования, которое повредило в результате внутренней поломки, а не внешней причины. Покрываются внезапные и непредвиденные убытки или повреждения застрахованных объектов, влекущие за собой необходимость ремонта и/или замены. Ошибки в проектировании и монтаже, дефекты литья и материалов также подлежат страхованию. Обычно они обнаруживаются после истечения гарантийного периода, поэтому получить возмещение от компаний-производителей уже невозможно.

В-третьих, перерыв в производстве. Данный вид страхования может быть приобретён исключительно как дополнительное покрытие к страхованию имущества. Цель – обеспечить имущественные интересы страхователя на период полной или частичной остановки его хозяйственной деятельности из-за уничтожения или повреждения застрахованного имущества. Возмещению подлежит потеря валовой прибыли. Существует несколько вариантов её расчёта. Переменных издержек компания в момент остановки не несёт.

В-четвёртых, строительно-монтажные работы (СМР). Они покрываются от «всех рисков» физического ущерба или повреждения. Существует также ряд дополнений, приобретаемых в зависимости от вида СМР. В отличие от других видов страхования, период которых обычно составляет год, договор по данному виду заключается на срок проведения СМР, до момента перехода проекта в операционную стадию и передачи объекта заказчику.

В-пятых, задержка ввода объекта в эксплуатацию. Аналогично покрытию имущества и перерыва в производстве, этот вид может приобретаться только в дополнение к уже действующему страховому полису. В данном случае – по СМР. Обычно такой вид страхования является требованием кредиторов. Страхование возмещает потерю дохода из-за задержки ввода объекта в экс-



плуатацию в результате события, покрытого страхованием СМР. Как правило, кредиторы (банки и другие кредитные организации) требуют приобретения данного страхования только с покрытием суммы затрат на обслуживание долга, возмещаемого в течение согласованного периода задержки. То есть в данных случаях выгодоприобретателями выступают кредиторы проекта, а не его заказчик.

В-шестых, потеря контроля над скважиной. Этот вид страхового покрытия был специально разработан для операций, связанных со строительством и эксплуатацией скважин. В том случае, если скважина выходит из-под контроля или если происходит непредвиденный выброс бурового раствора, нефти, газа или воды на поверхность, покрытие возмещает расходы на восстановление контроля, затраты на повторное бурение до той глубины, на которой произошло ЧП, а также издержки на ликвидацию загрязнения и утечки. Имеется ряд дополнений, наиболее существенное из

них – покрытие «Подземный контроль над скважиной». Оно, увеличивая размер премии, является весьма важным, поскольку значительная часть убытков возникает в результате потери контроля над скважиной не на поверхности, а под землёй.

В-седьмых, грузы. Данное страхование предоставляется на базе «от всех рисков» и покрывает имущественные интересы страхователя, связанные с владением, пользованием, распоряжением грузом в ходе перевозки, погрузочно-разгрузочных работ и возможного промежуточного хранения. Грузом является любой объект, имеющий ценность. В нефтегазовой индустрии это могут быть и грузы, поставляемые в рамках строительно-монтажного проекта, и нефть и/или газ в стадии транспортировки. В тех случаях, когда нефть перекачивается по трубопроводу, данный вид может называться «страхование пропускной способности трубопровода» и имеется специальное покрытие, охватывающее данные риски. Любая сторона, приобретающая страхование и вовлечённая в транспортировку грузов (в особенности, когда речь идёт об операциях, связанных с продажей нефти), должна быть осведомлена о правилах INCOTERMS. На их основании осуществляются поставки и устанавливается, какая сторона несёт риск в результате их потери и/или повреждения.

Наконец, в-восьмых, ответственность. Существуют различные виды её страхования, но, по сути, они покрывают одно и то же – ответственность перед третьими лицами за повреждение, или потерю имущества, или за причинение вреда жизни и здоровью. Страхование ответственности является компенсационным и не покрывает штрафов, так как это противоречит законодательству. Основные виды данного страхования следующие:

- гражданская ответственность перед третьими лицами;
- ответственность за загрязнение окружающей среды;
- ответственность товаропроизводителя;
- ответственность заправщиков авиационного топлива;
- ответственность фрахтователя;
- ответственность владельцев транспортных средств.

– А от чего зависят набор и лимиты страхования, выбираемые той или иной компанией?

– Вот лишь основные факторы:

- подверженность рискам. Очевидно, что компания приобретёт только то страхование, которое покрывает её потенциальные риски (для этого она должна составить соответствующий список). Например, предприятие, не занимающееся добычей нефти и газа, не должно приобретать страхование рисков выхода скважин из-под контроля;

- договорные обязательства. Понимание риска зависит от того, как его оценивает третья сторона. Если компания вовлечена в сделку, то вполне возможно, что в соответствии со своими договорными обязательствами она будет обязана приобрести определённый вид страхования, который она не планировала покупать при иных обстоятельствах. Наиболее распространённые примеры можно найти в проектом финансировании, когда кредиторы требуют от заёмщика приобрести страхование на полную стоимость имущества или строительства. Часто в полис включается и страхование потери доходов от задержки ввода объектов в эксплуатацию (в случаях, когда проект подвержен такому риску). В то же время сама компания может рассматривать данные виды страхования как средство получения возмещений за убытки, которые она может оставить на своём удержании, и поэтому не считать такое страхование необходимым;

- финансовые возможности. Они во многом определяются уровнем толерантности компании к рискам, то есть её способностью возмещать убытки. Очевидно, что у крупных корпораций с устойчивым балансом, значительным потоком денежных средств и диверсифицированным портфелем активов будет возможность оставить на удержании больше рисков, чем у небольших компаний. Можно привести много примеров, связанных с нефтегазовой отраслью, когда крупные корпорации покупали

страхование в отношении убытков только свыше 50 млн долларов (если вообще приобретали страхование). А для менее крупных организаций такой убыток будет означать невосполнимую потерю, поэтому они покупают страхование со значительно меньшими размерами франшиз;

- готовность к принятию риска. Приобретение любого вида страхования зависит не только от финансовых возможностей компании, но в основном и от мнения руководства в отношении рисков и его уверенности в пользе расходов на страхование. Такой субъективный подход можно назвать готовностью к принятию риска. При отсутствии законодательных и внутренних норм управления рисками зачастую имеют место крайне нежелательные ситуации. Например, небольшие нефтяные компании занимаются разведочным бурением, расходы на которое составляют значительный процент от их общего капитала, но при этом не приобретают страхование, несмотря на крайне высокую (даже катастрофическую) подверженность риску выхода скважины из-под контроля.

Какой бы подход ни использовался при определении риска и выборе видов страхования, опыт показывает: успешное страхование смогут осуществить только те нефтегазовые компании, в которых разработана соответствующая система оценки и управления рисками с учётом их финансовых возможностей и экономической среды. Именно страхование служит надёжным инструментом управления рисками. Оно позволяет трансформировать «неизвестные» (и, возможно, очень значительные) расходы, возникающие в результате какого-либо ЧП, в ежегодные планируемые и известные бюджетные издержки на страхование. Это обеспечивает надёжную защиту как баланса, так и чистой прибыли любой компании. ■



КУРГАНХИММАШ

*Выражаем благодарность нефтяным и газовым компаниям
— за сотрудничество в освоении и внедрении новых технологий —
на машиностроительных заводах России*

Освоен выпуск с 2011 г.
компрессорных установок на базе ARIEL



Освоен выпуск с 2013 г.
тяжелого оборудования до 180 т



РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОДУКЦИИ



www.td-khm.ru

Чем живёт платформа

Организация качественного быта и досуга работников МЛСП на Каспии – немаловажная часть общего производственного процесса

Быт рабочих не местах нефтедобычи – довольно интересный и редко освещаемый вопрос. Как живут люди на удалённых объектах? Как питаются, развлекаются вдали от дома? Разобраться в этом вопросе нам помогла директор филиала «КорпусГрупп Центр» обособленного подразделения г. Астрахани Лидия Сараева. Уж она-то точно специалист в этом вопросе, так как компания «КорпусГрупп» предоставляет услуги питания и клининга на эксплуатируемой «ЛУКОЙлом» нефтегазодобывающей платформе на месторождении им. Юрия Корчагина в Каспийском море.

– Лидия, как устроена сама платформа?

– Морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) состоит из двух модулей: производственного, где добывают нефть, – МЛСП-1, и жилого, где проживают рабочие и обслуживающий персонал, – МЛСП-2. Производственный модуль представляет собой сооружение в виде двухъярусного прямоугольного корпуса, который опирается на шесть цилиндрических колонн, установленных на двух понтонах. МЛСП-1 предназначена для круглогодичного бурения скважин, добычи и подготовки нефти и её транспортировки по подводному нефтепроводу. Размер платформы – 72,2 на 115 м.

МЛСП-2 выглядит немного иначе: пятиярусное сооружение, в котором размещены жилые, общественные, медицинские, санитарно-гигиенические и служебные помещения. Для персонала предусмотрены одно-, двух-, трёх- и четырёхместные каюты со всеми удобствами. На платформе ежедневно находится 170 человек. Есть всё необходимое и для досуга – библиотека, спортивный зал, сауна и столовая, которая по вечерам становится местным «клубом»,

где собираются рабочие, чтобы обсудить прошедший день и просто отдохнуть.

– А как на платформу попадают рабочие и персонал? На корабле?

– Нет, сотрудники платформы доставляются к месту работы вертолётom (расстояние от Астрахани до МЛСП – 170 км, время в пути – около часа). Вахта стандартная и длится 15 дней. Перед первым посещением платформы все сотрудники проходят спецкурс: «Покидание вертолётa при вынужденном приводнении». Только после получения сертификата работник допускается к вертолёту для транспортировки на платформу. Курс состоит из учебной теоретической части и практической – с настоящим вертолётom и огромным бассейном, где моделируется ситуация крушения в открытом море. Звучит довольно устрашающе, но на самом деле всё просто, да и опытные инструкторы всегда придут на помощь в случае возникновения проблем.

– С работой нефтяников в целом всё ясно. А что делают сотрудники «КорпусГрупп» на платформе?

– В организации питания и клининга задействованы 15 сотрудников компании «КорпусГрупп». Управляющий объектом контролирует весь процесс – и кухню, и уборку. На кухне работает шеф-повар и три повара – один по холодным закускам и два по мясным блюдам. Рацион питания трёхразовый – завтрак, обед и ужин. Но не остаются без внимания и те, кто работает в ночную смену – специально для них обед переносится на ночное время, то есть столовая работает круглосуточно. Питание организовано по типу шведского стола – каждый день сотрудникам платформы в обед и на ужин предлагается на выбор 2 первых блюда, 3 салата, 2 вторых, 2 вида напитков, чай, кофе, соки, молоко, а в период поста – постные блюда, при этом меню не повторяется в течение месяца!



«КорпусГрупп» придерживается стандартов морского рациона – всё рассчитано по килокалориям. А для тех, кто не ест свинину, обязательны в меню говядина и баранина. Кроме того, рабочие всегда могут побаловать себя свежей выпечкой, свежеспечённым хлебом – ржаным и пшеничным, – который готовится на месте. Сотрудники «КорпусГрупп» организуют чайный и кофейный столы, праздничные фуршеты. Также работает буфет, где можно купить и необходимые средства гигиены, холодные газированные напитки.

– Весьма разнообразно! А как работники платят за обед? Наличными?

– Нет, наличным расчётом тут не пользуются, введена электронная система, что очень удобно и позволяет оперативно производить оплату. Часть работников получает дотацию на питание от компании, другая часть питается в кредит – в конце месяца им выставляется счёт согласно спискам – схема зависит от договора.

– А как продукты доставляются на платформу?

– Это происходит два раза в месяц (кроме срочных поставок свежей зелени вертолётom и т. п.). Сначала «КорпусГрупп»



подаёт заявку на продукты «на материк». Поставщики привозят всё необходимое на специально оборудованную площадку и загружают в контейнеры-рефрижераторы. Затем они доставляются на базу «ЛУКОЙЛа» в портовый посёлок Ильинка Астраханской области, где поддерживается необходимый температурный режим. После контейнеры погружаются на корабль и по морю попадают на платформу.

– Могут ли закончиться продукты до новой поставки?

– Конечно, нет. На платформе есть 10-процентный неприкосновенный запас – в случае форс-мажора его хватит для полноценного питания на 3–4 дня. Прошлой зимой был случай, когда корабль с продуктами не мог близко подойти к платформе из-за капризов Седого Каспия (его тут так называют) – был сильный шторм. Тогда пришлось перегружать продукты порционно, но никто из питающихся не заметил никаких проблем, так как на качество питания и разнообразие блюд это никак не повлияло!

– А как обстоят дела с уборкой на объекте?

– Клининг на платформе строится по следующей системе: у каждого клинера

свой «уровень» – своя палуба для уборки. Она проводится два раза в день специальными химическими средствами, с помощью которых легко удалить самые сложные загрязнения, в том числе отработанные масла. Обычные средства не справились бы с ними.

Также в услугу клининга входят стирка и химчистка, так как рабочую одежду необходимо стирать специальными средствами, чтобы удалить все нефтяные фракции. В прачечной находятся большие промышленные стиральные и сушильные машины, оборудование для глажки и несколько обычных стиральных машин, так как личные вещи работники платформы стирают самостоятельно. Персонал в прачечной работает круглосуточно, чтобы сдать одежду и постельное бельё можно было в любое время.

Уборка осуществляется и на производственном модуле. Вход для всех сотрудников «КорпусГрупп» туда запрещён, но в каждой вахте есть специально обученный человек, который ежедневно занимается уборкой.

Качество уборки контролирует не только управляющий объектом, даже сам капитан может проверить, насколько добросовестно всё исполнено! Кроме того,

«КорпусГрупп» старается привить рабочим «чувство прекрасного» – был проведён конкурс на самую чистую каюту. В течение месяца специальная комиссия устраивала «внезапные» проверки. По итогам были награждены три каюты – двумя телевизорами и музыкальным центром. Всех рабочих платформы «захватила» эта идея, и они с радостью участвовали в конкурсе и боролись за призы.

– Интересен вопрос утилизации отработанной воды после уборки и стирки – её же нельзя просто слить в открытое море! Куда же она идёт?

– Воду собирают в специальные контейнеры, с определённой периодичностью приходит корабль, который перекачивает её и вывозит за пределы платформы для дальнейшей утилизации.

– А какие развлечения есть в столь замкнутом пространстве?

– Проводятся совместные корпоративные вечера с чаепитиями и душевными разговорами, что очень сплачивает коллектив и развлекает сотрудников, особенно в закрытом пространстве. Здесь никто не чувствует себя одиноким и никому не бывает скучно! ■

«Кириши-2»: вопреки санкциям

Несмотря на вводимые Западом ограничения, в Ленинградской области начинается реализация крупного проекта в сфере глубокой переработки нефтяного сырья

Хал ФОСТЕР*

В последнее время США, Канада и ЕС вводят санкции против энергетического сектора России. Так, 31 августа на саммите ЕС в Брюсселе председатель Европейского совета Херман Ван Ромпей заявил, что в ближайшие сроки Еврокомиссия подготовит предложения по ужесточению ограничительных мер. В Европе предполагают, что без западных инвесторов российский ТЭК не сможет функционировать. Однако основная проблема не в деньгах, а в технологиях, поскольку ограничения коснулись именно поставок оборудования компаниям нефтегазовой отрасли РФ. Несмотря на складывающуюся ситуацию, российские бизнесмены не собираются опускать руки. Напротив, они всё больше уверены в благоприятном исходе своих начинаний. Один из них – Андрей Ермолаев, учредитель и генеральный директор ЗАО «Нефтеперерабатывающий завод Кириши-2», реализующего проект по глубокой переработки нефтяных остатков. *«Мир большой, и Россия никогда не останется без партнёров, которые поддерживают её политический курс и готовы развивать торговые отношения», – говорит он.*



Андрей Ермолаев, учредитель и генеральный директор ЗАО «Нефтеперерабатывающий завод Кириши-2»

ГЛУБИНА ПЛЮС ЭКОЛОГИЯ

В настоящее время в России функционируют 28 крупных нефтеперерабатывающих заводов и порядка 80 «зарегистрированных» мини-НПЗ. Кроме того, по разным оценкам, действуют ещё около 120 официально не учтённых небольших установок. В среднем глубина переработки нефти в стране составляет чуть более 70%. Для сравнения, в США она превышает 90%. Основной проблемой данной отрасли является нехватка современных мощностей по вторичной глубокой переработке. И её решению должен частично способствовать проект, осуществляемый Андреем Ермолаевым.

Он совместно со своим партнёром, владельцем крупнейшей в РФ компании по переработке марганца и производству ферросплавов «ЧЕК-СУ.ВК» Георгием Рамзайцевым, запланировал ввод в эксплуатацию завода в городе Кириши (Ленинградская область). Это предприятие должно стать первым в России НПЗ по глубокой переработке нефтяных остатков, обеспечивающим высокий выход светлых нефтепродуктов, в частности – высококачественных моторных топлив. Планируемая глубина переработки составит порядка 98%.

«На увеличении показателя глубины переработки постоянно акцентирует внимание Президент РФ Владимир Путин. В этом отношении ЗАО «Нефтеперерабатывающий завод Кириши-2» является очень своевременным ответом тенденциям времени. В Ленинградской области ещё в 1990 годах было

построено 14 мини-НПЗ. Они потихоньку работают, но всё же при первичной переработке нефти образуются остатки, с которыми не знают, как поступать. А мы во главу угла поставили как раз переработку этих остатков, нефтяного шлама», – отмечает А. Ермолаев.

Новый завод будет выпускать широкую гамму нефтепродуктов:

- автомобильный бензин АИ-95, соответствующий требованиям класса 5 Технического регламента Таможенного союза и ГОСТ Р 51866-2002;
- прямогонный бензин для нужд нефтехимии;

* Хал Фостер долгое время работал в качестве редактора и менеджера в Seattle Post-Intelligencer, San Francisco Chronicle и Los Angeles Times. В течение девяти лет в Японии он был главным редактором издания Pacific Stars and Stripes. После получения степени доктора наук (журналистика) в University of North Carolina в 1988 г. Хал преподавал в Sam Houston State University в Техасе, также заведовал кафедрой журналистики в Одессе и Львове и преподавал в University of Alaska в Фэрбанксе. Он также являлся профессором факультета социальных наук в Казахском институте менеджмента, экономики и стратегических исследований.

- дизельное топливо, отвечающее Тех-регламенту ТС и ГОСТ Р 52368-2005 (ЕН 590-2009);

- керосин;
- сжиженный газ для коммунально-бытового потребления (ГОСТ 20448-90);
- изобутан;
- Н-бутан;
- пропан;
- кокс нефтяной (коксоующую добавку) и серу.

К 2017 г. планируется запустить первую очередь мощностью 4 млн т в год (по сырью). А в дальнейшем этот показатель намечается увеличить до 12 млн т. Первая очередь в основном будет ориентирована на удовлетворение внутреннего спроса на светлые нефтепродукты. Ведь регионы Северо-Западного федерального округа являются крупнейшими их потребителями. Остальные две очереди планируется нацелить на производство сырья для нефтехимии и, возможно, выпуск экологически чистых топлив.

При строительстве завода предполагается придерживаться самых строгих экологических нормативов, что позволит уменьшить выбросы вредных веществ как в процессе производства нефтепродуктов, так и при их сжигании конечными потребителями. К примеру, продукция предприятия будет иметь пониженное содержание серы. Кроме того, использование процессов денитрификации сырья и разложения аммиака позволит получать конечные продукты с меньшей долей азота. Применение во всех печах горелок с пониженным уровнем образования NO_x также будет способствовать значительному сокращению вредных выбросов. Будет минимизирована эмиссия и других вредных веществ, включая монооксид углерода и твёрдые частицы.

Завод оснастят установками удаления H_2S и NH_3 из воды, задействованной в технологических процессах, что позволит обеспечить её вторичное использование. Топливный газ, полученный на НПЗ, также станет очищаться от H_2S . При этом H_2S , выделенный из газовых потоков и кислой воды, будет превращён в товарную серу. Установки производства серы, разработанные на основе новейших технологий, имеют гарантированную расчётную эффективность извлечения серы – 99,7 %, а их ожидаемая фактическая эффективность при эксплуатации составит 99,8%.

Неслучайный путь к успеху

Фактически вся жизнь Андрея Ермолаева оказалась связана с нефтяной промышленностью. Его родители принимали участие в строительстве завода в городе Кириши (ныне ООО «ПО «КИ-НЕФ»). Но его собственный успех в нефтяном бизнесе во многом оказался результатом случая. Впрочем, если бы не упорные усилия и многолетний труд, то никакой случай не помог бы...

Ещё со школы увлекаясь боевыми единоборствами, Андрей Ермолаев отточил свои навыки во время службы в армии, а затем – в милиции, и возглавил в родном городе центр подготовки молодых людей к военной службе. Но государственное финансирование центра было весьма скромным, и Ермолаеву пришлось обратиться за помощью к руководству Киришского НПЗ.

Адольф Смирнов, генеральный директор компании «Киришинефтехимэкспорт», был впечатлён решимостью и упорством молодого человека. После их трёхлётнего знакомства Смирнов предложил ему работу в качестве помощника генерального директора. В этой роли Ермолаев трудился с заместителями генерального директора – Евгением Маловым, Андреем Катковым и Геннадием Тимченко. Последний стал одним из самых успешных предпринимателей в российской нефтяной отрасли начала 2000-х.

На своём новом месте работы Ермолаев познакомился и с Георгием Рамзайцевым, который впоследствии стал его партнёром по бизнесу. В тот момент Рамзайцев являлся основным акционером нефтяной компании «Юралс Москва», которая тесно сотрудничала с Киришским НПЗ. В 1993 г. Смирнов рекомендовал руководству компании открыть представительство в Киришах, а Ермолаева назначит его главой. Рамзайцев и другие акционеры «Юралс Москва» согласились.

А в 1994 г. Ермолаев был избран депутатом первого созыва Законодательного Собрания Ленинградской области.

После двух с половиной десятилетий успешной совместной работы Ермолаев и Рамзайцев решили объединить усилия и создать ЗАО «Нефтеперерабатывающий завод Кириши-2».

Лучшее время для инвестиций

«Я глубоко убеждён в том, что человек должен работать там, где он родился, и делать всё возможное для улучшения

благополучия людей и города, в котором жил. Будучи ребёнком, я наблюдал за тем, как мои родители с большой гордостью трудились на строительстве нефтеперерабатывающего завода, который сейчас находится в городе Кириши. Сегодня я и мои партнёры трудимся с такой же гордостью, чтобы построить нужный, великий завод, который не только даст людям возможность работать и зарабатывать, но и внесёт огромный вклад в улучшение экологии региона», – говорит А. Ермолаев.

Казалось бы, грозящие России санкции со стороны Запада создают не лучшие условия для реализации крупных проектов в сфере нефтепереработки. Но ЗАО «Нефтеперерабатывающий завод Кириши-2», несмотря на это, поставило перед собой большие цели и намерено их достигнуть. Являясь сторонниками Евразийской интеграции, Андрей Ермолаев и Георгий Рамзайцев настроены на сотрудничество с теми компаниями, чьи страны ведут дружескую политику в отношении России. *«Мы готовы участвовать в рыночных отношениях в рамках Евразийского экономического союза, предлагая нашу продукцию соседним государствам», – отмечает он.*

«Россия – это страна, которая концентрирует в себе огромный политический, людской и экономический капитал. Она никогда не позволит себе быть зависимой от кого-либо или чего-либо. Следовательно, никакие внешние факторы в виде ограничений на поставку оборудования не нанесут вреда ведущим экономическим проектам», – констатирует А. Ермолаев.

Это во многом созвучно мнению, высказанному главой «Роснефти» Игорем Сечиным: *«Изолировать Россию невозможно. Мир всё-таки уже совсем другой, чем десятилетия назад. А страны Запада накладывают ограничения в первую очередь на самих себя как в плане потребления энергоресурсов, так и в плане поставок оборудования».*

Но Андрей Ермолаев убеждён в том, что иностранный бизнес, который ушёл из России, в скором времени вернётся обратно. *«И тогда это будет новый бум промышленного производства! Поэтому сейчас – самое лучшее время начать инвестировать в российскую экономику. Многие иностранные инвесторы это понимают, и интересы различных фондов возрастают день за днём», – подытоживает предприниматель.*

Каким будет «ТОПЛИВО будущего»?

Компания Shell надеется, что приоритет останется за углеводородами, но активно участвует в разработке альтернативных видов горючего

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

В последние годы мировое экспертное сообщество активно обсуждает вопрос о том, какие энергоносители придут на смену нефти и газу в ближайшие десятилетия. Эта экспертная дискуссия активно подогревается и политическими событиями на планете – ряд нефтедобывающих держав одна за другой превращаются в горячие точки, а отношения между Россией, крупнейшим производителем нефти и газа, и ЕС, одним из ведущих потребителей углеводородного сырья, стремительно ухудшаются. Приведёт ли это к сокращению долей «чёрного золота» и «голубого топлива» в мировом энергобалансе? Придут ли на замену традиционному бензину и дизельному топливу новые виды горючего, хотя и полученные из тех же углеводородов, но более эффективные и экономичные? Все эти вопросы носят не только теоретический характер и волнуют не одних лишь независимых экспертов. Крупнейшие нефтегазовые корпорации стремятся дать на них свой ответ, чтобы двигаться в русле тенденций глобального ТЭК и даже определять их на будущее. К числу таких компаний относится Shell. В ходе своего визита в Москву один из её ведущих экспертов, занимающий должность главного учёного, отвечающего за разработку новых видов топлива и смазочных материалов для автомобилей, авиационного, железнодорожного и морского транспорта, Вольфганг ВАРНЕКЕ поделился с российской аудиторией своим видением упомянутых проблем и путей их решения.



ГЛОБАЛЬНЫЕ ВЫЗОВЫ БУДУЩЕГО

По мнению В. Варнеке, существует четыре типа основных проблем, которые возникнут в ближайшие десятилетия. Первая – продолжающийся рост населения Земли. Он будет идти достаточно быстрыми темпами, и к 2050 г. число жителей земного шара составит 9 млрд человек. Такая стремительная динамика вкупе с экономическим подъёмом, который наблюдается в России, Китае, Индии, Бразилии и ряде других стран, породит вторую проблему – двукратное увеличение спроса на энергоносители.

Третья проблема связана с продолжающейся урбанизацией. Многие люди по всему миру ныне переезжают в города, и данный процесс лишь продолжит набирать обороты. Прогнозируется, что к 2050 г. 75% населения земного шара будет проживать в крупных городских агломерациях. С одной стороны, это большой плюс для индустрии и бизнеса. С другой стороны, данный процесс приведёт к четвёртой проблеме – появлению на дорогах планеты 2 млрд автомобилей. Рост благосостоя-

ния людей, конечно, радует, но при этом создаётся очень большая нагрузка на окружающую среду и инфраструктуру.

И ведущие нефтегазовые корпорации должны уже сегодня готовиться к данным вызовам, разрабатывая новые технологии. Однако, как подчёркивает В. Варнеке, это очень непростая задача, требующая больших усилий и много времени. В Shell разработан специальный процесс создания новых технологий, включающий в себя четыре этапа. Первый заключается в постановке и уяснении проблем. После этого начинается второй этап – разработки, а далее третий – демонстрации и подтверждения работоспособности опытных образцов новой техники. Последний, четвёртый, этап – внедрение технологии, выведение её на рынок.

Но практически во всех сферах, особенно в энергетике, процесс внедрения новой технологии очень долгий. Для того чтобы она «материализовалась» и получила признание требуется не 2–3 года, а 10–20, а иногда и 30–40 лет. На рис. 1 показано, сколько десятилетий занял путь до рынка различных энергоносителей и видов энер-

гии. Если взять, например, атомную энергетику, то к первым исследованиям приступили ещё в начале 1960 годов...

Поэтому если «предсказывать судьбу» появляющихся ныне технологий, например по производству биотоплива, то можно утверждать, что они не завоюют мир через 2–3 года. Это, несомненно, произойдёт, но позже, через 10–20 лет.

Вышеупомянутые глобальные вызовы ставят ряд важнейших задач перед производителями автомобильных двигателей и моторного топлива. Первая из них, конечно же, обеспечить всех желающих передвигаться на автомобилях горючим по приемлемым ценам.

Вторая задача – снижение общей цены владения автомобилем, то есть совокупных затрат владельца транспортного средства на 1 км пути. Пока что данный показатель – не в пользу электромобилей. Хотя стоимость электроэнергии относительно невысока, совокупные затраты автовладельца растут из-за достаточно большой цены аккумуляторов для электромобилей.

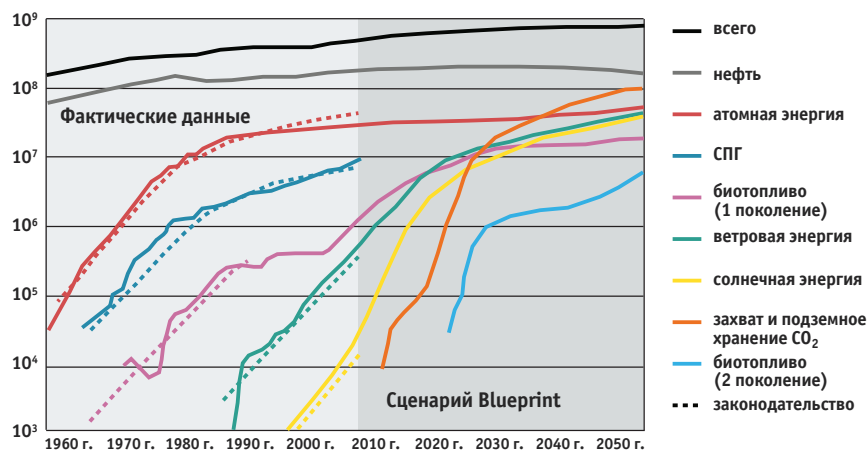
В связи с ростом населения, урбанизацией и увеличением числа транспортных средств возникает проблема сокращения выбросов углекислого газа и других загрязняющих веществ и снижения уровня смога в крупных городах. «С ростом городов проблема загрязнения атмосферы выходит на первый план, и нам надо бороться с ней по мере увеличения количества автомобилей на дорогах. Это проблема не только Шанхая и Пекина, как может показаться, но даже таких городов, как Париж и Москва. То есть стоит задача создания более экологических двигателей и более экологических типов топлив, которые помогли бы нам сократить вредные выбросы», – отмечает В. Варнеке.

Следующая задача – внедрение автомобильного транспорта нового поколения. Сейчас рассматривается большое количество вариантов развития транспортной техники. К примеру, разрабатываются новейшие системы безопасности (ночного видения, активного торможения, автоматического управления дистанцией, устойчивости и т. д.). Более того, создаются машины с автопилотом, то есть управляемые автоматически по сети. По мнению эксперта, уже в течение ближайших 10 лет эта новая технология завоюет рынок.

Вместе с тем, автоконцерны (а вслед за ними и производители автомобильного топлива) вынуждены учитывать смену потребительских предпочтений. В настоящее время на первый план выходит такое требование, как мобильность автотранс-



Рис. 1. Мировое производство первичных источников энергии, ТДж в год



порта. То есть потребителю необязательно владеть автомобилем постоянно, важно иметь его тогда, когда требуется куда-то поехать. Именно поэтому всё более популярными становятся различные пулы автовладельцев, схемы обмена и т. д.

АЛЬТЕРНАТИВЫ НЕФТИ ПОКА НЕТ

Но каким всё же будет «топливо будущего»? По мнению В. Варнеке, пока нет единой альтернативы горючему на основе нефти, хотя мы видим целую мозаику различных вариантов. Поэтому существенная часть разработок концерна Shell посвящена именно улучшению характеристик нефтяного топлива.

Как уже отмечалось, сегодня одна из главных задач человечества – обеспечение сокращения выбросов углекислого газа и других загрязняющих веществ. Поэтому ужесточаются требования к бензиновому двигателю внутреннего сгорания: произ-

водители стремятся сделать его более эффективным, повысить его КПД. Основная тенденция ныне заключается в уменьшении объёма двигателя и сокращении числа цилиндров. Кроме того, конструкторы стараются снизить скорость вращения двигателя, количество оборотов в единицу времени. Как правило, повышается давление наддува (то есть в основном в бензиновых двигателях используются турбокомпрессорные технологии).

К примеру, компания Nissan разработала двигатель для гоночных автомобилей объёмом 1 литр с тремя цилиндрами с турбонаддувом. Он весит всего 40 кг, его можно поднять на руках. Но его мощность – более 400 л. с. «То есть нам ещё есть куда двигаться в разработке новых двигателей внутреннего сгорания», – резюмирует В. Варнеке.

Что касается дизельных двигателей для пассажирского и грузового транспорта, то они имеют более высокий КПД и более эко-

номичны в плане объёмов потребления топлива, чем бензиновые. Им тоже есть куда развиваться. Прежде всего, это касается снижения выбросов вредных веществ (сажи и окислов азота). Поэтому в будущем на транспортных средствах, оборудованных дизельными двигателями, станут применять сложную систему очищения отработавших газов. Для того чтобы катализаторы и уловители сажи эффективно работали на протяжении долгого времени и на большом пробеге двигателя, необходимо совершенствовать применяемое дизельное топливо. Особенно это актуально для России, где средний возраст автомобилей достаточно велик: импортных – 9 лет, отечественного производства – 15 лет.

Таким образом, по мнению эксперта, в будущем обязательно появится большое количество электромобилей и автомобилей на водородных двигателях и на топливных элементах. Тем не менее сохраняется огромный потенциал совершенствования двигателей внутреннего сгорания. Самые серьёзные изменения грядут в секторе легковых автомобилей. Что же касается грузового транспорта, то там сохраняется тенденция широкого использования дизельного топлива, как наиболее эффективного и экономичного.

SHELL СМОТРИТ В БУДУЩЕЕ

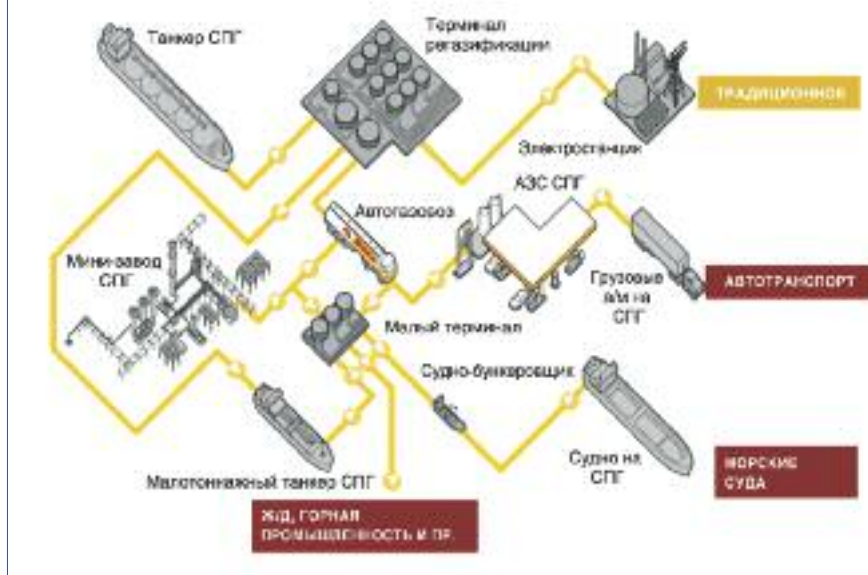
«Может показаться, что Shell – это нефтяная компания и мы хотели бы продавать только бензин. Но это не так. Мы занимаемся всеми видами топлива, пригодными для транспортных средств. А что касается нашей основной деятельности, то мы уже скорее превращаемся в газовую компанию», – отмечает В. Варнеке.

Но, конечно, основную долю в производстве пока по-прежнему занимают «традиционные» **бензин и дизтопливо**. Они выпускаются под маркой V-Power, превосходят требования государственных стандартов, не содержат примесей, могут применяться в обычных и новейших двигателях, улучшают их характеристики, увеличивают КПД, экономичность, снижают уровень вредных выбросов.

Второй вид выпускаемого Shell горючего – **синтетическое жидкое топливо** из природного газа. СЖТ обеспечивает диверсификацию источников поставок горючего и является альтернативой стандартному дизтопливу. Оно может использоваться в смеси с обычным дизтопливом и/или биотопливом и применяться в одних и тех же автомобилях.

Технология получения СЖТ базируется на реакции Фишера-Тропша. Эти два не-

Рис. 2. Схема поставок СПГ для традиционного использования и в качестве транспортного топлива



мецких нефтехимика предложили данную реакцию ещё в конце 1920 годов. Она основывается на получении из метана синтез-газа, который затем с помощью довольно сложных катализаторов и дополнительного объёма водорода превращается в длинные цепи насыщенных углеводородов. Это в конечном итоге даёт нормальные парафины очень высокой чистоты. Дальше эти насыщенные углеводороды могут быть использованы для производства высококачественных моторных масел. Можно также применять их в качестве компонента для получения очень чистого дизельного топлива, практически не содержащего серы. То есть СЖТ, производимое из природного газа, можно продавать в качестве дизельного топлива, что Shell и делает в европейских странах.

Третий вид – **сжиженный (СПГ) и компримированный (КПГ) природный газ**. Их использование увеличивает роль «голубого топлива» в транспортном секторе. При этом Shell отдаёт приоритет СПГ, преимущество которого заключается в том, что его легко транспортировать, им легко заправить автомобиль. При его сгорании образуется гораздо меньше вредных веществ, чем при использовании бензина. Кроме того, мировые запасы природного газа значительно превышают запасы нефти. А в последнее время активно расширяется разработка так называемых нетрадиционных газовых ресурсов (в частности – сланцевых).

Но проблема в том, что сжижение газа требует его охлаждения до температуры -162°C . Поэтому необходимо создавать

специальную инфраструктуру, позволяющую использовать данный тип топлива, а также новую конструкцию топливного бака и двигателя грузовика.

На рис. 2 представлена схема поставок СПГ и различные варианты его использования в качестве газомоторного топлива. «Уже сегодня можно взять природный газ, добытый в России, превратить его в жидкость, загрузить на газозовоз, отвезти в любую точку мира и разгрузить на терминале. После этого СПГ загружается в специально оборудованную автоцистерну, которая доставляет его на АЗС или АГНКС. И здесь вы сможете заправить грузовик СПГ», – рассказывает В. Варнеке.

Четвертый вид – **биотопливо**. Shell является одним из ведущих разработчиков и производителей этого вида горючего. По мнению эксперта, смешивание компонентов жидкого углеводородного топлива с устойчивыми видами биотоплива является наиболее реалистичным решением по снижению выбросов CO_2 в транспорте секторе в ближайшие 20 лет.

Как отмечает В. Варнеке, в будущем биотоплива будут составлять довольно серьёзную долю на рынке автомобильного горючего. Но надо отдавать себе отчёт в том, что невозможно полностью заменить ими продукты нефтепереработки.

Преимущества биотоплив очевидны. Прежде всего, это возобновляемый источник энергии. Их сжигание не приводит к увеличению концентрации углекислого газа в атмосфере. Но есть и многие противоречивые моменты, связанные с приме-

нением биотоплив. По-прежнему остро стоит вопрос: что лучше производить – пищевые продукты или топливо. Общественное мнение разделилось. Однако Shell активно занимается исследованиями в данной сфере и в будущем планирует вплотную приступить к разработке биотоплив второго поколения.

Пятый вид – **водород**. Это «топливо будущего» пока что занимает совсем незначительную долю рынка, но является очень перспективным. Двигатели на водородных топливных элементах могут внести серьёзный вклад в снижение уровня вредных выбросов и диверсификацию транспортного сектора после 2025 г. Однако их влияние на общие объёмы выбросов CO₂ зависит от технологии производства и поставок водорода.

Наконец, шестое направление разработок Shell – **электромобили**. Они не осуществляют вредных выбросов, в то же время их вклад (а также вклад автомобилей с гибридными двигателями) в снижение уровня эмиссии CO₂ в значительной степени определяется экологичностью процесса производства электроэнергии.

Но вот электричество служит только для «заправки» автомобилей, используемых на короткие дистанции межзаправочного пробега.

Для тяжёлого грузового транспорта единственная альтернатива традиционному топливу – СПГ. Также СПГ может использоваться в качестве топлива для водного транспорта, особенно для речных судов и паромов. Сферой его применения способен стать и железнодорожный транспорт.

СОЗДАВАТЬ ТОПЛИВО ВМЕСТЕ С ДВИГАТЕЛЕМ

Создание новых видов топлив и масел необходимо вести параллельно с совершенствованием самих двигателей и трансмиссии автомобилей. Поэтому Shell активно сотрудничает со многими ведущими техническими университетами и автопроизводителями. В качестве примера В. Варнеке приводит разработку новой марки трансмиссионного масла совместно с крупнейшим производителем коробок передач – компанией ZF. Это масло заливается в необслуживаемую КП, то есть оно не меняется за весь период её эксплуатации,

что смазочные материалы необходимо разрабатывать одновременно с созданием новых двигателей.

Shell также активно сотрудничает с авто- и мотоспортом. Ибо соревнования, проводимые в экстремальных условиях, служат очень хорошим полигоном для проверки самых смелых, порой фантастических разработок компании. Например, Shell совместно с Hyundai участвует в организации автогонок, а также активно занимается развитием мотоспорта, в первую очередь в Азии.

Но особо тесные взаимоотношения у Shell сложились с компанией Ferrari, они длятся более 60 лет. *«По сути, уже завязалась личная дружба между многими людьми, которые работают над двигателями в обеих компаниях»*, – признаётся В. Варнеке. Для гонок «Формулы-1» Shell создала специальное топливо. Впоследствии эти разработки были использованы при создании «общегражданского» топлива марки V-Power. Между тем, требования «Формулы-1» постоянно ужесточаются. Так, начиная с нынешнего года технический регламент соревнований уменьшил массу топлива, используемого на протяжении одной гонки, до 100 кг. Поэтому потребовалось разработать горючее, обеспечивающее максимальную экономичность двигателя.

Аналогичные требования предъявляются и к моторным маслам, которые используются в «Формуле-1». Более того, они должны гарантировать повышение ресурса двигателя. Ведь ещё одно ужесточение правил соревнований заключается в том, что отныне на 20 этапах «Формулы-1» каждый пилот сможет использовать не более 5 двигателей. А значит, надо их беречь.

Кроме того, компания Shell организует специальный экомарафон, в котором принимают участие студенческие команды. Идея заключается в том, чтобы стимулировать молодых конструкторов к разработке суперэкономичных двигателей. В гонках участвуют два типа машин – ультралёгкие транспортные средства и прототипы городского автомобиля. Побеждает тот, чья машина проедет большее расстояние на определённом количестве топлива. В нынешнем году такие соревнования проводились в трёх разных местах – в Америке, Азии и Европе. И уже во второй раз в них приняла участие команда Московского автомобильно-дорожного института. И, как отмечает В. Варнеке, компания Shell надеется, что в будущем в этих состязаниях будет принимать активное участие всё большее количество российских коллективов.

Варианты топлива для транспортного сектора в глобальном масштабе

Вид транспорта	Жидкое топливо	СУГ	КПГ	СПГ	H ₂	Электричество
Легковые а/м						
на короткие расст.	++	+	+	–	+	+
на дальние расст.	++	+	+	–	+	–
Грузовые а/м						
малотоннажные	++	+	+	–	+	0
большегрузные (крупнотоннажные)	++	–	0	+	–	–
Ж/д транспорт	++	–	0	+	–	++
Морские суда	++	–	0	+	–	–
Авиация	++	–	–	–	–	–

++ подходит полностью

+ с незначительными ограничениями

0 с серьёзными ограничениями

– не подходит

В таблице представлен взгляд экспертов Shell на то, какой тип топлива подходит для использования на том или ином виде транспорта. Например, авиация в обозримой перспективе будет довольно сильно зависеть от жидкого топлива на основе нефти. Ни один из альтернативных видов горючего не сможет быть применён для летательных аппаратов. Максимальные инновации, которые возможны в данной сфере, это добавление СЖТ в традиционный авиакеросин.

При рассмотрении вопроса о «топливе будущего» для легковых автомобилей необходимо разделить их на два сегмента – используемые на дальние и короткие расстояния. Для обоих типов помимо нефтяного топлива можно применять и пропан-бутановую смесь, и КПГ, и водородное топ-

а поэтому должно обладать высочайшими характеристиками.

Ещё один партнёр Shell – компания Gordon Murray Design (GMD). Она создала лёгкий, инновационный и экологичный городской автомобиль T.25 для решения двух задач – снижения уровня выбросов и уменьшения загруженности автодорог. Shell совместно с GMD разрабатывала и испытывала новое масло для демонстрации возможности экономии топлива за счёт улучшения свойств смазочных материалов. Сравнительные испытания масла сверхнизкой вязкости 0W-10 и масла 10W-30 (стандартный европейский продукт среднего уровня) дали очень хорошие результаты: экономия топлива составила 4,6% для смешанного цикла и 6,5% для городского цикла. Это хороший пример то-

Индустрия полимеров: кто разорвёт замкнутый круг?

В условиях вводимых санкций отрасли нужны грамотные решения и развитие через конечный продукт

Анна ДАУТОВА,
генеральный директор ООО «ИНВЕНТРА»

Углеводороды есть и останутся в обозримом будущем основой российской экономики и промышленности. В какой форме им предстоит реализовывать свою задачу – зависит от многих факторов: от возможностей страны развивать дальнейший экспорт энергоносителей, от потребностей собственного, российского ТЭК и от тех экономических перспектив, которые открываются в нефтехимии и индустрии полимеров. Последняя, в свою очередь, нуждается в качественном и доступном сырье, о чём без устали говорили отраслевые эксперты чуть ли не все последние десять лет.

Две эти встречные тенденции – с одной стороны, потребность в нефтехимическом сырье, с другой – передел экспортных рынков углеводородов и, как следствие, необходимость подстраховаться на внутреннем рынке сбыта – породили масштабные планы компаний по созданию новых мощностей в сфере нефтегазопереработки.

План или пропал?

На уровне отрасли перспективные проекты были объединены в уже хорошо известном специалистам Плане развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 г., утверждённом Минэнерго в марте 2012 г. Появление этого программного документа изначально встретили с оптимизмом: наконец-то государство обратило внимание на переработку сырья. Однако на деле План-2030 оказался лишь набором пожеланий. В список заявленных мощностей включили всех,



кто выразил такую готовность, не проведя досконального анализа сырьевой базы, рынков потребления и финансовой ситуации. В итоге ни один из проектов не реализуется в срок, а некоторые и вовсе «зависли».

Например, Саянский и Приморский ГХК вообще отложили на неопределённый период запуски производств, намеченные на 2016-й и 2019 г. Каспийский ГХК разрабатывает проектную документацию на установки переработки газа, но также до сих пор не принял решения по пиролизу. В свою очередь, «Газпром нефтехим Салават» отменил запланированный на 2017 г. пуск установки этилена мощностью 0,6 млн т в год. Правда компания сообщила, что ввела в 2014 г. новую печь пиролиза, которая повысит выход продукта в среднем на 13%. В 2014 г., согласно её производственно-финансовому плану, валовая выработка этилена

должна составить 310 тыс. т, что на 23% выше показателя 2012 г.

Ещё один заявленный проект – Восточный НХК. Его собирались запустить в 2015 г., сейчас комплекс находится на этапе оценки.

К 2013 г. Новоуренгойский ГХК планировал сдать в эксплуатацию пиролизную установку на 600 тыс. т, по факту строительно-монтажные работы выполнены на 60%, а пуск перенесён на 2016–2017 гг. При этом не стоит забывать, что решение о создании комплекса принято ещё в 1993 г., однако стройка не завершена до сих пор.

Проект Балтийский НХК / «ТрансВал-Газ» по-прежнему планируется, но его запуск произойдёт только в 2018–2020 гг. Сейчас прорабатываются варианты его сырьевого обеспечения.

Что касается «Нижнекамскнефтехима», чей проект также прописан в плане, то на данный момент предприятие работает над созданием нового олефинового комплекса и интегрированных в него производств полиэтилена и полипропилена. Уже заключены необходимые лицензионные соглашения, завершается составление проектной документации FEED, ведётся подготовка к разработке документации рабочего проектирования. Через несколько лет можно рассчитывать на получение дополнительного сырья с этого крупнейшего в России предприятия, но сроки, указанные в первоначальном Плане-2030 Минэнерго – нереализуемы.

Одновременно появились инициативы, которые не вошли в План-2030. Так, Белогорский ГПК рассчитывает запустить первую очередь газоперерабатывающего завода (ГПЗ) в 2019 г., вторую – в 2020 г. Определённые планы вынашивают ОНК и «Санорс», прорабатывая сырьевое обеспечение своих проектов и оценивая масштаб предстоящих инвестиций, при этом сроки не объявляются.



«СИБУР» рассматривает возможность возведения газохимического комплекса в Амурской области. Согласно данным министра по развитию Дальнего Востока Александра Галушки, инвестиции в этот проект, скорее всего, достигнут 11,5 млрд долларов. Новый ГХК сможет использовать газ, который будет поставляться по газопроводу «Сила Сибири» (его строительство осуществляет «Газпром»). Чтобы обеспечивать комплекс ШФЛУ и этаном, выделяемым из газа, в Амурской области также придётся построить ГПЗ. Сроки предполагаемого появления этих мощностей пока не оглашены.

Таким образом, если мы берём горизонт в три года, то дополнительное сырьё способно появиться только с «ЗапСиб-Нефтехима» (проект «СИБУРа» в Тобольске) в 2017 г. Намечаемая конфигурация проекта предусматривает строительство пиролиза мощностью 1,5 млн т этилена в год, установок по производству различных марок полиэтилена (1,5 млн т) и полипропилена (500 тыс. т). Дополнительные объёмы будут освоены рынком, поскольку по полиэтилену ещё есть возможности импортозамещения. Потребление оценивается на уровне 1850 тыс. т, а объём производства в 2013 г. достиг 1700 тыс. т, экспорт – около 400 тыс. т. Кроме замещения импорта, отрасли ещё необходимы объёмы для «запаса», чтобы снизить риск дефицита при ЧП и выбывании старых производств.

НЕ НА ТО НАДЕЯЛИСЬ

Ожидалось, что сырьё появится уже в ближайшие годы, а в более отдалённой перспективе его объёмы значительно возрас-

нут. Предполагалось, что ресурсная база нефтегазохимии увеличится с 28,4 млн т в 2011 г. до 60,1 млн т в 2030 г. Продуктов пиролиза, то есть этилена, пропилена, бутадиена, прибавится с 3,9 млн т до 20,1 млн т. При этом спрос на продукты нефтехимии и полимеры, по прогнозным оценкам, возрастет к 2030 г. с 4,5 млн т до 20,9 млн т.

Отдельно по пластикам картина представлялась такой: производство полиэтилена должно увеличиться с 1556 тыс. т в 2011 г. до 10972 тыс. т к 2030 г. Выпуск полипропилена к 2030 г. составит 5443 тыс. т вместо 679 тыс. т в 2011 г.

Когда в 2013 г. был запущен первый проект из Плана-2030 – завод «Тобольск-полимер» мощностью 500 тыс. т полипропилена, – стало ясно, что по гомополимерам рынок заполнен. Половину данных объёмов «СИБУР» может использовать на своём же «Биаксплене», где производится 180 тыс. т БОПП-плёнок. Ещё примерно столько же потенциально может пойти на экспорт в Китай. Словом, потребности в гомополимерах практически удовлетворены. Дополнительных объёмов вроде бы и не требуется, но острый дефицит сополимеров ПП остаётся. В Плане-2030 как не было, так и нет анализа спроса с точки зрения марочного ассортимента.

Видя, как медленно растёт потребление и насколько План-2030 (на который, по идее, должна ориентироваться целая отрасль) отличается от реальности, сырьевики даже в какой-то момент запаниковали. Возникло ощущение грядущего кризиса перепроизводства. Тут же вспомнили снижение таможенных пошлин на изделия из пластмасс и сохранение

ставок на полимерные материалы, что замедлило производство товаров из пластмасс внутри страны. Например, импорт готовых изделий из ПП в денежном выражении и тоннаже в 1,5–2 раза превышает поставки сырья. Осложнилась ситуация на экспортных рынках, где всё активнее идёт наступление арабских стран, Китая и США. В свете последних событий ещё и накалились отношения с Европой. Поэтому картина перепроизводства рисовалась во всех красках.

При таких условиях заводы не стали торопиться с новыми мощностями. Если мы берём горизонт в три года, из новых проектов мы увидим реализованным только «РусВинил», который запускает производство ПВХ нынешней осенью. Это позволит частично сократить текущий импорт данного материала.

Даже если остальные заводы заработают согласно обновлённым планам, на разработку необходимых марок уйдёт ещё какое-то время, потом начнётся этап апробирования. Работа растянется на годы. Поэтому ситуация в сфере производства пластика в ближайшие годы вряд ли существенно изменится. Более того, на неё могут негативно повлиять стагнация в экономике России и большая неопределённость, связанная с санкциями.

Круг опять замкнулся. Переработка ждёт доступного качественного сырья, а сырьевики, видимо, роста потребления. Но даже под те заводы по сырью, которые уже начали строить, систематического расширения потребления их продукции пока ещё не готовится. А ведь рынок переработки нового сырья надо растить уже сегодня!

Делать это можно за счёт госрегулирования таких отраслей, как ЖКХ, дорожное хозяйство, строительство, производство упаковки. Иначе говоря, стимулируя рынок переработки полимеров, мы косвенно создаём спрос на продукцию с планируемых нефтегазоперерабатывающих мощностей.

Тут показателен пример предприятия по переработке ПЭТФ, построенного недавно в Калининградской области и полностью ориентированного на экспорт. Опыт его деятельности в прошлом и нынешнем годах продемонстрировал, что нельзя сооружать заводы, полагаясь только на экспорт. Нужно хотя бы косвенно создавать под них внутреннее потребление. Вместе с тем надо признать, что ПЭТФ – тот материал, с которым можно выходить за рубеж. По полиолефинам ниши уже заняты, а по полиэтиленерефталату потенциал ещё есть.

Существуют, правда, такие химические продукты, без импорта которых не обойтись, и в этом кроется определённая угроза. Например, катализаторы, часть которых в РФ не производится и попадает к нам по импорту, могут рассматриваться как продукты двойного назначения, поэтому теоретически они способны оказаться под санкциями. Проблема в том, что катализаторы для изготовления полимеров – сложные химические продукты, их производство в силу небольших объёмов нерентабельно. Да и производитель, который гарантировал бы компенсацию убытков переработчику, если партия полимера окажется некачественной из-за катализатора, у нас тоже не найдётся. Так что вопрос с катализаторами остаётся в подвешенном состоянии.

Если говорить о влиянии текущей политической ситуации, то в полимерной индустрии оно проявляется пока только в отношении ввоза оборудования. Несколько замедлилось его прохождение через таможню. В остальном особого влияния не наблюдается, но все находятся в ожидании очередной волны санкций.

У СЕМИ НЯНЕК...

Для благополучного развития сегмента переработки полимеров необходима государственная поддержка. И раз уж государство взялось за регулирование, оно обязано занимать активную позицию. По сути, поддержка должна заключаться в создании в стране деловой атмосферы и чётких неизменных ориентиров. Следует обеспечить разумные инфраструктурные тарифы, в частности, на железно-

дорожные перевозки и электроэнергию, оптимальный режим налогообложения и тарифного регулирования. Но широкое разделение компетенций регулирующих органов также неблагоприятно сказывается на работе сегмента. Официально отрасль курируют Минэнерго и Минпромторг России, но на деле в данном процессе участвует ещё ряд министерств.

Расформирование Минрегионразвития даёт надежду, что кураторство над отраслью строительных материалов вернут в Минпромторг. Частичная централизация в регулировании, возможно, началась, однако пока остаются проблемы.

Самый свежий пример – разработанная Минпромторгом «Стратегия развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года», которая подверглась многочисленным согласованиям в целом ряде ведомств. В итоге её текст так и не был представлен широкому кругу специалистов отрасли, но уже готовится план мероприятий по её реализации. Возможно, что игроки отрасли смогут увидеть только этот план.

И самое главное – если государство начинает заниматься регулированием отрасли, то оно должно чётко определять правила игры. Мы же видим, что наблюдаются некоторые противоречия в подходах к стимулированию переработки. С одной стороны, говорится о важности использования углеводородного сырья, необходимости его глубокой переработки. А с другой стороны, появляются инициативы, например, по запрету упаковки для пищевых продуктов из традиционных полимеров и переходу к биопластикам, экономический потенциал которых ещё только предстоит оценить.

Надо выявить лидеров

Чтобы развивалось потребление полимерных материалов, нужно действовать через конечный продукт. По идее, изделия из пластмасс – это то, что каждый может себе позволить. Однако у нас нет культуры их потребления.

В России производство и уровень спроса на продукцию химической промышленности в разы отстают от показателей мировых лидеров. Как свидетельствует статистика, у нас на душу населения в год приходится 46 кг полимерной продукции, в то время как в Европе и США – 130–150 кг.

Согласно мировому опыту, формировать рынки потребления способны лишь гиганты индустрии, которые несут с собой не только продукт, но и определё-

нную идею. Таких лидеров среди 5–6 тыс. российских переработчиков найдётся всего несколько десятков. И если применять стандартные меры стимулирования, то они обеспечат отрасли средний рост максимум на 10–15%, как это происходит сейчас.

Но можно пойти другим путём, вспомнив правило Парето, которое гласит, что 20% усилий дают 80% результата, а остальные 80% усилий – лишь 20% результата. Если мы возьмём в качестве объекта «приложения силы» эти два десятка отраслеобразующих игроков и на примере их опыта работы выявим плюсы и минусы существующей бизнес-среды, то выработанные в результате такого взаимодействия меры могут принести больший эффект.

Речь не о том, чтобы дать зелёный свет нескольким компаниям из отдельных сегментов переработки. Здесь важно открыть экспертам путь к диалогу с регулирующими организациями. 25 ноября состоится очередной форум «Полимеры России», который уже несколько лет служит важным инструментом GR. В его ходе можно было бы создать рабочую группу с участием представителей ведущих компаний отрасли и всех министерств и ведомств, в чьей компетенции находится развитие данного сегмента. Есть надежда, что в этом случае начнётся активная работа над такими программными документами, которые будут отвечать реальным потребностям отрасли и поэтому будут неукоснительно выполняться.

Что касается определения лидеров отрасли и стимулирования переработки, то компания «ИНВЕНТРА» (входящая в Группу «КРЕОН») вносит свой вклад в решение этого вопроса. Второй год подряд мы вручаем премию «Полимеры России», чтобы подчеркнуть заслуги лучших предприятий отрасли, рассказать о них на всю страну и дать им возможность донести свои проблемы и предложения до тех, от кого зависит развитие всей экономики.

Надо популяризировать полимеры как продукты, обеспечивающие современному человеку тот комфорт, к которому он привык, и то качество жизни, которое стало доступно с появлением этого материала. Тем самым мы создаём рынки для внутреннего потребления углеводородного сырья. За счёт увеличения объёмов производства продуктов более высоких переделов внутри страны экономика России в текущей ситуации может только выиграть. ■



9 декабря

Отель «Балчуг Кемпински Москва»

Форум «Нефтегазопереработка в России 2014»

CREON Energy, ведущая российская консультационная группа в сфере нефтегазохимического комплекса, приглашает принять участие во Втором международном форуме «Нефтегазопереработка в России 2014», который пройдет 9 декабря 2014 г. в отеле «Балчуг Кемпински Москва».

Учитывая исключительную важность нефтегазопереработки для российской экономики, мы считаем необходимым продолжить обсуждение существующих проблем в широком кругу экспертов и заинтересованных специалистов разных сегментов рынка, объединенных общими интересами.

Главным событием Форума 2014 года станет подведение итогов **первого в России Рейтинга экологической ответственности нефтегазовых компаний РФ**, подготовленного совместно группой CREON и WWF Russia.



Будем рады видеть Вас на нашем Форуме. Дополнительную информацию о предстоящих мероприятиях Вы можете получить в Оргкомитете по тел.: **+ 7 (495) 797-49-07** или e-mail: **org@creonenergy.ru**



ПРАВИТЕЛЬСТВО
ВОЛГОГРАДСКОЙ ОБЛАСТИ

EXPO.NET

Г. ВОЛГОГРАД

**9-11
ДЕКАБРЯ
2014**



ВОЛГОГРАДСКИЙ
ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
"РЕГИОН"

ВВЦ "РЕГИОН"
тел.: (8442) 26-51-86,
24-26-02
texno@regionex.ru
www.regionex.ru

ТЕХНО  **форум**

Промышленно-технические выставки

ТЕХНОФОРУМ

XV специализированная
промышленно-техническая выставка

**ОБОРУДОВАНИЕ-
НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ**

XVII специализированная выставка
оборудования, технологий для нефтяной
и газовой промышленности
и нефтеперерабатывающего комплекса

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

XIII выставка - конференция
энергосберегающих технологий, оборудования,
возобновляемых источников энергии

РЕГИОН-ЭЛЕКТРО

XI выставка электротехнического оборудования,
электрических машин, приборов, аппаратов
и современных технологий в электроэнергетике

У истоков высоких переделов

Вышла в свет новая книга по истории нефтяной промышленности России дооктябрьского периода

Виктор КАРПОВ,
профессор, доктор исторических наук

В мае этого года увидела свет новая книга известного историка нефтегазовой промышленности Александра Матвейчука «Первые нефтехимики России»¹. Данная работа завершает трилогию «Люди российской нефти». Первая – «У истоков нефтяной промышленности» (М., 2000 г.) – рассказывала о промышленниках, заложивших фундамент отечественного нефтяного дела. Вторая – «Первые инженеры-нефтяники России» (М., 2002 г.) – была посвящена лучшим представителям инженерного корпуса в отрасли. В третьей книге автор знакомит читателя с учёными, стоявшими у истоков отечественной нефтехимической науки.

Одиннадцать глав данного научно-популярного издания – это одиннадцать исторических очерков о великих учёных, усилиями которых в России зародилось и сформировалось новое направление науки – химия нефти. Автор широко использовал как публикации самих героев очерков, так и литературу о них, включая редкие издания XIX – начала XX века. В научный оборот введены новые документы из Архива РАН, Российского государственного исторического архива, Музея Санкт-Петербургского технологического института (университета), статьи из таких периодических изданий, как «Горный журнал», «Записки Русского технического общества» и др. Основной корпус источников исследования составляют документы дооктябрьского периода.



Обложка книги А. А. Матвейчука «Первые нефтехимики России»

Написать интересно и понятно об открытиях в химической науке, о применении их в нефтяном производстве – задача непростая. Но автор, как и в предыдущих книгах серии, пишет увлекательно, доступно, соблюдая баланс научности и популярности. Книга хорошо иллюстрирована, снабжена библиографическим и именным указателями.

Сам выбор героев очерков представлял нелёгкую задачу, так как активных участников начального этапа нефтехимической науки в России было значительно больше, чем вместила книга. Выбор, сделанный автором, – результат многолетнего изучения истории становления нефтяной промышленности, глубокого проникновения в достаточно широкий спектр её проблем. Ведь биографии выдающихся российских учёных, связавших свою научную деятельность с развитием нефтяной промышленности, – и есть в известном смысле история са-

мой отрасли. Во всяком случае, очень существенные её черты.

Александр Матвейчук отмечает в предисловии, что издание «Первые нефтехимики России» не может претендовать на систематизированное и обстоятельное изложение всего исторического процесса зарождения и становления нефтехимической науки в нашей стране. Думается, что уже сам жанр очерка снимает какие-либо претензии к автору по поводу, возможно, неполного освещения проблемы. Как минимум, сама её постановка и авторская интерпретация вызывают большой интерес. И если кто-то не найдёт в книге имён каких-либо других нефтехимиков, внёсших вклад в развитие отрасли, то на это можно ответить словами небезызвестного Козьмы Пруткина: «Нельзя объять необъятное». Вновь подчеркнём, в рецензируемой книге речь идёт о первопроходцах в нефтехимии.

Подтверждая сказанное, отметим, что два первых очерка посвящены гениальным учёным с мировым именем – М. В. Ломоносову и Д. И. Менделееву. Михаил Ломоносов (1711–1765 гг.) одним из первых приступил к исследованию нефти. Научной работой, получившей высокую оценку в академическом сообществе и показавшей стремление будущего академика к проникновению в тайны природы, стало составление в 1741 г. Каталога собраний минералов и окаменелостей Минерального кабинета Кунсткамеры в Санкт-Петербурге. В 1744 г. Ломоносов представил в Академию наук диссертацию «Размышление о причине теплоты и холода», в которой изложил основы механической теории теплоты. 25 июля 1745 г. последовало его утверждение Сенатом в звании профессора химии, что в то время означало фактическое включение в состав Петербургской академии наук.

При подготовке в печать рукописи классического труда «Первые осно-

¹ Матвейчук А. А. Первые нефтехимики России: Исторические очерки. М.: Древлехранилище, 2014. 294 с.

вания металлургии или рудных дел» (1763 г.) академик Ломоносов включил дополнительный раздел «О сло-ях земных», посвящённый происхождению горючих полезных ископаемых: каменного угля, торфа и нефти. Им сделан главный вывод о том, что они обладают биогенной природой и получены в результате длительной естественной переработки органических веществ. Это имело большое значение для последующего развития ключевых направлений российской науки. Академик Владимир Вернадский (1863–1945 гг.) писал о Ломоносове, что он «кажется нашим современником по тем задачам и целям, которые ставил научному исследованию»².

Отечественное нефтяное дело занимало важное место и в научном творчестве первооткрывателя периодического закона, автора классических «Основ химии» Дмитрия Менделеева (1834–1907 гг.). Об этом убедительно свидетельствует тот факт, что более 70 публикаций учёного посвящены проблемам российской нефти. Великий русский химик задал верное направление дальнейшему развитию отечественной нефтехимической науки и нефтяной промышленности в целом. Его помощь пионерам российского нефтяного дела была конкретной и очень ценной. Можно привести примеры успешного сотрудничества учёного с известным промышленником Виктором Рагозиным (1833–1901 гг.), усилиями которого отечественные нефтяные масла завоевали европейский рынок, или с Петром Губониным (1825–1894 гг.), владельцем контрольного пакета «Товарищества Русско-Американского нефтяного производства», на заводе которого Менделеев внедрил непрерывный способ перегонки нефти.

Оказывая помощь промышленникам непосредственно на производстве, Дмитрий Менделеев не переставал думать о перспективе развития отрасли в целом. Именно здесь проявились как широта научной и экономической постановки насущных проблем, так и его патристический, государственный подход к определению главных задач развития нефтяной промышленности. В 1900 г. для книги «Россия в конце XIX века», подготовленной к Всемирной

выставке в Париже, Дмитрий Менделеев написал статью «Химическая и нефтяная промышленность». В ней он сделал глубокий анализ состояния отрасли, призвав к более рациональному использованию нефти на основе внедрения технологии глубокой переработки углеводородного сырья, а также к выпуску новых видов нефтепродуктов для промышленности и населения.

Предвидя великое будущее Западной Сибири, он также писал: «...промышленное воздействие России на весь запад Сибири и на степной характер Азии может и должно совершаться при посредстве Уральского края»³.

Славную когорту первых российских учёных-нефтехимиков, о которых повествуют последующие очерки, составляют:

- профессор Горного института Конон Лисенко (1836–1903 гг.), автор первой отечественной отраслевой монографии «Нефтяное производство» (1878 г.);
- академик Фёдор Бейльштейн (1838–1906 гг.), автор работы «Исследования кавказской нефти» (1883 г.);
- профессор Владимир Марковников (1838–1904 гг.), «отец нафтен»;
- академик Владимир Ипатьев (1867–1952 гг.), «отец гетерогенного катализа»;
- магистр технологии Константин Харичков (1865–1921 гг.), автор монографий «О составе и технических свойствах нефтей русских месторождений» (1902 г.) и «Холодная фракционировка нефти» (1903 г.);
- доктор химии Лев Гурвич (1871–1926 гг.), издавший фундаментальный труд «Научные основы переработки нефти» (1913 г.);
- почётный академик Российской академии наук Николай Петров (1836–1920 гг.), основоположник гидродинамической теории смазки;
- профессор Михаил Тихвинский (1868–1921 гг.), один из разработчиков эффективной технологии получения ароматических веществ из нефтяного сырья;
- инженер-технолог Алексей Степанов (1866–1937 гг.), первый лауреат «русской» Нобелевской премии за работу «Основы теории ламп» (1896 г.).

Каждая из 11 биографий, которые легли в основу исторических очерков, могла бы стать самостоятельной книгой. Но,

собранные под одной обложкой и выстроенные в хронологическом порядке, в совокупности они дают достаточно ясное и цельное представление о становлении нефтехимии в России во второй половине XIX – начале XX века. Неслучайно жизненные пути большинства героев исторических очерков так или иначе пересекаются в разных главах книги. А если учёные не были знакомы лично, то их связывала преемственность научных идей.

«Подлинная наука должна быть динамичной и не терпит застоя, – отмечает автор очерков, – но одновременно она должна быть наполнена идеями преемственности поколений. А это, в свою очередь, рождает настоятельную потребность обращения к её прошлому, позитивному опыту, к славной многовековой истории высоких творческих достижений и открытий»⁴.

Сегодня правительство возлагает на науку особую надежду: очевидно, что Россия исчерпала потенциал существующей модели роста с опорой на экспорт сырьевых ресурсов. Основой экономики должны служить не добыча и вывоз сырья, а наукоемкие, высокотехнологичные производства. Но развивать их можно и нужно на базе мощного отечественного нефтегазового комплекса, ни в коей мере не отказываясь от преимуществ страны – уникальных природных ресурсов. К такому выводу подводит читателя Александр Матвейчук, убедительно повествующий о том, как в России XIX – начала XX века решались проблемы интеграции науки и производства, наращивания выпуска разнообразной продукции – от осветительного керосина до разнообразных товаров более высоких пределов нефти.

Несомненно, что обстоятельное познание событий прошлого позволяет нашим современникам глубже понять происходящее сегодня. Обращаясь к истокам отечественной нефтехимии, новая книга по истории ключевой отрасли национальной экономики решает помимо познавательной и важную прикладную задачу. Здесь сделана попытка подсказать ответ на важнейшие вопросы: как всё же преодолеть усиливающуюся сырьевую направленность отечественной экономики и что ценного может дать практике XXI века успешный опыт пионеров российского нефтяного дела?

² Вернадский В. И. О значении трудов М. В. Ломоносова в минералогии и геологии. М., 1960. С. 3.

³ Цит. по: Добротин Р. Б. и др. Летопись жизни и деятельности Д. И. Менделеева. Л., 1984. С. 493.

⁴ Матвейчук А. А. Указ. соч. С. 5.

Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

22-24 октября 2014 | ЦМТ, Москва

www.oilandgasforum.ru

ТМК Нефтегазсервис работает по принципу «одного окна», предлагая потребителям трубную продукцию вместе с комплексом сопутствующих сервисных услуг



Высокотехнологичное производство нефтегазового оборудования



Собственная логистическая система и управление запасами



Регулярная сервисная поддержка и техническое обслуживание

- Изготовление и ремонт насосно-компрессорных и обсадных труб, в том числе с резьбовыми соединениями класса «Премиум».
- Изготовление патрубков, переводников, нарезка резьбовых соединений класса «Премиум» на элементах подземного оборудования.
- Нанесение наружных и внутренних изоляционных покрытий на трубную продукцию, в том числе на НКТ и СБТ.
- Инженерное сопровождение комплектации, сборки и спуска колонн обсадных труб и НКТ.
- Ответственное хранение и реализация трубной продукции заводов ТМК.



www.tmk-group.ru