

КЛЮЧЕВЫЕ ОТРАСЛЕВЫЕ СОБЫТИЯ
ТЕПЕРЬ НА ОДНОЙ ПЛОЩАДКЕ

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

16-я Международная выставка
НЕФТЕГАЗ-2016



19-20 апреля 2016 г.
Москва, ЦВК «Экспоцентр»

www.oilandgasforum.ru

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

www.neftegaz-expo.ru

12+



Нефть россии

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

Сентябрь
2015

www.neftrossii.ru

России нужна своя линия поведения

«Глубокие» проблемы морской добычи

Дамоклов меч Ирана

Суды как санкции

Когда нам праздновать День нефтяника?

НЕФТЬ РОССИИ № 9 2015

**Вложения в геологию –
инвестиции в будущее**

Нефтяной цейтнот

В условиях продолжающегося падения нефтяных цен России необходимо сделать смелые и нестандартные ходы

Валерий АНДРИАНОВ

Нынешний кризис на нефтяном рынке принимает затяжной характер. Если год назад, когда котировки «чёрного золота» только начинали своё крутое пике, это можно было списать на очередной цикл глобального экономического развития или на какие-то кратковременные политические факторы, то сегодня становится очевидным – низкие цены могут установиться всерьёз и надолго. Ибо этому способствуют не какие-либо отдельные события и тенденции, а целый узел экономических и политических проблем.

Соответственно, меняется отношение к происходящему на нефтяном рынке со стороны представителей российского нефтегазового комплекса и экспертов. Ещё недавно казалась – стоит немного потерпеть, затянуть пояса, и всё вернётся на круги своя, цены на сырьё вновь пойдут вверх, а российская казна начнёт наполняться нефтедолларами. Но теперь приходится признать – быстрого и лёгкого возвращения к «сладкой жизни» уже не будет. Поэтому надо не ждать у моря погоды, а предпринимать какие-то решительные действия.

Причём Россия оказалась в своеобразном «нефтяном цейтноте». Большинство экспертов сходятся в том, что уже в начале следующего года произойдёт очередной спад цен на «чёрное золото», обусловленный снятием санкций с Ирана. Как отмечает наш автор Мария Кутузова, согласно заявлениям иранской стороны, после отмены санкций ИРИ сразу же сможет увеличить объём добычи на 500 тыс. баррелей в сутки, а затем, в течение нескольких месяцев, – на 1 млн баррелей (подробнее см. «Дамоклов меч Ирана»).

А в состоянии цейтнота надо думать и «двигать фигуры» как можно быстрее. Причём тут нужны нестандартные ходы, которые в «спокойных условиях» никогда бы не пришли на ум. В частности, председатель Межотраслевой группы экспертов Валентин Поминов призывает полностью поменять отношение к нефтяным ценам, перестать воспринимать их как нечто «данное свыше» и наконец-то начать активно влиять на процесс ценообразования. Для этого он предлагает сделать сразу три хода. Первый – развёртывание и поддержание высокотехнологичной Российской национальной системы оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства в макросреде. Второй ход – создание Единой международной системы аналогичного профиля. Наконец, третий – интенсификация международного сотрудничества для обеспечения более устойчивой и управляемой динамики цен на нефть (см. статью «Госпланирование в цитадели капитализма»).

О необходимости уделять больше внимания прогнозированию и стратегическому планированию говорит в своём интервью и президент Российского союза нефтегазопромышленников Геннадий Шмаль. «Мы сейчас пользуемся прогнозами, которые делают BP, ExxonMobil, Международное энергетическое агентство. Но ведь эти аналитические работы выполняются данными организациями “под себя”, наши интересы там не могут быть уч-

тены по определению. <...> Западные оценки, конечно, надо держать в уме, но опираться-то необходимо на собственные прогнозы, строить собственную государственную линию поведения на мировом рынке», – отмечает он.

Смелые шаги нужны и для решения конкретных проблем отечественного НГК, в частности восполнения его минерально-сырьевой базы в условиях обвалившихся цен на сырьё. Как отмечает начальник управления ОАО «Росгеология» по администрированию геологоразведочных проектов на УВС Олег Корчагин, объёмы бурения в нашей стране в последнее время резко снизились и сейчас изученность её территории этим методом крайне низка (особенно в таких регионах, как Дальний Восток). В результате «неопробованными» остаются сотни перспективных нефтегазоносных структур, которые были обнаружены в «старых» промышленных районах ещё до 1990 годов. Поэтому надо совершенствовать подходы к геологоразведке на государственном уровне, а также искать способы стимулирования недропользователей к инвестициям в разведочное бурение. Кроме того, как подчёркивает О. Корчагин, для открытия новых месторождений нефти и газа требуется организация государственной службы бурения поисковых и разведочных скважин. Это единственный способ планомерного наращивания ресурсов углеводородов (подробнее см. интервью «Инвестиции в геологоразведку – это инвестиции в будущее»).

Ещё больше «напрячь извилины» придётся для того, чтобы найти выход из тупика, в который мы сами себя и загнали. Речь идёт о целой серии судебных исков, поданных в зарубежные суды против России и её нефтегазовых компаний и уже частично выигранных. Старший научный сотрудник ИМЭМО РАН Михаил Субботин в своей статье «Суды как санкции» напоминает о том, что 28 июля 2014 г. было объявлено решение третейского суда в Гааге по иску «ЮКОСа», согласно которому Россия должна заплатить 50,02 млрд долларов. Причём судебные исполнители могут «наложить лапу» не только на российское имущество за рубежом, но и на экспортируемые в Европу нефть и газ. В этом случае иски к России неизбежно предъявят ещё и пострадавшие покупатели...

Попытки игнорировать постановление Гаагского трибунала ни к чему хорошему не приведут. Чтобы выпутаться из этой ситуации необходимо предпринимать какие-либо решительные и смелые ходы. И пока трудно сказать, какими они могут быть...

Впрочем, Россия только что продемонстрировала, что она способна на нестандартные действия. Начало военной операции против ИГИЛ (террористической организации, запрещённой в РФ) свидетельствует о том, что Москва готова взять на себя роль драйвера мировой политики, а не просто подстраиваться под её очередные изгибы. Кстати говоря, данная операция может благоприятно повлиять и на нефтяные цены, прекратив доступ на мировой рынок того сырья, которое террористы нелегально реализуют по демпинговым ценам. И если вслед за этим сильным ходом последуют и другие столь же оригинальные и смелые решения (в частности касающиеся развития отечественного НГК), то можно надеяться, что Россия способна выиграть, даже несмотря на «нефтяной цейтнот».

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

**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

Александр НЕКИПЕЛОВ

Академик РАН, председатель Совета директоров
ОАО «Роснефть»

Виктор МАРТЫНОВ

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

Генадий ШМАЛЬ

Президент Союза нефтегазопромышленников

Александр РОМАНИХИН

Президент Союза производителей нефтегазового
оборудования

Андрей КОНОПЛЯНИК

Д. э. н., профессор

Лариса РУБАН

Д. с. н., профессор (Институт 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 АКРАМОВСКИЙ,
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 30.09.2015
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», Мессояхское
месторождение. ЯНАО. 2012 г.



NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Нефтяной цейтнот

В условиях продолжающегося падения нефтяных цен Рос-
сии необходимо сделать смелые и нестандартные ходы 1

ИЗ ПЕРВЫХ УСТ

России нужна своя линия
поведения

Отечественный НГК, машиностроение и нефтегазохимия
имеют огромный потенциал роста, но требуется полити-
ческая воля для продвижения первоочередных проектов.
Интервью с президентом Российского союза нефтегазо-
промышленников, членом редакционного совета журнала
«Нефть России» Геннадием ШМАЛЕМ 4



АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

В. ПОМИНОВ,

председатель Межотраслевой группы экспертов
при Торгово-промышленной палате РФ

Госпланирование в цитадели
капитализма

США опережают Россию в сфере стратегического прогно-
зирования энергетики, хотя и остаются в плену заблужде-
ний по поводу механизмов ценообразования на нефть 8



РЕСУРСЫ

Инвестиции в геологоразведку –
это инвестиции в будущее

Не вкладывая в поиск и разведку новых углеводород-
ных ресурсов достаточного объема средств, компании
рискуют уже в ближайшее время столкнуться с дефици-
том сырья. Интервью с начальником управления ОАО
«Росгеология» по администрированию геологоразве-
дочных проектов на УВС Олегом КОРЧАГИНЫМ 15

ШЕЛЬФ

М. КУТУЗОВА

«Глубокие» проблемы морской
добычи

Главная тенденция офшорных проектов – повышение
глубины работ, но в условиях падения нефтяных цен ин-
вестиции в данный сектор могут сократиться 21





«Газпром нефть»



«Газпром нефть»

А. ПАЛЮРА,
ведущий инженер ГУП «Черноморнефтегаз»,
эксперт Консультативного совета при председателе
Комитета Государственной Думы РФ по энергетике
Когда риск – благородное дело

Падение цен на нефть, введение западных санкций и
прочие ограничения не должны останавливать Россию
на пути освоения углеводородных богатств шельфа **26**

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КППМГ

А. УСОВ,
партнёр, руководитель практики по работе с компа-
ниями нефтегазового сектора КППМГ в России и СНГ
**Линии обороны:
не отступать перед рисками**

В условиях ценовой нестабильности в нефтегазовой от-
расли необходимо уделить больше внимания системам
управления рисками и внутреннего контроля **30**

ПРАВО

М. СУББОТИН,
старший научный сотрудник ИМЭМО РАН
Суды как санкции

Почему Россия и её нефтегазовые компании «попали
под суд» в ряде европейских стран, и чем это грозит
нашей стране **32**



МИРОВОЙ РЫНОК

М. КУТУЗОВА
Дамоклов меч Ирана

Снятие санкций с Исламской Республики может приве-
сти к дальнейшему падению нефтяных цен **38**

ПРОМЫШЛЕННАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ

С. САВОНИН,
руководитель Департамента экспертизы
промышленной безопасности;
А. МОСКАЛЕНКО,
руководитель Департамента анализа рисков;
Н. АЛЕКСЕЕВА,
ведущий эксперт Департамента анализа рисков;
А. ТЮНДЕР,
эксперт Департамента анализа рисков
(ООО «Городской центр экспертиз»);
З. АРСЕНТЬЕВА,
руководитель Департамента разработки планов
ликвидации аварийных ситуаций ООО «ГЦЗ-Энерго»
Газопроводы в зоне риска

Анализ причин аварий на магистральных газопроводах
свидетельствует о необходимости профилактических
мер и улучшения системы мониторинга **42**

КАДРЫ

Н. ГОЛУНОВ,
проректор по дополнительному
профессиональному образованию, к. т. н.;
А. ЛАРИНОВ,
начальник отдела по связям с общественностью, к. т. н.
(Российский государственный университет нефти
и газа им И. М. Губкина)

Профессионалы «под ключ»

Губкинский университет с успехом внедряет методы
практико-ориентированного образования для лидеров
нефтяной отрасли России **46**



ФИНАНСЫ

Н. ЗЕЛЕНИН
Берегите яйца!

Диверсификация инвестиционного портфеля позволит
сделать вложения в отечественный нефтегазовый ком-
плекс более доходными и менее рисковыми **50**

БЫЛОЕ

А. МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук, академик РАЕН
**Когда же нам праздновать
День нефтяника?**

К вопросу о начальной дате отсчёта истории нефтяной
промышленности России **56**

России нужна своя линия поведения

Отечественный НГК, машиностроение и нефтегазохимия имеют огромный потенциал роста, но требуется политическая воля для продвижения первоочередных проектов

Экономика страны в целом и нефтегазовый комплекс в частности переживают ныне не самые лучшие времена. Экономический кризис, падение цен на нефть, западные санкции оказывают на них негативное влияние. Как этому противостоять? Могут ли отечественные нефтегазодобытчики, переработка и машиностроение найти ответы на данные вызовы? На эти и другие вопросы отвечает президент Российского союза нефтегазопромышленников, член редакционного совета журнала «Нефть России» Геннадий ШМАЛЬ.

– Геннадий Иосифович, в 2014 г. российская нефтяная отрасль продемонстрировала рекордные результаты – как по объёмам добычи, так и в сфере нефтепереработки. А насколько успешным, по Вашему мнению, окажется нынешний год?

– Провальным по добыче нефти 2015 г. точно не станет. Будет даже некоторый рост. Во всяком случае, об этом свидетельствуют результаты первых семи месяцев. Но в долгосрочной перспективе те санкции, которым подверглась Россия, могут сыграть свою отрицательную роль. Это что касается нефти.

А по газу многое зависит от того, каков будет спрос в Европе. Другого-то рынка у нас пока нет. Украина значительно снизила закупки нашего газа. Помню времена, когда эта страна закупала у нас до 50 млрд м³ в год, сейчас она снизила этот показатель до 20 млрд. Дай бог, в этом году хотя бы такой объём приобретёт.

У нас, конечно, есть и свои внутренние проблемы, связанные с газом. К примеру, сибирские и дальневосточные регионы страны совершенно не охвачены сетевым газом. Но стоит ли их газифицировать? Тут надо считать. Если это экономически оправдано, то необходимо строить газопроводы. Если нет, то требуется решать проблему другим путём – производить сжиженный природный газ (СПГ). Сейчас



у нас в стране существуют предприятия, способные изготавливать малотоннажные установки для производства СПГ мощностью до 10 т в час. При необходимости их можно объединять в комплексы. Это позволит газифицировать регионы и направить газ на удовлетворение наших внутренних потребностей.

Правда, у нас есть договорённости с Китаем, о чём мы долго-долго говорили. Но на моей памяти таких «договорённостей» было не менее 30, я сам принимал участие в одной из поездок в Поднебесную. Борис Николаевич Ельцин в Китай ездил, Виктор Степанович Черномырдин, Юрий Константинович Шафраник... Ну и что? Все встречи заканчивались подписанием «протоколов о намерениях», от которых ничего не осталось, кроме самих этих бумажек... Так что ещё не совсем ясно, купит Китай газ или нет. Конечно, хорошо, что начали строить «Силу Сибири», работаем над «Алтаем», но определённого движения пока я не вижу. Лично я в газопровод «Алтай» не верю – КНР газ на северо-западе не нужен. Там нет промышленности.

При этом говорить о том, что Европа возьмёт много газа, тоже преждевремен-

но. Даже учитывая то, что подписано соглашение о строительстве «Северного потока – 2». Полагаю, что от «Турецкого потока» отказываться не следует – это всё же прямой выход на рынок Южной Европы, на Балканы. Иначе мы делаем Германию главным хабом по распоряжению российским газом. С одной стороны, это укрепляет наши отношения с ФРГ, а с другой – мы попадаем в зависимость от этой страны. Нам это надо?

На строительство всех этих «труб» потребуется, даже если мы «встанем на уши», два-три года. В общем, я в этом году прироста добычи газа не ожидаю. Правда, ещё надо понять, какая нас ожидает зима. Если жёсткая, то, вероятно, и Европейский союз будет по-другому строить отношения с Россией.

В целом я думаю, что беспокойства в отношении того, как наш нефтегазовый комплекс справится со стоящими перед ним задачами в плане обеспечения народного хозяйства энергоресурсами, нет. И с точки зрения экспорта тоже.

Но надо отслеживать ситуацию. У нас, к сожалению, нет понимания того, как вести себя на глобальном рынке, нет чёткой государственной линии, как строить отношения с отдельными странами и с Европейским союзом. Это дело не только «Газпрома», это дело всего государства. Но у нас полностью отсутствует аналитическое прогнозирование ситуации на обозримый период времени!

Вспомним, когда Б. Обама пришёл к власти, он поставил цель: обойти Россию по производству энергоресурсов. И в общем-то он эту задачу решил. По газу США нашу страну обошли, по нефти тоже вышли на приличный уровень. Сенат даже разрешил экспортировать 50 млрд м³ газа в виде СПГ. Но я убеждён, что никогда американский СПГ не будет дешевле нашего трубного газа.

Мы сейчас пользуемся прогнозами, которые делают BP, ExxonMobil, Международное энергетическое агентство. Но ведь эти аналитические работы выполняются

данными организациями «под себя», наши интересы там не могут быть учтены по определению. Скажем, та же ВР всё время оценивала российские запасы газа в 42–43 трлн м³, а потом вдруг на 10 трлн их «сократила». С какой стати?

Западные оценки, конечно, надо держать в уме, но опираться-то необходимо на собственные прогнозы, строить собственную государственную линию поведения на мировом рынке. В конце концов, 20% нефти на мировой рынок поставляем мы, а по газу и того больше. А у нас даже та Энергетическая стратегия, которую столько готовили и обсуждали, так и не принята! Хотели в мае принять, зима на носу, а её нет. О какой же перспективе развития в таких условиях может идти речь?

России требуется также следить за конъюнктурой рынка и гибко на неё реагировать: когда-то цены опустить, порой пойти на уступки, а где-то жёстко отстаивать собственные позиции. Но и одному «Газпрому» такое прогнозирование и планирование доверить нельзя.

– А Российский союз нефтегазопромышленников может взять на себя эту роль?

– Может, да мы это и делаем. Но для того, чтобы содержать такой аналитический центр, нужны серьёзные вложения. Я довольно часто принимаю участие в заседаниях Аналитического центра при Правительстве РФ. Они обсуждают там достаточно важные вопросы. В августе, к примеру, проводили специальный семинар по поводу нефтегазового сервиса. Там довольно большой штат людей, и они могут привлечь специалистов из наших «фундаментальных» и отраслевых институтов.

Нужен Национальный экспертно-аналитический центр по энергоресурсам при Минэнерго России. У нас есть несколько институтов, вполне способных взять на себя эту роль. Можно объединить усилия различных организаций.

– В прошлом году против России были введены секторальные санкции, в том числе затронувшие и нефтегазовую промышленность. Как они повлияли на развитие отрасли? Удалось ли преодолеть их последствия за счёт программ импортозамещения?

– Пока серьёзного влияния эти санкции на производство не оказали. Полагаю, что их воздействие скажется позже.

Вот что оказалось действительно плохо – усложнился доступ к инвестиционным ресурсам. Прежде всего, западным. Во-первых, – к «длинным» деньгам, во-вторых – к дешёвым. Наша банковская систе-



«Газпром нефть»

ма оказалась не готова к такому развитию событий – отечественные банки дают кредиты под 15–20% годовых и более. Если торговать колготками, то, наверное, и с этими ресурсами можно «обернуться». Объекты в сфере нефтяной отрасли, транспортировки углеводородов окупаются не раньше чем через 10–15 лет. Отсюда вывод: нам нужны «длинные» и дешёвые деньги. А их нет.

Поэтому сегодня компании вынуждены умерить свои аппетиты. Это влияет на инвестиционную политику, особенно на бурение. Бурение всегда считалось основой добычи. Но наши компании с подачи западных советчиков стали выводить «непрофильные» активы из своих структур. В том числе буровые подразделения. Но какой же это «непрофильный бизнес», если он – основа деятельности компании, если именно он и даёт нефть? Из отечественных компаний лишь «Сургутнефтегаз» сохранил в своей структуре буровые предприятия. Как результат – четверть всего российского бурения приходится на эту ВИНК.

Вообще, 20 млн м, которые бурятся сегодня в стране, – это безобразно мало. В США при сопоставимых объёмах добычи бурят в год 100 млн м! На мой взгляд, нам нужно, по меньшей мере, удвоить объёмы. Надо, конечно, заниматься и горизонтальным бурением, и ГРП...

– Сейчас Минпромторг активно разрабатывает программы импортозамещения в области производства нефтегазового оборудования. Насколько они, на Ваш взгляд,

эффективны? Какие нужны дополнительные стимулы для российских предприятий в данной сфере?

– Надо начать с осознания того, чего мы, собственно, хотим добиться? Необходимо чётко сформулировать, что мы понимаем под импортозамещением? Первый вариант – производится оборудование на замену того, что уже есть. Но это вчерашний день. Второй вариант – изготавливается совершенно новое оборудование. Но тогда надо говорить не об импортозамещении, а об импортонезависимости.

Когда мы рассуждаем об импортозамещении, надо помнить о стандартах. В этом году, спустя 10 лет после начала «разговоров», принят Закон «О стандартизации». Это очень здорово, он развязывает руки. Благодаря ему мы можем поправить некоторые нелепости, которые родились в результате применения Закона «О техническом регулировании».

Должны быть также приняты точные, чёткие решения по оказанию помощи тем компаниям, которые занимаются стандартизацией. Недавно я встречался со специалистами «Российской факторинговой компании» (РФК) – это первый отечественный холдинг, разрабатывающий и производящий оборудование для ГРП. Он полностью использует собственные разработки и имеет несколько своих заводов. С одной стороны, мы мало делаем операций ГРП – 6–7 тыс. в год, в то время как в США делают 100 тыс. подобных операций! С другой – у РФК очень мало заказов на данное оборудование. Почему так происхо-

дит? Почему мы не можем использовать даже то, что имеем?

Да, в России работают Halliburton и Schlumberger – работают неплохо и не собираются сворачиваться. Но если мы говорим об импортонезависимости, то надо поддерживать отечественные компании. У нас ведь есть хорошие предприятия: «Пакер», «Новомет», заводы в Перми. Недавно вот посещал Татарстан, где прошла прекрасная выставка, есть что посмотреть. Наша промышленность не умерла! Но её необходимо развивать дальше.

В последние годы в нефтегазовом машиностроении упали объёмы, темпы производства. Скажем, «Уралмашзавод» ранее делал в год 365 буровых установок, а сейчас – только 25. Нарушена производственная кооперация. Раньше Украина была достаточно мощным помощником – теперь утеряна, надеюсь, не навсегда. Всё это свидетельствует о том, что машиностроение нуждается в государственной поддержке.

Работа ведётся. Создано несколько рабочих групп при Минпромторге, в состав которых входят специалисты нефтяных компаний, представители Союза нефтегазопромышленников, в том числе председатель нашего Экспертного совета Наталья Николаевна Андреева, другие специалисты. Результаты этой деятельности не всегда видны журналистам и будут заметны по прошествии некоторого времени.

Надо выбрать болевые точки машиностроения. По трубам вопросов сейчас нет. По арматуре тоже очень многое сделали. Одна из нерешённых проблем – магистральные насосы. Прежде всего, это касается компании «Транснефть» с её системой. Мы эти насосы не производим вовсе. Насколько мне известно, намечено организовать их производство в Челябинске. Это будет хорошее дело.

В Минпромторге создан фонд поддержки промышленности, и, думаю, его средства должны быть направлены прежде всего на те предприятия машиностроения, которые и занимаются вопросами импортозамещения и импортонезависимости.

– В начале нынешнего года был предпринят так называемый налоговый манёвр в нефтяной отрасли. Как, по Вашему мнению, он повлиял на НГК? Необходимо ли на фоне падения нефтяных цен вносить корректировки в этот манёвр? И вообще, какие налоговые и финансовые меры могло бы предпринять правительство, чтобы поддержать отрасль?

– Вопрос неоднозначный. Вот что мы видим? Весь мир работает на основе

налога с финансового результата. Налоги в той же Норвегии также велики – доходят до 70%. Но от прибыли, а не от выручки! Да и государство берёт на себя очень многое – развивает новые территории, инфраструктуру, новые технологии. Есть целая система государственной поддержки инноваций. Наши компании этого лишены.

Известны цифры: сколько на НОКОР тратят за рубежом и сколько у нас. Одна компания BASF в прошлом году направила на эти цели около 2 млрд евро! На порядок больше, чем все химии России. Они находят на это средства – даже в кризисный 2009 г. Shell вложила в новые разработки 1 млрд долларов! В том же году наши компании, включая и «Газпром», смогли выделить на НОКОР лишь 250 млн долларов. Такой подход к науке – результат российской системы налогообложения.

Кроме того, мы совершенно принизили роль академической, фундаментальной науки. В советское время экспертное заключение Академии наук было решающим. А сейчас? Учёных никто не слушает, и с ними не считаются. А у нас ведь много отличных технологических разработок...

Развитие нашей нефтяной отрасли в ближайшие 30–40 лет будет зависеть от того, найдём ли мы достойные технологии для разработки баженовских отложений. Ведь там геологические запасы достигают 150–200 млрд т (извлекаемые – в 100 раз меньше). Одним нефтяникам с этим не справиться. Там же в основе кероген – незрелая нефть. Как «достать» данные углеводороды? Это вопрос к нашим учёным. Но высокие налоги мешают компаниям РФ наладить взаимодействие с наукой.

Американцы 30 лет занимались проблемой сланцевой нефти и вбухали в это дело 30 млрд долларов. В результате они разработали-таки технологию, перед которой можно снять шляпу. Но мы не можем напрямую применить их технологии, потому что наш бажен или доманик – это глины. А если в глине сделать традиционный гидроразрыв, то она разбухнет и вообще ничего не добудешь. Поэтому гидроразрыв должен быть другим. То есть надо привлекать к решению данной задачи серьёзную науку. Тогда об этом и можно будет говорить.

Но вернёмся к «налоговому манёвру». Этот налоговый диктат пока положительного результата не дал. Цена нефти внутри страны выросла, цена бензина на заправках увеличилась, а мы об этом предупреждали.

Раньше таможенная пошлина была достаточно велика, но мы её перекладывали на западного потребителя топлива. А те-

перь мы уменьшили пошлину, но увеличили НДС, переложив затраты на плечи российского потребителя. А кто будет думать о своих гражданах, о социальных вопросах?! Как-то у нас с этим плохо...

То есть «налоговый манёвр» не дал ожидаемых результатов. И это не первый такой опыт. Вот относительно недавно экспортная пошлина была изменена под формулу «60-60-90». И что? Ведь даже итогов не подвели! Давайте же посчитаем, что тот «манёвр» дал. На мой взгляд, производство мазута даже выросло. И с этим новым «налоговым манёвром» мы ещё хлебнём горя.

– Как западные санкции повлияли на процесс модернизации отечественной нефтепереработки и нефтехимии? Ведь в этой сфере зависимость от иностранных технологий и оборудования ещё выше, чем в нефтедобыче...

– Тут санкции тоже пока существенного влияния не оказали, потому что оборудование для большинства проектов по модернизации НПЗ уже поставлено по ранее заключённым контрактам. Вот когда речь зайдёт о новых проектах, тогда они проявят себя во всей красе.

Единственный крупный нефтеперерабатывающий завод, который построили в России за последние лет 40, – это «ТАНЕКО». (Есть, правда, ещё Антипинский НПЗ, но он начинался с мини-НПЗ и постепенно дошёл объёмы переработки до 7 млн т.) Сейчас в России собираются развивать процессы вторичной переработки. Но, к сожалению, в основном на основе западных технологий. А у нас есть собственные разработки, и было бы правильным сделать упор именно на них.

Не так давно мы всё производили сами. В 1972 г. было введено в эксплуатацию месторождение Медвежье. Оборудование там почти полностью зарубежное. Но когда чуть позже запускали более крупные месторождения – Уренгой, Ямбург, – то оборудование там уже было в основном отечественным. НПЗ также строили на базе собственных технологий. Предприятия Министерства нефтяной и химической промышленности СССР выпускали всё необходимое! Правда в новое время основные производства остались на Украине...

– Некоторые топ-менеджеры нефтяных компаний в последнее время заговорили об угрозе дефицита моторного топлива на внутреннем рынке. Насколько реальна такая угроза? Что необходимо сделать для того, чтобы в нашей стране, обладающей огромными нефтегазовыми ресурсами и развитой

нефтепереработкой, впредь не возникало нехватки моторного топлива?

– Я не вижу здесь проблемы. Заводы работают. Возникают вопросы лишь к мини-НПЗ. Во-первых, никто точно не знает, сколько их на самом деле. По разным данным, от 200 до 240. Качество топлива у них никуда не годное. Но они есть! Это рабочие места, люди! Поэтому нельзя так просто закрыть на них глаза. Что же с ними делать? Они, я думаю, перерабатывают 3–4% нефти, остающейся на внутреннем рынке, и производят печное топливо, мазуты, прямогонный бензин – и это у них покупают. Может быть, сориентировать эти предприятия на переработку нефтешламов?

Другой вопрос – переход на топливо 5-го класса. Зачем мы бежим за Европой (стандарты на отечественный бензин 5-го класса копируют Евро-5, за исключением октанового числа)? В США каждый штат сам решает, какое топливо у них основное. Понятно, в таком мегаполисе, как Москва, требуется особое отношение к атмосфере, к природе. А зачем в ямальной тундре горячее класса Евро-4, 5? Хватило бы арктической солянки, чтобы всю технику заправить, да авиационного керосина для самолётов.

Поэтому если и возможны какие-то сложности, то только из-за перехода на класс 5. Недаром некоторые транспортные компании просят продлить использование топлива 4-го класса, а ввод К-5 отодвинуть до 2017 г. Да и казахи предлагают перенести данные изменения на тот же период.

Впрочем, если даже какой-то дефицит топлива и возникнет, то это всегда можно устранить с помощью механизмов Таможенного союза. В той же Белоруссии есть два хороших НПЗ.

– Спасибо, Геннадий Иосифович, успокоили наших читателей... Сейчас многие нефтегазовые компании пытаются получить доступ к Фонду национального благосостояния. А какие нефтегазовые проекты, на Ваш взгляд, действительно нуждаются в прямой финансовой поддержке со стороны государства?

– Я думаю, таких проектов немного, но они есть. Прежде всего, это «Ямал СПГ», который осуществляет компания «НОВА-ТЭК», и другие проекты по сжижению газа. Сейчас все страны, добывающие газ, развивают производство СПГ. И если сегодня его потребление составляет порядка 10% от общего спроса на «голубое топливо», то через несколько лет данный показатель достигнет 20%. И нам важно не опоздать. Сейчас СПГ-мощностей в мире около 350 млн т, но планируется их удвоение. Если мы не успеем, то эту нишу займут. То есть

наши предприятия по производству СПГ должны быть готовы к 2017–2018 гг.

Другой проект – строительство продуктопровода Ямал – Поволжье. Это позволит развивать нефте- и газохимические кластеры в Татарстане и Башкортостане, в какой-то мере в Самарской области.

Ну и, конечно, трубопроводы «Сила Сибири», «Алтай», «Северный поток – 2», «Турецкий поток».

– Геннадий Иосифович, недавно вы вернулись из Казани. Что там за событие происходило, и какой на этот раз Вы увидели столицу Татарстана?

– В начале сентября я ездил в Казань для участия в Татарстанском нефтегазохимическом форуме.

Сегодня Казань – великолепный город. Те деньги, которые были выделены республике на празднование тысячелетия Казани, на Универсиаду, на недавний Чемпионат по водным видам спорта, использованы очень хорошо. Город преобразился: великолепные дороги, новые развязки, спортивные сооружения, новые гостиницы, везде очень чисто. Мы специально взяли машину и объехали большую часть новых объектов – замечательные впечатления. Душа радуется, когда средства вкладываются в дело.

Ну и отношение к развитию нефтегазового комплекса в этом регионе особое. Так, на открытие форума приехали врио Президента Татарстана Рустам Минниханов и глава Республики Башкортостан Рустэм Хамитов.

В этот раз в рамках Форума проходили международная научно-практическая конференция «Особенности разведки и разработки месторождений нетрадиционных углеводородов», научно-практическая конференция «Актуальные вопросы геодезии и геоинформационных систем», международная конференция «Вопросы метрологического обеспечения измерений расхода и количества жидкостей и газов», научно-практическая конференция «Перспективные направления развития нефтегазохимического комплекса», всероссийская конференция «Промышленная экология и безопасность». В первой конференции я традиционно принимаю участие. Мой доклад был первым. Построил я его необычно. Главную тему увязал с нефтегазохимией.

Дело в том, что у нас развитие экономики страны определяет добыча нефти и газа. Но она не может быть драйвером роста! Конечно, углеводороды ещё довольно долго будут кормить нашу страну, однако мы опоздали со строительством газопроводов, установок по производству СПГ и

других соответствующих мощностей. Поэтому сегодня драйвером роста может стать только нефтегазохимия.

В связи с этим я привожу несколько цифр. В Китае производство в химическом секторе достигает 1,3 трлн долларов в год, в США – 550 млрд, у нас – только 55 млрд. Как я уже упоминал, одна компания BASF производит в два раза больше продукции, чем все химические предприятия России, – на 99 млрд евро в 2014 г. Поэтому однозначно утверждаю: будущее за развитием нефтехимии.

Это одна сторона вопроса. Другая заключается в следующем. Да, Россия обеспечивает 20% мировой добычи углеводородов. Это много, но это не 80%. Поэтому реального воздействия на мировые цены мы оказать не можем. Сделать же себя значительно менее зависимыми от них мы способны.

– За счёт чего?

– Если бы мы перерабатывали большую часть добываемого сырья у себя, то это бы нам помогло. У нас в стране на сегодня два серьёзных нефтехимических кластера – в Татарстане и Башкортостане. Свой вклад вносит и Самарская область. Активно развивается нефтехимия в Тобольске, но до кластера там ещё далеко.

Парадокс состоит в том, что мы не можем обеспечить сырьём собственные предприятия нефтегазохимии, хотя Россия богата углеводородами.

Дело вот ещё в чём. Основа химического производства – этилен. В США 60% этилена получают из этана, выделяемого из природного газа. Наш же этилен большей частью получен из нефти. Совсем разные затраты, совсем разная экономика. Эту тему надо серьёзно поднять и сделать её заглавной.

Речь, в общем-то, идёт о достаточно простой вещи – надо построить продуктопровод Ямал – Поволжье. Причём у нас опыт сооружения таких объектов – колоссальный. И стоит он будет не так дорого. Можно было бы проложить данную магистраль в том же коридоре, где проходят основные трубопроводы, или близко к ним. Данный проект имел бы колоссальный эффект для народного хозяйства: примерно 70 тыс. рабочих мест на время строительства, поступления в бюджет от производства продукции нефтехимии. Но для строительства этого продуктопровода нужна политическая воля руководства страны. Почему-то власти пока не могут принять соответствующего решения. Непонятно почему.

Беседовал Константин БАСКАЕВ ■

Госпланирование в цитадели капитализма

США опережают Россию в сфере стратегического прогнозирования энергетики, хотя и остаются в плену заблуждений по поводу механизмов ценообразования на нефть*

Валентин ПОМИНОВ,
председатель Межотраслевой группы
экспертов при Торгово-промышленной
палате РФ

В первой части статьи были подведены итоги прошедшей в июне нынешнего года в Вашингтоне «Энергетической конференции – 2015», организованной Управлением энергетической информации Министерства энергетики Соединённых Штатов (Energy Information Administration, EIA). В её ходе были обсуждены ориентиры американского ТЭК и дана оценка состоянию ведущих рынков энергоресурсов. Данная конференция в очередной раз подчеркнула важность стратегического планирования в сфере энергетики, осуществляемого на государственном уровне с привлечением широкого круга отраслевых экспертов. Такое планирование не противоречит принципам свободной экономики, но позволяет определить главные цели развития национальной энергетической системы и обозначить основные риски. Какие выводы может сделать Россия из анализа состоявшегося обсуждения на упомянутой конференции и американского опыта регулирования ТЭК – с учётом и глобальных тенденций в целом?

Учесть зарубежный опыт

В рамках комплексного ответа на поставленный вопрос Межотраслевая группа экспертов (МГЭ) сформулировала две категории предложений.

В первой категории представлены предложения, непосредственно вытекающие из материалов «Энергетической конференции – 2015» и других форумов, состоявшихся летом нынешнего года.

Назовём основные предложения первой категории.



Во-первых, необходимо провести детальный анализ работ, выполняемых в США Межведомственной целевой группой по подготовке Четырёхлетнего энергетического обзора, а также Плана по чистой энергетике. Следует рассмотреть возможность оперативного учёта позитивного опыта этих проектов в российских условиях, обратив особое внимание на конкретные способы достижения поставленных целей.

Во-вторых, надо осмыслить феномен быстрых перемен в нефтегазовом звене американской экономики. В том числе выявить механизмы реализации поставленных общенациональных целей в условиях преобладающего частного предпринимательства. При этом следует внимательно проанализировать возможность реализации вариантов прогноза, предполагающих всё-таки спад добычи нефти.

Требуется также внести необходимые поправки в российские отраслевые стратегические документы энергетического профиля, начиная с Энергетической стратегии РФ, на основе их детального сопоставления с аналогичными документами США, в том числе прогнозом энергетики EIA, Четырёхлетним энергетическим обзором Межведомственной целевой груп-

пы и Планом по чистой электроэнергетике Агентства по окружающей среде.

Необходимо учесть результаты этой работы при формировании позиции российской стороны на соответствующих международных форумах, в том числе на предстоящей в декабре 2015 г. во Франции Глобальной конференции по климату (где, возможно, состоится позитивное продвижение к заключению глобального климатического договора). Это относится и к намеченному на ноябрь 2015 г. саммиту G20 в Анталии.

В-третьих, необходимо обеспечить практическое применение критериев соответствия оценок и прогнозов глобальной энергетики мировым стандартам (а лучше такие стандарты превзойти) и избегать публикации тех исследований, которые до такого стандарта не дотягивают.

В-четвёртых, надо решить кадровую проблему. Вследствие нехватки квалифицированных специалистов и с учётом ограниченных возможностей органов власти и научных центров для нагнывания отставания России в области оценки и прогнозирования мировой энергетики надо сначала сосредоточить соответствующую деятельность в рамках Распределённой сети экспертов, действующей

* Окончание. Начало в № 7–8 / 2015.

щей под эгидой Совета Безопасности РФ. После наработки соответствующего опыта можно будет рассмотреть вопрос об ином организационном формате.

В-пятых, требуется досконально обобщить современный зарубежный, в первую очередь североамериканский, опыт в рассматриваемой области, в том числе по моделированию энергетики и энерготехнологиям. Почему бы не командировать перспективных российских специалистов в США на необходимый срок для изучения этого опыта на месте и составления исчерпывающего заключения о реальных тенденциях в топливно-энергетическом хозяйстве Соединённых Штатов Америки? Причём особое внимание следует уделить механизмам реализации целей, заявляемых американскими властями, и способам вовлечения в оборот необходимых ресурсов, в том числе со стороны предпринимательской сферы. А в рекомендациях для российских властей, бизнеса и экспертных центров сделать акцент на путях вывода соответствующих российских разработок на мировой уровень.

В-шестых, надо инициировать высококачественную подготовку российской стороной высокотехнологичных презентаций для ключевых международных профильных мероприятий, таких как симпозиумы по прогнозированию энергетики, семинары по связям между физическими и финансовыми рынками, Всемирный экономический форум и Глобальный форум по товарам. Это относится и к важной во многих отношениях Энергетической конференции, ежегодно проводимой EIA. Уже получено приглашение на такую конференцию в 2016 г.

Рациональным было бы выполнить эту работу силами специальной группы экспертов, а осуществить финансирование в рамках государственно-частного партнёрства, ведущими участниками которого могут выступить Министерство иностранных дел (для чего закладываются средства в федеральный бюджет) – со стороны государства – и Российский союз промышленников и предпринимателей – со стороны бизнеса.

В-седьмых, следует переориентировать деятельность Минэнерго и Минэкономразвития в области оценки и прогнозирования мировой экономики и энергетики с учётом передового опыта соответствующих зарубежных органов власти (прежде всего, EIA). В том числе надо предусмотреть резкое повышение степени собственного участия аппарата указанных министерств и подчинённых им организаций в

подготовке ключевых документов, включая прогнозы и стратегии.

В-восьмых, целесообразно проводить профильные форумы на основе нового, более эффективного подхода, в соответствии с которым участники представляли бы не только слайдовые материалы, но и полные тексты своих сообщений.

В-девятых, надо подготовить исследование возможности и целесообразности создания в России системы стратегического и региональных хранилищ нефти и нефтепродуктов с учётом опыта США и Канады.

В-десятых, требуется сформулировать позицию России по вопросу развития единого североамериканского энергетического пространства.

Кому-то может показаться слишком амбициозной даже первая категория предложений. Но ими не исчерпывается многообразие мер, которые следует предпринять, чтобы просто выжить.

ОЦЕНИТЬ И СПРОГНОЗИРОВАТЬ

Во второй категории представлены предложения, вытекающие из материалов расчётной Энергетической конференции и из многолетних исследований МГЭ. В целях повышения эффективности решения энергетической проблемы участники МГЭ считают необходимым двигаться по трём главным взаимосвязанным направлениям.

Первое направление – развёртывание и поддержание высокотехнологичной Российской национальной системы оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства в макросреде, в том числе цены нефти и других энергоресурсов. В дальнейшем Российская система должна трансформироваться в соответствующую систему, которая станет документом Евразийского экономического сообщества. Кстати, насколько стало известно, сейчас в кулуарной обстановке ведётся работа над «Концепцией формирования общих рынков нефти и нефтепродуктов Евразийского экономического союза». Даже из такого названия видно отсутствие у авторов данной идеи «системного замаха» на действенное решение поставленной задачи: как можно к ней приступить, не основываясь на должном раскрытии общемировой ситуации? И не пора ли понять, что текущему обострению экономических и политических проблем не соответствует формат концепций, обычно весьма удалённых от насущных потребностей? Справедливости ради надо отметить, что вслед за концепцией вроде бы намечена подготовка в 2016 г. вытекающей из нее программы. Однако

по-прежнему отсутствует опора на предварительный общемировой прогноз.

Второе направление – создание параллельной Единой международной системы аналогичного профиля, а в качестве модулей последней – Всемирной службы ценовой информации и Международной аналитической интернет-платформы по энергетике и экологии.

Третье направление – интенсификация международного сотрудничества, чтобы обеспечить более устойчивую и управляемую динамику мировой цены нефти. Для реализации этой цели необходимо предусмотреть проведение международной конференции.

Кратко рассмотрим каждое из этих направлений.

В рамках первого из них следует сосредоточиться на Российской национальной системе, формируемой исходя из совокупности почти 30 исследовательских технологий, каждая из которых инкорпорирует лучшие мировые нововведения (см. врез). Высокий уровень их совместного применения является критерием системности – по контрасту с тем, что обычно профилируется в данной области как в России, так и за рубежом.

Отметим особенности только двух исследовательских технологий из числа показанных в перечне.

Верификация запасов. Даже в такой весьма серьёзной попытке многостороннего освещения ресурсного аспекта, как разработка EIA «Соотношение между ресурсами и запасами 2013», нет исследования точности подсчёта приведённых в ней объёмов топлив в недрах и объяснения, как они непосредственно определяются технологиями (хотя детальное описание последних приведено). Кроме того, разработка выполнена в отрыве от прогнозов энергетики. Распространённая точка зрения о том, что запасов углеводородного сырья достаточно для покрытия перспективных потребностей человечества, также не подкреплена требуемыми пояснениями.

Умная база данных. Традиционные базы, примером которых служит и то, что намечено в Федеральном законе «О государственной информационной системе топливно-энергетического комплекса», являются пассивными вместилищами собранных данных (своего рода «информационными могилами»). В умной базе данных, как её трактует МГЭ, информация не только хранится в исходном виде, но и проверяется на достоверность, подвергается определённому анализу и преобразу-

ется с учётом интересов различных групп пользователей. При этом степень её обработки может доводиться до выдачи вариантов решений. Речь идёт об онлайн-интерактивном режиме эксплуатации умной базы. Прототип такой базы поддерживается в рамках одного из проектов МГЭ.

Аналогичные новаторские подходы должны применяться и в отношении других технологий. Они настолько тесно переплетены между собой, что эффективная реализация какой-либо одной из них требует обеспечения адекватного уровня всех других.

Участники МГЭ разработали и в пилотном порядке апробировали методологию практического использования приведённых технологий. Их более полная характеристика представлена в подробном обосновании, подготовленном МГЭ. Теперь надо добиться полномасштабного применения полученных результатов.

Если учесть, что российские профильные министерства не занимаются оценкой и прогнозированием мировой экономики и энергетики, то представляется целесообразным включить в состав документов государственного стратегического планирования, подготавливаемых на федеральном уровне, два новых документа:

- «Оценка и прогноз развития мировой экономики на кратко-, средне- и долгосрочный периоды с использованием высокотехнологичной системы»;

- «Оценка и прогноз развития мирового топливно-энергетического хозяйства в макросреде на кратко-, средне- и долгосрочный периоды с использованием высокотехнологичной системы».

Необходимость разработки данных документов следует отразить в Федеральном законе от 28 июня 2014 г. № 172-ФЗ «О стратегическом планировании в Российской Федерации», в который следует внести соответствующие поправки. Причём разработка двух новых указанных документов должна опережать создание остальных документов стратегического планирования, уже предусмотренных в данном ФЗ. Это обусловлено следующими соображениями:

- учёт мировой ситуации является непременным условием формирования документов, посвящённых непосредственно России. То есть сначала надо выполнить анализ этой ситуации и лишь затем на его основе готовить внутрироссийские документы;

- составляемые ныне прогнозы социально-экономического развития РФ содержат описание мировой ситуации, что

Некоторые исследовательские технологии для построения систем оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства

1. Независимая верификация подсчётов природных энергоресурсов
2. База данных нового поколения (умная база)
3. Отслеживание взаимосвязи с макроэкономикой и геополитикой
4. Кадастр инноваций
5. Обоснование предельных значений показателей энергетической безопасности
6. Онлайн-мониторинг центров ценообразования, проникновение в механику волатильности
7. Опора на натурально-стоимостные топливно-энергетические балансы
8. Многоаспектный расчёт сравнительной эффективности освоения энергоресурсов
9. Анализ собственности и выручки
10. Измерение социальной нагрузки на топливно-энергетическое хозяйство
11. Выстраивание взаимосвязей рынков энергоресурсов, других товаров и финансовых инструментов
12. Установление соотношений между спотовыми и деривативными, а также между мировыми и внутристрановыми ценами энергоресурсов
13. Сочетание высокорезультативных методов прогнозирования – модельных и немодельных
14. Исчерпывающая проверка современных методов прогнозирования на ретроспективе
15. Обеспечение максимальной детализации показателей, в том числе в географическом разрезе
16. Инкорпорирование элементов других прогнозов с согласия их авторов
17. Создание вариантов реалистичных прогнозов и выбор наиболее вероятностного из них
18. Непрерывность процесса прогнозирования, в том числе с отражением внутрисуточных изменений в кратко-, средне- и долгосрочных прогнозах
19. Ориентация на адресные рекомендации с обоснованиями и расчётами эффективности
20. Подготовка проектов нормативно-правовых актов
21. Работа в формате Распределённой сети экспертов как эффективный способ мобилизации интеллектуального потенциала
22. Обеспечение максимальной открытости, предоставление всех данных по запросам с соблюдением авторских прав

Примечания.

В перечне не указано около 10 других специальных технологий.

Отсутствие хотя бы одной из названных технологий или недостаточный уровень их применения являются основанием для того, чтобы считать соответствующие разработки, не заслуживающими доверия.

До тех пор пока не обеспечено успешное применение этих технологий, нецелесообразно спешить публиковать и продвигать результаты таких разработок.

не соответствует названию данных документов. Кроме того, выполнено оно непрофессионально;

- специальное выделение документа и поддерживающей его системы, посвящённых только мировому ТЭК, вызвано исключительно высоким воздействием последнего на современную российскую экономику;

- логично, чтобы прогнозу предшествовала фундированная оценка недавних трендов и текущей ситуации, а кратко-, средне- и долгосрочные прогнозы увязывались в едином пакете, а не обособливались в изолированных документах, как это делается ныне.

Создание двух новых взаимосвязанных документов стратегического планирования устранил и другие ключевые изъяны данного федерального закона, в том числе отсутствие регламентации процесса получения данных о внешних условиях – основных показателях «развития мировой экономики, включая прогноз мировых цен на отдельные сырьевые ресурсы». Закон ограничивается предписанием, чтобы эти данные содержались в прогнозах социально-экономического развития страны, но не объясняет, как такие дан-

ные формировать – в пределах или вне подобных прогнозов. Практика показывает, что указанные показатели привносятся в эти прогнозы извне, обычно без сообщения способов их получения.

Как следует из разработок МГЭ, существующие прогнозы мирового ТЭК не являются надёжным источником необходимых данных, особенно если речь идёт о принятии практически значимых решений. Получение таких данных на должном, высоком уровне требует специального комплексного прогнозирования развития всего мира. Но это невозможно в рамках подготовки предусмотренных в законе документов стратегического планирования, относящихся к внутристрановому прогнозированию. Поэтому содержание и название этих документов надо коренным образом изменять.

Среди других изъянов рассматриваемого закона следует также указать:

- игнорирование важности объективной и достаточно исчерпывающей оценки текущего состояния как непременной отправной точки прогнозирования;

- отсутствие прописанной взаимосвязи между среднесрочным и долгосрочным прогнозированием;

• выпадение из рассмотрения краткосрочного прогнозирования, включая внутрисуточное.

Это означает, что закон не обеспечивает непрерывности прогнозирования с выстраиванием всех его горизонтов в единую цепочку и с чёткой корреляцией текущей ситуации с кратко-, средне- и долгосрочными перспективами.

Таким образом, МГЭ предлагает проводить глобальное прогнозирование с помощью двух указанных выше специальных российских национальных систем. При этом важнейший для страны сегмент мировой экономики – топливно-энергетический – тесно увязывается с макроэкономической и геополитической обстановкой.

Масштаб и сложность формирования этих систем и вытекающих из них документов стратегического планирования – того же порядка, что и документов, относящихся собственно к России.

Важно также учитывать следующие обстоятельства.

Во-первых, поскольку общемировое прогнозирование надо выполнять в первоочередном порядке, первые (пилотные) очереди предлагаемых российских национальных систем целесообразно ввести уже в 2016 г.

Во-вторых, полномасштабные оценки и прогнозирование охватывают не только глобальные научно-технические, социально-экономические, экологические, но и финансово-биржевые, геостратегические, политические, военные и другие важнейшие вопросы. Отсюда следует, что данные системы не подпадают под компетенцию существующих органов исполнительной власти, сфера деятельности которых ограничена преимущественно отдельными внутрироссийскими проблемами. Лучше всего провести в жизнь эту качественно новую миссию сможет Совет Безопасности РФ.

Для реализации рассмотренной инициативы в проект ФЗ «О федеральном бюджете на 2016 год и на плановый период 2017 и 2018 годов» предлагается внести ряд изменений (см. табл. 1). В последующем суммарные затраты на поддержание двух указанных систем уменьшатся и стабилизируются на уровне не более 1100 млн рублей в год. Для сравнения, аналогичные ежегодные расходы правительства США составляют 130 млн долларов.

В основе данных табл. 1 лежит подготовленная МГЭ подробная многоаспектная смета, сопровождаемая также расчётом доходов от эксплуатации систем. Величины затрат неизмеримо малы по срав-

Табл. 1. Предполагаемые затраты на развёртывание и поддержание российских национальных систем оценки и прогнозирования

Системы	Финансирование, млн рублей		
	2016 г.	2017 г.	2018 г.
Российская национальная система оценки и прогнозирования мировой экономики	130	670	550
Российская национальная система оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства в макросреде, в том числе мировых цен нефти и других энергоресурсов	200	950	840
Итого	330	1620	1390

Примечание. Если будет принят закон о переходе на составление федерального бюджета только на один следующий год, данная таблица может использоваться и для бюджетов последующих лет.

нению с возможным финансовым эффектом от реализации обеих систем. При этом указанные расходы получены для случая, когда отсутствует параллельная Единая международная система оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства аналогичного профиля. Если она всё же будет создана (её идея продвигается на международных форумах), соответствующие затраты на российские системы можно сократить.

Государственные расходы на развёртывание и поддержание предлагаемых систем также могут быть уменьшены при использовании механизмов государственно-частного партнёрства. Об этой организационной форме много говорят, но по рассматриваемой проблематике ничего не делается.

А в целом, чрезвычайно обострившееся значение международной обстановки определяет безусловную необходимость таких затрат. Автор настоящей статьи даже полагает, что если бы такие системы существовали, то не было бы ничего подобного в том числе и сегодняшнему конфликту на Украине.

Можно выразить уверенность в том, что результаты эксплуатации российских национальных систем положительно повлияют на остальные документы, предусмотренные в рассмотренном федеральном законе.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ – НА ВСЕМИРНЫЙ УРОВЕНЬ

Второе вышеупомянутое направление действий – создание Единой международной системы прогнозирования, которая стала бы естественным дополнением к аналогичной Российской национальной системе и её подспорьем. Важными модулями Единой международной системы должны стать Всемирная служба ценовой информации и Международная интернет-платформа по энергетике и экологии. И российская сторона может проявить инициативу по их формированию.

Решения о Единой международной системе и тесно связанной с ней Всемирной службе ценовой информации придадут импульс деятельности «Группы двадцати», объединив ныне разрозненные и во многом аморфные начинания данной группы и повысив их эффективность. Это станет важным фактором перехода к активному и агрессивному вариантам воздействия на мировую цену нефти.

Что касается третьего направления, то наиболее эффективный шаг в его рамках – реализация идеи МГЭ по введению нового глобального измерителя – установленной мировой цены нефти (УМЦН). Она должна рассчитываться по специальной, довольно простой методике.

При составлении общего топливно-энергетического баланса мира во внимание принимается преимущественно нефть её владельцев (включая потребителей), подписавших соответствующее международное соглашение. Параметры спроса и предложения такого сырья составляют часть общего баланса, в котором задаётся объём замыкающей нефти (он может колебаться от 3 до 10%, конкретные значения определяются международным соглашением).

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

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

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

Проект формулировок для финального документа саммита глав стран G20

Для выхода из тупика, возникшего как следствие разрозненных, несистемных и низкотехнологичных усилий в области прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства, и для повышения доверия к отчётности о ценах нефти мы просим:

- Международное энергетическое агентство (МЭА), Международный энергетический форум (МЭФ) и Организацию стран-экспортёров нефти (ОПЕК) обеспечить создание и поддержание Единой международной системы оценки и прогнозирования глобального топливно-энергетического хозяйства (ЕМС), а также разработать Концепцию количественной оценки энергетической безопасности;
- Международную организацию комиссий по ценным бумагам в сотрудничестве с МЭА, МЭФ и ОПЕК разработать и поддерживать новую, транспарентно функционирующую Всемирную службу ценовой информации в качестве модуля ЕМС;
- МЭА, МЭФ и ОПЕК ввести в действие Международную аналитическую интернет-платформу по энергетике и экологии.

С этой целью в ближайшее время провести международную встречу экспертов для выработки плана действий, включив в него вопросы контроля над агентствами ценовой информации, введения установленной мировой цены нефти и создания Международной аналитической интернет-платформы по энергетике и экологии.

В редких случаях, когда УМЦН оказываются неприемлемой (издержки превышают требуемый уровень), вводятся исключения.

Упомянутая выше Распределённая сеть экспертов в состоянии уточнить эти принципы и разработать на их основе проект методики для её последующего утверждения соответствующим соглашением.

После одобрения международной конференции с участием представителей всех ключевых агентов (экспортёров и импортёров, операторов нефтяной отрасли и нефтепотребляющих секторов, то есть тех, кто фактически владеет физической нефтью) развёрнутого текста методики и полученного на её основе значения УМЦН последнее становится обязательным ориентиром для подписавших соответствующий договор. Остальные участники рынка вольны придерживаться любых других механизмов ценообразования и уровней цен.

Рыночный характер концепции УМЦН несомненен. Её воплощение в жизнь позволит вывести операции с фиктивной нефтью за пределы достаточно чётко очерченной сферы сделок с её реальными объёмами.

Здесь следует напомнить о весьма странном поведении некоторых известных деятелей, среди которых были и главы стран. В своих выступлениях они доходили до того, что призывали созвать представительный международный форум, который бы наметил пути смягчения волатильности мировой цены нефти. А затем как бы полностью забывали эти свои намерения и к ним позднее не возвращались. Не может найти в себе смелости выразить объединённое мнение по данному вопросу и ОПЕК, несмотря на прямо-таки убийственное воздействие на некоторых из её членов последнего падения мировой цены нефти.

Поручения предыдущих саммитов G20 по ключевым вопросам в области энерге-

тики, в том числе и по волатильности мировой цены нефти, не были выполнены. С учётом инициатив и намерений Президента России В. В. Путина следует провести комплексный анализ выполнения их решений. В увязке с вышесказанным МГЭ предлагает включить в финальный документ саммита G20, намеченного на ноябрь 2015 г., текст, представленный во врезе.

Нельзя откладывать принятие решений

Обобщая вышесказанное, можно предложить последовательность реализации предложений МГЭ, носящих конкретный прикладной характер (см. табл. 2). Их целью является коренная перестройка ситуации в области оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства, в том числе повышение предсказуемости мировой цены нефти.

Если скрупулёзно, с максимальной вовлечённостью потенциала экспертного сообщества сначала подвергнуть мозговому штурму данный набор проектов с учётом их обоснований, а затем, после их соответствующей коллективной корректировки, приступить к этапу реализации, Россия выйдет в число мировых лидеров в сфере формирования идеологии развития глобальной энергетики.

Далее ограничимся сокращёнными выдержками из обоснований только нескольких пунктов таблицы 2, имея в виду, что она может стать предметом дискуссии на экспертном форуме.

Пункт 1.1. Эффективность инициатив МГЭ может быть значительно повышена, если стартовать с их законодательного обеспечения.

Пункт 1.2. При этом предлагается незамедлительно отменить существующую практику, императивно устанавливающую использование данных, предостав-

ляемых зарубежными агентствами ценовой информации для расчёта в России налогов и пошлин.

Пункт 1.5. Для исключения вольной интерпретации ключевых вопросов в соответствующие федеральные законы следует внести поправки, которые в том числе и определяют порядок обращения с информацией о цене российских экспортируемых и импортируемых энергоресурсов, а также о сделках, связанных с оборотом этих ресурсов в биржевой и внебиржевой торговле.

Пункт 1.9. Как показывает анализ МГЭ¹, проект этого документа, представленный в марте 2014 г., нуждается в коренной перестройке. В том числе он должен опираться на заблаговременно подготовленные разработки, вытекающие из реализации проектов, указанных в предыдущих пунктах.

Пункт 2.1. Учёт данного предложения позволит в том числе выполнить решения, принятые на предыдущих саммитах G20, и обеспечить их соответствие современным требованиям.

Пункт 2.6. При этом желательно предусмотреть комплексный анализ тематических отчётов Международной организации комиссий по ценным бумагам, в том числе по агентствам ценовой информации.

Пункты 2.8 и 2.18. Данная концепция должна опираться на системы оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства и на использование в полном объёме вышеупомянутых технологий. Их должным образом организованное сочетание является непременным условием системности.

Итак, тематика для обсуждения профессионалами готова, пора приступать к работе, чтобы оперативно дать консенсусные рекомендации компетентным инстанциям.

Положения, изложенные в данной статье, вошли в обращение, направленное в июле 2015 г. на имя Президента Российской Федерации В. В. Путина. Из администрации Президента разработка МГЭ была перенаправлена в Министерство энергетики РФ. В ответе из Минэнерго, полученном в августе 2015 г., почему-то комментируется только одно из выдвинутых МГЭ предложений, а именно – о корректировке закона о стратегическом планировании.

Ключевой ошибкой ответа является заявление о том, что предложение МГЭ – включить в состав документов стратегического планирования два новых документа (посвященные оценке и прогнозированию

¹ См.: Экологический вестник России. 2014. № 4. С. 4–14.

Табл. 2. Темы и сроки завершения основных проектов, направленных на подъём роли России в решении глобальной энергетической проблемы

Темы проектов	Сроки
1. Для российской стороны	
1.1. Внесение поправок в федеральные законы о стратегическом планировании в Российской Федерации и о государственном бюджете на 2016–2018 гг.	ноябрь 2015 г.
1.2. Внедрение официальной базы цен российских энергоресурсов во внешней торговле на основе федерального закона	ноябрь 2015 г.
1.3. Технические задания на создание российских национальных систем оценки и прогнозирования мировой экономики и мирового топливно-энергетического хозяйства, а также на создание соответствующей системы Евразийского экономического сообщества	декабрь 2015 г.
1.4. Возобновление процедур по принятию федеральных законов о топливно-энергетических балансах и об энергетической безопасности	в течение 2015 г.
1.5. План комплексной переработки федеральных законов по топливно-энергетическому хозяйству в течение 2016 г.	в течение 2015 г.
1.6. Включение в Государственную программу Российской Федерации «Развитие внешнеэкономической деятельности» отдельного мероприятия – «Развёртывание и поддержание Российской национальной системы оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства в макросреде, в том числе цен нефти и других энергоресурсов»	в течение 2015 г.
1.7. Переработка Доктрины энергетической безопасности	январь 2016 г.
1.8. Первые (пилотные) очереди Российской национальной системы оценки и прогнозирования мировой экономики и Российской национальной системы оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства в макросреде, а также соответствующей системы Евразийского экономического сообщества	май 2016 г.
1.9. Документ «Энергетическая стратегия Российской Федерации на период до 2040 года» (с учётом подготовки соответствующих документов, предусмотренных в Федеральном законе «О стратегическом планировании в Российской Федерации»)	июль 2016 г.
1.10. Концепция Энергетической стратегии России до 2050 года	август 2016 г.
2. Для международного уровня	
2.1. Уточнение формулировок для финального документа саммита G20 в 2015 г.	октябрь 2015 г.
2.2. Техническое задание на создание Единой международной системы оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства	декабрь 2015 г.
2.3. Проведение линии на реализацию предложений, изложенных в настоящей статье, в рамках международных форумов, таких как:	
– Первая встреча министров энергетики стран «Группы двадцати» (Анталья, Турция);	октябрь 2015 г.
– Саммит глав стран «Группы двадцати» (Анталья, Турция)	ноябрь 2015 г.
– Глобальная конференция ООН по климату (Ле-Бурже, Франция);	декабрь 2015 г.
– 46-я сессии Всемирного экономического форума (Давос, Швейцария);	январь 2016 г.
– 6-й Симпозиум МЭА – МЭФ – ОПЕК по прогнозированию энергетики (Эр-Рияд, Саудовская Аравия);	январь 2016 г.
– 6-й Семинар МЭА – МЭФ – ОПЕК по связям физических и финансовых рынков (Вена, Австрия);	март 2016 г.
– Энергетическая конференция – 2016 EIA (Вашингтон, США)	июнь 2016 г.
2.4. Подготовка методических материалов для международной конференции по введению установленной мировой цены нефти	декабрь 2015 г.
2.5. Обоснование Всемирной службы ценовой информации	декабрь 2015 г.
2.6. Предложения по агентствам ценовой информации	декабрь 2015 г.
2.7. Переработка проекта Конвенции об обеспечении международной энергетической безопасности	февраль 2015 г.
2.8. Проект Концепции количественной оценки энергетической безопасности	апрель 2016 г.
2.9. Обоснование проектов для сотрудничества с ОПЕК и отдельными странами-членами этой организации	апрель 2016 г.
2.10. Техничко-экономическое обоснование Международной аналитической интернет-платформы по энергетике и экологии	апрель 2016 г.
2.11. Методика расчёта установленной мировой цены нефти	апрель 2016 г.
2.12. Легитимизация документов присоединения России к ВТО, в том числе с учётом акцептирования их официального перевода на русский язык и исправления ошибок	апрель 2016 г.
2.13. Начало мониторинга центров формирования мировых цен энергоресурсов	апрель 2016 г.
2.14. Первая (пилотная) стадия Единой международной системы оценки и прогнозирования мирового топливно-энергетического хозяйства	июнь 2016 г.
2.15. Проведение Международной конференции по установленной мировой цене нефти	июнь 2016 г.
2.16. Учреждение Всемирной службы ценовой информации	август 2016 г.
2.17. Введение первой (пилотной) стадии Международной аналитической интернет-платформы по энергетике и экологии	август 2016 г.
2.18. Принятие Концепции количественной оценки энергетической безопасности	сентябрь 2016 г.

экономики и энергетики мира – см. выше) – может быть реализовано через некие последующие нормативные акты. Авторы ответа не поняли, что МГЭ предлагает указанные два документа сделать ведущими в перечне, на котором строится данный закон. То есть решение об этих двух документах ни в коей мере не должно быть компетенцией каких-то последующих подзаконных актов, оно должно быть краеугольным для самого этого закона.

И что немаловажно – ответ свидетельствует о непонимании того, что данное предложение МГЭ вызвано тем, что профильные российские министерства оценкой и прогнозированием мировой экономики и энергетики не занимаются.

Остальные позиции ответа Минэнерго также подтверждают нежелание проникнуть в суть вопросов, поставленных в разработке МГЭ. Не вызывает оптимизма подобный уровень представителей

российской власти, ответственной за энергетику, и то, что в администрации Президента Российской Федерации не нашлось силы, способной самостоятельно принять решение или по крайней мере организовать его компетентное обсуждение.

МГЭ сочла необходимым направить повторное обращение с просьбой – на сей раз профессионально и по существу рассмотреть поставленные вопросы. ■

2-я ежегодная международная выставка и конференция

11 ноября, Президент отель, Москва

ГЕОЛОГОРАЗВЕДКА 2015

Организаторы:

 РОСГЕОЛОГИЯ
 VOSTOCK CAPITAL

Не пропустите!

«Это фактически единственный специализированный форум в России, где подобные вопросы на высоком профессиональном уровне обсуждаются широким кругом экспертов, представителей государственного управления, добывающих и сервисных компаний».

А.Г. Хлопонин, заместитель Председателя Правительства РФ

Первые лица и руководители Министерства природных ресурсов и экологии РФ, Росгидромета, Российского геологического сообщества и Газпром нефти на конференции «Геологоразведка 2014»



Первые лица

Важное в 2015:

- Оценка состояния и перспектив геологоразведки.
- **СВЕДЕНИЯ ПО ПРОЕКТАМ:** РОССИЯ И СНГ. Новые месторождения на суше. Арктика.
- Международный проект "Евразия" – ГРП в Прикаспийской впадине.
- Революционные технологии и инновации!
- **Новое!** РОУД ШОУ – ЖИВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
- **Дискуссия!** НТРИЗ и инвестиционный климат

Среди докладчиков 2015:



Александр Хлопонин, заместитель председателя правительства Российской Федерации



Сергей Донской, министр природных ресурсов и экологии РФ



Роман Панов, генеральный директор, Росгеология



Игорь Шпуров, генеральный директор, Гос. комиссия по запасам полезных ископаемых (ГКЗ)



Балтабек Куандыков, президент, Казахстанское общество нефтяников-геологов

Наши спонсоры:



VOSTOCK CAPITAL

Тел.: +7499 505 1 505 (Москва)
+44 207 3943090 (Лондон)

www.vostockcapital.com
events@vostockcapital.com



Инвестиции в геологоразведку – это инвестиции в будущее

Не вкладывая в поиск и разведку новых углеводородных ресурсов достаточного объёма средств, компании рискуют уже в ближайшее время столкнуться с дефицитом сырья

В ноябре в Москве пройдёт международная конференция «Геологоразведка 2015», организаторами которой выступают «Восток Капитал» и государственный геологический холдинг Росгеология. Данное мероприятие проводится во второй раз. В прошлом году список его участников состоял из руководителей геологоразведочных подразделений крупных добывающих компаний, представителей профильных ведомств и министерств, нефтесервиса, научного и экспертного сообщества. В преддверии мероприятия на вопросы «Нефти России» о том, какие темы сейчас наиболее актуальны для геологической отрасли РФ, какое будущее ждёт геологоразведку и как будет развиваться рынок в ближайшие годы, ответил начальник управления ОАО «Росгеология» по администрированию геологоразведочных проектов на УВС Олег КОРЧАГИН.



– Олег Анатольевич, как отразились падение цен на нефть и замедление роста российской экономики на состоянии отечественного геологоразведочного комплекса? Наблюдается ли снижение производственных показателей или все работы продолжают по заранее намеченному плану?

– Действительно, геологоразведочные программы – это то, на чём добывающие

компании стараются сэкономить в первую очередь при падении цен на продукцию. Пока производственные показатели текущего года не подведены, но следует ожидать, что затраты на эти цели будут существенно ниже, нежели в прошлые годы.

Объёмы финансирования геологоразведки на углеводородное сырьё на будущий год станут понятными в ближайшее время. Сейчас идёт и уже практически завершился процесс обсуждения планов по новым объектам геологоразведки во всех федеральных округах, а также на континентальном шельфе и в Мировом океане. Подготовлено много интересных перспективных проектов. Итоги будут подводить, предполагается, в октябре. Тогда же станут ясны и масштабы финансирования государством геологоразведки в 2016 г.

Что касается финансирования ГРП нефтепользователями, то представляется целесообразным рассмотреть вопрос законодательного определения доли прибыли предприятий, которую они должны будут отчислять на эти цели. Важно понимать, что инвестиции в геологоразведку – это инвестиции в будущее. Не вкладывая в неё



«Росгеология»



«Росгеология»

достаточного объёма средств сегодня, компании рискуют столкнуться с дефицитом сырья уже в ближайшее время. Объёмы геологоразведки в стране в связи с макроэкономической ситуацией за последний год сократились. Надеемся, этот тренд изменится в ближайшее время.

При этом могу отметить, что Росгеология от снижения цен на нефть не пострадала. Мы работой обеспечены. Наш портфель заказов за последний год даже вырос. Все текущие проекты реализуются в полном объёме.

– В последние годы в России фиксируется падение объёмов поискового бурения. По данным «ВНИГНИ», с 2008-го по 2013 год количество пробуренных поисковых скважин сократилось в 2 раза. Каковы в связи с этим планы Росгеологии в сфере поискового бурения на углеводородное сырьё? Планируется ли в перспективе наращивание данных показателей?

– К сожалению, объёмы бурения в нашей стране, и правда, резко снизились и сейчас изученность её территории этим методом крайне низка, особенно в некоторых регионах, таких как Дальний Восток. Между тем, именно поисковое бурение – наиболее эффективный способ получения информации о геологическом строении территории. Это единственный способ открывать новые месторождения углеводородов.

Другие методы – 3D- и 4D-сейсморазведка, новые технологии гравиразведки, активной и пассивной микросейсморазведки – позволяют лишь установить и уточнить поисковый объект, но не открыть месторождение, тем самым обеспечив реальный прирост запасов углеводородов. Новые инструменты не заменят бурения, они лишь дадут возможность более детально поставить задачи по нему.

В настоящее время в старых промысловых регионах, таких как Волго-Уральская, Тимано-Печорская и Северо-Кавказская нефтегазоносные провинции, геологами выявлены тысячи перспективных на нефть и газ структур.

В настоящее время в старых промысловых регионах, таких как Волго-Уральская, Тимано-Печорская и Северо-Кавказская нефтегазоносные провинции, геологами выявлены тысячи перспективных на нефть и газ структур. Многие из них были обнаружены ещё до 90-х годов прошлого века. Фонд подобных структур продолжал и продолжает наращиваться. Это огромный потенциал обнаружения мелких и средних месторождений нефти и газа. К сожалению, ввиду изменившейся в середине 1990 годов концепции государственной геологоразведки эти структуры остаются неопробованными.

Учитывая это, можно констатировать, что снижение объёмов бурения – тенденция для отрасли негативная, ситуацию необходимо исправлять. Для этого нужно совершенствовать подходы к постановке задач по геологоразведке на государственном уровне, а также вырабатывать способы стимулирования недропользователей к инвестированию в разведочное бурение. Росгеология в настоящее время в рамках действующего законодательства осуществляет лишь параметрическое бурение скважин, а поискового и разведочного бурения за счёт госбюджета не проводится.

Мы выходили с инициативой по расширению программы бурения параметриче-

ских скважин – как на островах арктического шельфа, так и на малоизученных территориях. Считаем также необходимым провести в старых промысловых регионах анализ фонда перспективных структур, определить подходы к разбуривке выявленных структур при помощи традиционной уплотнённой сети сейсморазведки и инновационных методов сейсмо- и гравиразведки и приступить к их бурению. По результатам поискового бурения станет ясно – пустая структура или нет. После открытия месторождения оно будет поставлено на баланс государства. Такой подход долгие годы практиковался в Советском Союзе. Так были заложены основы ресурсной базы страны.

В настоящее время для открытия новых месторождений нефти и газа необходима организация государственной службы бурения поисковых и разведочных скважин. Это единственный способ планомерного наращивания ресурсов углеводородов.

Естественно, что нуждаются в особой проработке вопросы совершенствования технологий бурения и удешевления этого процесса. Особое внимание следует также уделить разработке механизмов налогового стимулирования поискового и разведочного бурения на нетрадиционные виды углеводородных ресурсов. Технология поиска и добычи нетрадиционной нефти или метана угольных пластов требует постановки поискового и разведочного бурения в очень больших объёмах, что ведёт к удорожанию конечного продукта. Во многих странах, например в США и Австралии, существует огромная система преференций этой деятельности для стимулирования работы с такими видами ресурсов.

– В начале сентября министр энергетики Александр Новак сообщил о планах увели-

чения добычи нефти на Дальнем Востоке и в Восточной Сибири более чем в два раза. Как Вы оцениваете состояние ресурсной базы и геологоразведочных работ в данном регионе? Потребуется ли такой «добычный рывок» проведения дополнительных ГРП, в том числе силами предприятий, входящих в состав ОАО «Росгеология»?

– Восточная Сибирь и Дальний Восток являются на сегодняшний день самыми перспективными регионами как для развития минерально-сырьевой базы в России, так и экономики нашей страны в целом.

Данные территории остаются малоизученными в геологическом плане, здесь много «белых пятен» и есть хорошие возможности для совершения значимых открытий. Однако объёмы ведущихся здесь сейчас геологоразведочных работ крайне малы и явно недостаточны для эффективного развития добывающего комплекса. Геологоразведка осуществляется в ограниченных объёмах, в основном это региональные работы (ранние стадии изучения территории, позволяющие оценить её перспективы и сделать заключения о целесообразности постановки дальнейших исследований), финансируемые за счёт бюджетных средств. Частных инвестиций в ГРП, несмотря на все перспективы региона, практически не осуществляется. Сегодня необходимо думать о том, как привлечь инвестиции в геологоразведку в данных регионах. Для этого надо вносить изменения в нормативно-правовую базу, чтобы инвестору было интересно вкладываться в такие проекты, а также развивать инструменты государственно-частного партнёрства.

Добыча в регионе сегодня растёт, строится новая транспортная инфраструктура, и это будет требовать постоянной «подпитки» в виде новых месторождений.

На территории Дальневосточного федерального округа геологические исследования проводят 7 ОАО, входящих в Росгеологию: «Амургеология», «Дальгеофизика», «Камчатгеология», «Магадангеология», «Приморгеология», «Георегион», «СахГРЭ». Кроме того, сейчас в стадии присоединения к холдингу находятся ещё 15 предприятий, среди них 2, работающих в ДФО: «Дальморнефтегеофизика» и «Ухтанефтегазгеология».

– Как Вы оцениваете возможности российских предприятий по геологическому изучению шельфа арктических и дальневосточных морей? Способна ли наша страна обойтись в этой сфере без привлечения иностранных корпораций?

– Способна. Отечественная геология обладает рядом уникальных компетенций и технологий, которые просто необходимо развивать. Да, в какой-то степени развивать в кооперации с иностранными партнёрами. И всё-таки говоря про шельф, наша позиция такая: мы не должны просто пускать сюда работать зарубежных игроков, мы должны развивать свою геологоразведку, поднимать отрасль. И все возможности для этого у нас есть.



«Росгеология»

Арктика является одним из наиболее перспективных регионов для восполнения минерально-сырьевой базы Российской Федерации. Здесь много «белых пятен», которые позволяют надеяться на совершение действительно значимых открытий.

Росгеология активно работает на шельфе, это стратегически важный для нас регион. Только за август между холдингом и Департаментом по недропользованию на континентальном шельфе и Мировом океане Роснедр подписано три новых контракта. По одному из них будет вестись изучение углеводородного потенциала зоны сочленения структур Полярного Урала, Пай-Хоя и Западно-Сибирской плиты. Это морское продолжение Ямальской нефтегазоносной области. По второму планируется оценить перспективы нефтегазоносности дна Енисейского залива. По третьему – Куршского залива Балтийского моря.

Холдинг на постоянной основе ведёт работу на шельфе по государственным контрактам. У нас здесь есть определённые уникальные компетенции. В частности, в области работ в зоне мелководья.

Арктика вообще является одним из наиболее перспективных регионов для восполнения минерально-сырьевой базы Российской Федерации. Здесь много «белых пятен», которые позволяют надеяться на совершение действительно значимых открытий. Кроме того, результаты уже проведённых исследований свидетельствуют о перспективах обнаружения крупных месторождений углеводородов и твёрдых полезных ископаемых, включая стратегические и остродефицитные. Геологоразведка в Арктике может стать основным двигателем социально-экономического развития региона. Проведение геологоразведочных работ будет способствовать совершенствованию добывающего комплекса, инфраструктуры, логистики и, как следствие, даст возможности для становления здесь и другого бизнеса.

Следует отметить, что между Росгеологией, департаментом Моргео и ФГУП «ВНИИОкеангеология» в вопросах освоения шельфа и континентального склона имеется полное взаимопонимание. Недавно, 21–24 сентября 2015 г., в ФГУП «ВНИИОкеангеология» в Санкт-Петербурге прошло большое совещание, посвящённое вопросам выбора новых, перспективных объектов геологоразведки на шельфе и континентальном склоне РФ. Было выбрано 11 действительно перспективных площадей, которые будут рекомендованы для постановки на них работ в 2016 г.

– В отечественном нефтегазовом комплексе сейчас происходит активный процесс импортозамещения. При этом, по оценкам экспертов, доля иностранных технологий и оборудования в сфере полевой геофизики достигает 90%, в программном обеспечении сейсморазведки – 95%. Планирует ли в связи с этим Росгеология мероприятия, нацеленные на импортозамещение?

– Предприятия холдинга традиционно были ориентированы на работу с отечественными поставщиками, но есть определённая номенклатура, которую приходится везти из-за рубежа ввиду отсутствия на сегодняшнем этапе российских аналогов, соответствующих по качественным показателям. Например, мы импортируем лабораторные комплексы, сейсморазведочные станции и системы регистрации данных.

Холдинг активно включился в работу по импортозамещению. По технике для гео-

логоразведки у России есть большой потенциал в наработках. И при грамотном подходе к организации производства такого оборудования мы сможем решить проблемы импортозамещения в среднесрочной перспективе.

Например, петербургское «Севморгео» (входит в холдинг Росгеология) разработало уникальную технологию глубоководного бурения с помощью буровых комплексов донного базирования. Сейчас компания работает над изготовлением глубоководных буровых установок совместно с петербургским Средне-Невским судостроительным заводом.

Значительные наработки имеются в части создания и внедрения отечественных программных комплексов – систем обработки и интерпретации данных сейсморазведки, гравиразведки, электроразведки для поисковых целей. В разработке программно-аналитических комплексов участвуют такие учреждения, как «СНИИГиМС», «ВНИИГеофизика», ФГУП «ВНИГРИ», Институт прикладной математики и геофизики Балтийского государственного университета, Центральная геофизическая экспедиция и другие.

Безусловно, в геологоразведке и добыче полезных ископаемых есть ряд направлений и технологий, где доля импорта очень существенна, и здесь необходимо активизировать НИОКР, разработку собственного оборудования. Мы занимаемся этим вопросом в соответствии с нашими компетенциями. Сейчас, согласно указу Президента Российской Федерации, к холдингу присоединяется ещё ряд предприятий, среди которых профильные научно-исследовательские институты. И в рамках холдинга мы планируем обособить данное направление и максимально интенсифицировать работу по нему в привязке к реальным потребностям отрасли.

– Как бы Вы могли оценить научную базу российской геологии? Нуждается ли она в существенном укреплении? Как развивается научная деятельность в рамках Росгеологии, и планируете ли Вы её расширение, в том числе за счёт включения в структуру холдинга новых отраслевых институтов?

– Инвестиции в НИОКР в геологической отрасли резко снизились в объёмах в 1990 годах. Фактически научная работа остановилась, совершенствованию технологий уделялось минимальное внимание. Сейчас задача Росгеологии – восстановить былые позиции научного сектора в геологоразведке. Поэтому на базе холдинга будет сформирован кластер. Сегодня мы ждём передачи нам на баланс ряда научных ин-

ститутутов. В принципе объединение предприятий геологического профиля должно дать им стимул для развития. За счёт синергии повысится эффективность работы и управления производственными ресурсами, а объединение финансовых потоков даст возможность увеличить инвестиции в НИОКР и разработку новых технологических решений.

Предприятия Росгеологии уже более года плотно работают в рамках прогрессивных научно-производственных групп, создающих новое оборудование и программное обеспечение для геологоразведки. В этой работе участвуют и другие предприятия и организации, имеющие достижения в области разработки геологоразведочных технологий.

Росгеология – государственный холдинг, сформированный для решения государственных задач. Поэтому основной территорией работ для нас является Россия и ключевыми целями – решение проблем отрасли внутри страны.

Многие новые объекты геологоразведки, представленные на рассмотрение в 2016 г. (например, в Центрально-Сибирском и Южном федеральных округах), предусматривают использование инновационных подходов и методов. Сегодня хорошее взаимодействие, как я уже успел отметить, намечается между исследовательскими группами «СНИИГиМС», «ВНИИГеофизика», ФГУП «ВНИГРИ», Института прикладной математики и геофизики Балтийского государственного университета, Центральной геофизической экспедиции. Надеемся также на привлечение научного потенциала «Сколково».

– В связи с кризисом многие малые и средние нефтегазовые компании, в том числе геологического профиля, переживают нелёгкие времена. Поэтому неоднократно высказывались мнения о необходимости создания некой интегрированной структуры, которая помогла бы решить ряд проблем небольших предприятий. Могла бы Росгеология сыграть роль подобной структуры? Возможно ли дальнейшее расширение холдинга за счёт включения в него новых предприятий?

– Мы не исключаем возможности присоединения к холдингу других предприятий, речь может идти и об М&А. И всё-таки сейчас это для нас не ключевой вопрос. Мы сосредоточены на выстраивании хол-

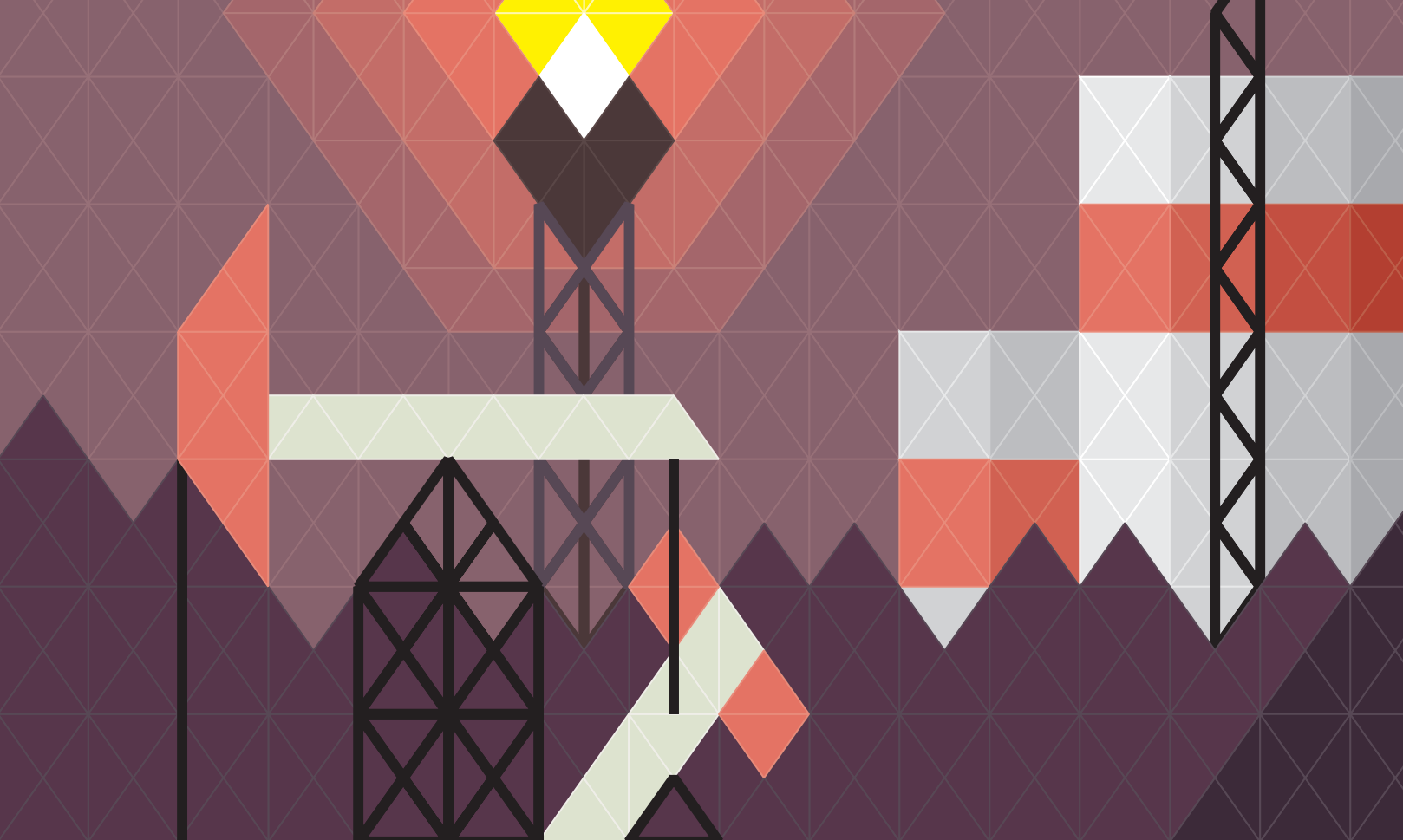
динга, включении всех перечисленных в указах Президента РФ предприятий в его состав, отлаживании бизнес-процессов и выполнении тех задач, которые были поставлены перед холдингом государством.

Холдинг должен стать драйвером развития геологоразведки в России в целом. Мы работаем и над созданием технологий, и над совершенствованием нормативно-правовой базы, и над привлечением инвестиций в этот сегмент. Поэтому для небольших компаний работа Росгеологии тоже должна принести определённый положительный результат.

– Многие российские нефтегазовые компании участвуют в добычных проектах за пределами РФ. Наблюдается ли аналогичная тенденция и в геологии? Планируют ли предприятия, входящие в Росгеологию, расширять свою деятельность за рубежом, в частности – в рамках проектов по поискам и разведке углеводородного сырья?

– Росгеология активно работает там, где исторически присутствовала советская геология, где хорошо помнят нашу школу тех лет, – в странах Латинской Америки, Африканского континента, Азии. Есть сегменты, где мы очень конкурентоспособны. Например, сухопутная сейсморазведка, поиски и оценка ресурсов твёрдых полезных ископаемых. Здесь мы эффективно можем конкурировать с канадскими, европейскими, американскими компаниями. Поэтому мы работаем за рубежом и собираемся наращивать там базу контрактов, так как потенциал иностранных рынков оцениваем высоко.

Необходимость выходить на глобальный рынок обусловлена двумя факторами. Во-первых, высокой сезонностью геологоразведочных работ. Без формирования контрактной базы на зарубежных рынках преодолеть низкую эффективность не получится. Второй фактор – это доступ к технологиям. Глобальная конкуренция заставляет быть постоянно в тренде, обеспечивать ввод новых технологических решений. Даже ведущие компании, которые действуют на российском рынке, приходят сюда с отстающими технологиями. Поэтому выход на международный рынок стратегически важен: либо мы движемся с рынком в едином тренде, либо проигрываем. Но при этом, хочу отметить, что всё-таки Росгеология – государственный холдинг, сформированный для решения государственных задач. Поэтому основной территорией работ для нас является Россия и ключевыми целями – решение проблем отрасли внутри страны. ■



нефть и газ. химия

17-я межрегиональная выставка технологий и оборудования для нефтяной, газовой и химической промышленности

в рамках выставки

III Пермский нефтегазовый форум

13 - 16
октября
2015

Генеральный
партнер выставки
Группа предприятий
ОАО «ЛУКОЙЛ»
в Пермском крае



ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР

ПЕРМСКАЯ
ЯРМАРКА

Официальная поддержка:

Правительство Пермского края
Администрация города Перми
Пермская торгово-промышленная
палата
Российский Союз химиков
Российский союз промышленников
и предпринимателей

Время работы выставки

13 октября: 12.00-18.00
14-15 октября: 10.00-18.00
16 октября: 10.00-15.00

614077, Россия, Пермь
бульвар Гагарина, 65
(+7 342) 262-58-58

www.expoperm.ru

Межрегиональная специализированная выставка



1965 - 2015

САМОТЛОР

Нижневартовск. Нефть. Газ

г. Нижневартовск

Дворец Искусств, ул. Ленина, 7



Выставка проводится в рамках празднования 50-летия Самотлорского месторождения

25-27 ноября 2015г.

Разделы выставки:

- ✓ Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений.
- ✓ Оборудование для бурения, строительства скважин и трубопроводов, добычи нефти и газа
- ✓ Новые технологии и оборудование хранения, транспорта, переработки и распределения природного газа и нефти.
- ✓ Насосы, компрессорное оборудование.
- ✓ Контрольные и измерительные приборы.
- ✓ Новые методы и оборудование для геологии и геофизики.
- ✓ Строительство объектов для нефтедобывающей, нефтеперерабатывающей, газовой и химической промышленности.
- ✓ Специальные технологии и материалы для работы в условиях Севера.
- ✓ Энергетическое оборудование.
- ✓ Транспортные средства. Грузовая и спецтехника.
- ✓ Охрана окружающей среды и экологическая безопасность. Комплексная переработка сырьевых ресурсов, утилизация промышленных и твердых бытовых отходов. Очистка сточных вод и обращение с осадком. Предупреждение загрязнений воздушной среды. Реабилитация загрязненных территорий и акваторий.
- ✓ Промышленная безопасность. Охрана труда и техника безопасности, спецодежда, средства защиты.
- ✓ Средства связи, телекоммуникации и сигнализации.
- ✓ Противопожарная техника.

Организаторы:

Администрация г. Нижневартовска,
Нижневартовская Торгово-Промышленная палата
ООО "Выставочная компания Сибэкспосервис", г. Новосибирск

Телефон/факс:
(383) 335-63-50

СИБ *Expo* **SERVICE**

E-mail: ses@avmail.ru
www.ses.net.ru

«Глубокие» проблемы морской добычи



Главная тенденция офшорных проектов – повышение глубины работ, но в условиях падения нефтяных цен инвестиции в данный сектор могут сократиться

Мария КУТУЗОВА

В последние 20–30 лет морская нефтедобыча постепенно перемещается в районы с трудными условиями эксплуатации месторождений. Нефтегазовые компании начали между собой негласное соревнование, с каждым годом уходя всё дальше от берега и обновляя рекорды по освоению морских глубин, и тем самым значительно расширили горизонты офшорной геологоразведки и разработки углеводородного сырья. Если в 1982 г. средняя глубина воды на разрабатываемых морских месторождениях немногим превышала 500 м, то с 2012 г. этот показатель превысил 1500 м. В нынешнем десятилетии компании перешли к разведке и разработке глубоководных и сверхглубоководных месторождений. В последние 10 лет глубоководные скважины лидируют по суммарному объёму выявленных на них запасов углеводородного сырья. Они вышли на первое место в мире по добавленной стоимости на каждый добытый баррель нефтяного эквивалента.

ТЕХНОЛОГИИ ГЛУБОКОВОДНЫХ ПРОЕКТОВ

Проблемы, связанные с реализацией глубоководных проектов, можно изложить буквально в трёх словах – масштабность, сложность и удалённость. Одним из направлений повышения их экономической эффективности является разработка методов подводного заканчивания скважин без применения буровой установки. Ещё одна цель состоит в увеличении коэффициента извлечения нефти, который ныне не превышает 35–45%. Специалисты считают, что добиться этого можно за счёт изменения конструкции скважин и проведения капитального ремонта без применения буровых станков.

Увеличиваются размеры платформ, а их конструкции становятся всё сложнее, так как необходимо учитывать повышающиеся требования к оборудованию и его огромный вес. Такие важные элементы платформ, как водоотталкивающие колонны, используемые при бурении и добыче, также должны становиться тяжелее по мере продвижения на большие глубины. Это, в свою очередь, создаёт дополнительные сложности, такие как необходимость обеспечения усталостного ресурса работы колонн и их соединения с поверхностным и подводным оборудованием.

Все аспекты эксплуатации месторождений и логистики, особенно те, что связаны с внутрискважинными работами, требуют новых подходов. А это влечёт за собой большие затраты для компаний.

Самое широкое распространение при работах на глубинах получили плавучие установки FPSO, о которых мы рассказывали в прошлом номере¹. Но, по мере того как проекты становятся всё более амбициозными (сегодня речь идёт об освоении глубин порядка 3 км), всё чаще применяется новая конструкция – полупогружная платформа SPAR. Она позволяет разрабатывать нефтяные залежи, находящиеся вне досягаемости для плавучих оснований с натяжным вертикальным якорным креплением (TLP). Осадка платформы этого типа слишком велика для мелководья подавляющего числа верфей. Поэтому палубы и оборудование SPAR необходимо монтировать в открытом море с помощью огромных плавучих кранов. На сегодняшний день в мире существует всего несколько таких кранов и компании вынуждены заказывать их заранее. Всё это ведёт к увеличению расходов и дополнительным рискам (в случае, если

¹ См.: Кутузова М. Морская добыча на фоне кризиса // Нефть России. № 7–8. 2015.

график строительства сдвигается из-за погодных условий). Тем не менее число вводимых в эксплуатацию платформ SPAR растёт год от года, ведь с их помощью можно осуществлять разработку гигантских глубоководных месторождений.

Повышению экономической эффективности глубоководных проектов могут способствовать новые методы разведки залежей. Так, концерн Shell добился значительного прогресса в совершенствовании методов широкоазимутальной сейсморазведки морского дна. Благодаря этому в Мексиканском заливе были открыты новые месторождения – Западный Бореас, Южный Дэймос, Аппоматокс, – а также увеличены доказанные запасы бассейна Марс. В сотрудничестве с компанией GO Science была реализована масштабная программа по созданию и испытанию мобильных автономных модулей – самоходных роботов, которые можно запрограммировать на перемещение под водой в нужные точки на расстояние до 100 км от места спуска. Эти аппараты осуществляют оперативный сбор сейсморазведочных данных.

Среди новых задач, которые ставят перед собой ведущие компании:

- разработка технологий для глубоководных месторождений в Арктике;
- использование плавающего завода по добыче газа и производству СПГ (FLNG) на больших глубинах;
- дальнейшее снижение затрат на строительство скважин;
- совершенствование технологий заводнения глубоководных скважин, подводной сепарации, применения МУН;
- создание новых средств визуализации проекта, интеграции данных, стандартизации проектов и автоматизации.

Волатильность растёт

Низкие цены на углеводородное сырьё поставили под угрозу развитие добычи на шельфе. В особенности страдают дорогостоящие глубоководные и сверхглубоководные проекты. Падение стоимости «чёрного золота» на международных рынках явилось следствием опасений по поводу низких темпов экономического роста в странах с развивающимися рынками, ожиданий увеличения экспорта нефти из Ирана, а также расширения запасов. Важным драйвером снижения нефтяных цен стала также обеспокоенность состоянием китайской экономики. Сорт Brent в начале сентября упал до самого низкого за последние шесть лет уровня – 42,23 доллара за баррель. Сделанный



Минэнерго США прогноз среднегодовой цены Brent на 2015 г. – 54 доллара, на 2016 г. – 59 долларов. Прогноз по WTI – 49,2 доллара и 54 доллара соответственно. Ценовой диапазон по фьючерсным контрактам и опционам с поставкой в декабре показывает, что ожидания колеблются от 32 до 73 долларов.

Этим летом ведущие нефтедобывающие страны начали сокращать производство сырья. Так, падение суточной добычи в Соединённых Штатах в августе оценивается в 140 тыс. баррелей по сравнению с июлем. По прогнозам Минэнерго США, данный показатель продолжит сокращаться до середины 2016 г., после чего возобновится рост. Среднегодовая добыча в 2015 г. в Соединённых Штатах прогнозируется на уровне 9,2 млн баррелей, в 2016 г. – 8,8 млн баррелей н. э. в сутки. По информации Platts, ОПЕК также сократила производство нефти на 140 тыс. баррелей н. э. в сутки. В частности, Саудовская Аравия в августе снизила добычу на 50 тыс. баррелей, до 10,4 млн баррелей н. э. в сутки.

Существующий уровень цен не устраивает компании, ведущие разработку глубоководных месторождений. По мнению экспертов Transocean, ключевого бурового подрядчика по работе на глубоководье, эффективная реализация таких проектов возможна при котировках не ниже 70 долларов за баррель. При сохранении цен на отметке 50 долларов произойдёт серьёзное сокращение добычи. Согласно прогнозам Transocean, будущий год станет критическим для рынка, возможно возникновение дисбаланса спроса и предложения на энергоресурсы. А в 2017–2018 гг. дефицит поставок может достичь 8 млн

баррелей н. э. в сутки. Однако Transocean надеется на светлое будущее: 30% этой «недостачи» могут быть компенсированы за счёт дальнейшей разработки глубоководных месторождений. Поэтому компания не собирается замораживать инвестиции в строительство буровых установок. Так, за последние шесть лет Transocean направила около 12 млрд долларов на создание 14 сверхглубоководных плавающих и четырёх самоподъёмных установок. До 2020 г. она собирается вложить ещё 7 млрд долларов в строительство семи новых плавающих буровых и пяти самоподъёмных установок, предназначенных для сверхглубин.

Аналитическая компания Douglas-Westwood ранее предсказывала, что в этом сегменте рынка капитальные вложения увеличатся вдвое – более чем на 223 млрд долларов с 2012-го до 2017 г. Такое бурное развитие сулило громадные прибыли нефтесервисным игрокам и поставщикам оборудования. Ещё несколько лет назад стоимость аренды буровой установки для шельфа достигала 1 млн долларов в сутки. Сейчас эти цифры критически сократились, зафиксирован самый низкий уровень ставок.

Золотой треугольник

В настоящее время основной объём инвестиций в глубоководные проекты сосредоточен в так называемом золотом треугольнике Атлантического океана. Его «углами» служат Мексиканский залив, Бразилия и Западная Африка. Рассмотрим каждый из этих регионов.

Мексиканский залив (США). Это один из старейших и наиболее освоенных районов морской добычи нефти и газа. Он включает шельф штатов Техас, Луизиана,

Миссисипи и Алабама. Привлекательные сроки контрактов, хорошо развитая инфраструктура и эффективная политика в отношении геологоразведки делают Мексиканский залив одним из ключевых регионов морской нефтегазодобычи. Здесь сконцентрирована треть мирового парка плавучих буровых установок.

Однако добыча углеводородов в данном регионе в последнее время сокращалась – с 3,9 млн баррелей н. э. в сутки в 2001 г. до 1,9 млн в 2014 г. В основном это обусловлено уменьшением газодобычи на мелководье. Но благодаря разработке глубоководных запасов нефти в 2015–2020 гг. производство на шельфе Мексиканского залива должно вырасти до 2,2 млн баррелей в сутки. То есть самая старая морская нефтегазодобывающая провинция мира трансформируется в регион для глубоководных разработок. В 2016–2019 гг. примерно 85% инвестиций будут приходиться именно на глубоководную часть залива. Наибольший спрос в этом сегменте наблюдается на подводное оборудование и плавающие установки.

BP, Chevron и Shell – крупнейшие операторы в Мексиканском заливе. На них приходится большая часть капиталовложений – 42 млрд долларов в период с 2015 г. по 2019 г. Значительная часть инвестиций будет направлена на реализацию проектов на уже действующих месторождениях. Но из-за значительного падения цен на нефть с конца лета 2014 г. на рынке фиксируется низкая активность. Поэтому прогнозируется дальнейшее сокращение объёмов бурения в регионе в ближайшие годы. Тем не менее Shell и BP готовятся к запуску крупнейших проектов: Апматокс и второй фазы на Мэд Дог. А Anadarko разрабатывает концепцию для освоения месторождения Шенандоа.

Кроме того, Shell недавно приступила к реализации сверхглубоководного проекта Стоунс, в рамках которого используются платформа типа FPSO и технологии подводного заканчивания скважин. Открытое в 2005 г. месторождение Стоунс расположено в 320 км от Нового Орлеана на глубине 2,896 м. Его ресурсы, из которых 250 млн – извлекаемые, оцениваются в 2 млрд баррелей н. э. По словам руководства Shell, данный проект знаменует собой ввод в разработку нового поколения глубоководных месторождений. В рамках первой фазы его эксплуатации добыча должна составить порядка 50 тыс. баррелей н. э.

Ещё один пример успешной работы на глубоководье – запуск в 2010 г. проекта

Пердидо в Мексиканском заливе. В 1996 г. Shell получила доступ к разработке сверхглубоких запасов подводного каньона Аламинос в Мексиканском заливе, в 320 км к югу от города Фрипорт (Техас). Глубина в этом районе колеблется от 2300 до почти 3000 м. Дополнительные сложности освоения данного района связаны с тем, что морское дно здесь частично захватывает складчатый пояс Пердидо, который напоминает уменьшенную копию Большого каньона и отличается наличием почти вертикальных скал высотой до 300 м.

В рамках проекта Пердидо Shell (оператор, доля – 35%) и его партнёры – BP и Chevron – намерены освоить три месторождения – Грейт Вайт, Тобаго и Сильвертрип. Добыча при выходе на полную мощность достигнет порядка 100 тыс. баррелей н. э. в сутки. Эксплуатационное бурение на данном блоке началось в июле 2007 г. Платформа Perdido типа SPAR была установлена в августе 2008 г., а её верхнее строение – в марте 2009 г.



Освоение запасов блока Пердидо – большой шаг вперёд в области применения сложнейших технологий в трудных условиях неровного морского дна и огромного давления. Это является важным этапом на пути развития компании и создания ею принципиально новой технологической базы для инноваций.

Можно сказать, что старт данного проекта положил начало сверхглубоководной добыче в западной части Мексиканского залива, запасы которого, согласно оценке журнала Petroleum Economist, составляют от 3 до 15 млрд баррелей н. э. Стоимость программы бурения Shell в

Мексиканском заливе – 555 тыс. долларов в сутки. Компания законтрактовала на 39 месяцев полупогружную буровую установку Atwood Condor, которая предназначена для работы на сверхглубинах. По словам руководства концерна, разработка глубоководных месторождений открывает новые источники углеводородов, так необходимые для обеспечения быстрорастущего мирового спроса на энергоресурсы.

Западная Африка. Что касается африканских глубоководных проектов, то в основном они сосредоточены в трёх странах – Нигерии, Анголе и Гане. Эксперты прогнозируют стабильный приток капиталовложений в данный регион.

Нигерия – крупнейший производитель нефти и газа среди африканских государств. В том числе 2 млн баррелей н. э. в сутки добывается на шельфе (по итогам 2014 г.), что выводит страну на восьмое место в мире по данному показателю. Однако реализации новых проектов

на шельфе Нигерии препятствует политическая нестабильность. Одной из главных проблем для операторов глубоководных проектов является также пиратство в Гвинейском заливе. Поэтому многие компании могут существенно сократить инвестиции в освоение шельфа этой страны. Целый ряд проектов уже перенесён. Вместе с тем, главным трендом последних лет стала продажа активов на мелководье и переход к реализации глубоководных проектов.

Крупнейшим инвестором на шельфе Нигерии является ExxonMobil. Её совокупные капиталовложения в период до 2019 г. со-

ставят 18 млрд долларов. В ближайшие годы компания сосредоточится на продолжении проектов Усан-Укот и Эрха.

В свою очередь, Total благодаря запуску проекта Эгина станет вторым крупнейшим инвестором на шельфе Нигерии с капиталовложениями 17 млрд долларов. Shell и Chevron планируют потратить здесь по 9–10 млрд долларов каждая на проекты Форкадос Йокри, Бонга, Бонга-Саусвест-Апоро и Агбами-Эколи. Eni намерена вложить в разработку нигерийского шельфа порядка 3 млрд долларов. Главный проект компании – разработка месторождений Этан и Забазаба.

Ангола – вторая (после Нигерии) по объёмам добычи нефти страна в Африке. Доказанные запасы «чёрного золота» составляют здесь 1,7 млрд т. Две трети углеводородного сырья добывается в рамках шельфовых проектов. Национальная корпорация Sonangol обладает долей в большинстве реализуемых (в основном на условиях СРП) проектов. Крупнейшие месторождения страны сосредоточены на глубоких и сверхглубоководных участках шельфа. В последние годы в связи с открытием крупных объектов – Кизомба, Кхикомба, Жирасол, Жасмин, Далиа, Грейт Плутонио и прочих – наиболее перспективной зоной поисков углеводородов считается глубоководная и ультраглубоководная акватория возле рек Конго и Кванза (глубина воды от 600 до 2500 м). Бассейн Кванза входит в тройку крупнейших нефтегазоносных комплексов, которые предстоит разведать в ближайшие годы. Однако пока значительных открытий там не сделано.

Всего 13 лет назад в Анголе закончилась гражданская война, продолжавшаяся в течение четверти века. И сегодня страна крайне нуждается в финансовых средствах для мирного развития. Поэтому власти поставили задачу увеличить добычу нефти к 2018 г. до 2,2 млн баррелей в сутки. Для этого они зазывают зарубежные компании в ангольские проекты. Наиболее активно здесь работают Total, BP и ExxonMobil. Так, Total собирается инвестировать 16 млрд долларов в глубоководный проект Каомбо.

Однако в 2015 г. инвестиции в ангольский шельф сокращаются. И эксперты прогнозируют сохранение данной тенденции вплоть до 2019 г., несмотря на большой ресурсный потенциал открытых месторождений.

Ангола проводит политику усиления национальной составляющей в нефтегазовой промышленности. Прежде всего,

это выражается в продвижении ангольцев на управляющие позиции и привлечении местных поставщиков. Законодательно установлена высокая норма национального участия в проектах: 70% персонала в местном подразделении компании-оператора должны быть ангольцами.

Главной проблемой ангольского рынка остаётся коррупция. В рейтинге прозрачности экономики (Transparency International's Corruption Perceptions Index) страна в 2014 г. опустилась с 153-го на 165-е место.

Гана – одно из самых молодых африканских нефтедобывающих государств. В 2010 г. компания Tullow Oil ввела в эксплуатацию первое месторождение на шельфе страны – Джубили. Среди новых проектов, реализуемых на глубоководье, – освоение комплекса месторождений Твенебоа-Эниенра-Нтомме всё той же компанией Tullow Oil.

Кроме того, правительство Ганы и Eni в январе 2015 г. завершили переговоры и согласовали план осуществления проекта Offshore Cape Three Points (ОСТР). Газ, который будут добывать в его рамках, станет поступать на уже существующие и планируемые к строительству энергетические мощности.

Бразилия также расширяет деятельность на шельфе. Корпорация Petrobras вложила огромные инвестиции в разработку подсольевых залежей бассейнов Сантос и Кампос. В 2011 г. она представила план на ближайшие пять лет, в рамках которого собиралась потратить более 50 млрд долларов на освоение ресурсов глубоководных месторождений. Однако осуществление ряда проектов было отсрочено из-за громких коррупционных скандалов и введения на государственном уровне требований по увеличению национальной составляющей в НГК. Но эксперты прогнозируют впечатляющий рост как в уже существующих, так и в новых регионах добычи – на всё больших глубинах. Однако реализация подобных прогнозов в условиях низких цен на сырьё во многом зависит от достижений технического прогресса и повышения экономической эффективности глубоководных проектов.

Petrobras в ближайшие пять лет надеется увеличить добычу на шельфе и суше страны на 65%. Для этого компании понадобится значительное число буровых установок, но несколько контрактов на их создание уже приостановлено. Так, Sete Brazil запланировала построить 29 глубоководных установок для бурения на

шельфе. Однако по последним данным судостроительная компания собирается начать сооружение лишь 13 БУ.

В последнее время эксперты отмечают смещение активности нефтегазовых и сервисных компаний в новые регионы, за пределы «золотого треугольника», – в Восточную Африку, Средиземноморье, Индию и Океанию.

Так, уже началась разработка углеводородных ресурсов в территориальных водах Мозамбика. Ведутся активные работы и на шельфе других восточноафриканских государств. В частности, открыт ряд крупных глубоководных месторождений вблизи Танзании.

Важные открытия сделаны и на шельфовых участках в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Одним из наиболее перспективных районов может стать глубоководье Малайзии. Согласно оценкам Геологической службы США, неразведанные ресурсы в бассейне Сабах могут составлять 4,3 млрд баррелей нефти и 26,4 трлн ф³ газа. Ещё один перспективный район для поисков – бассейн Саравак.

Как отмечают эксперты компании Douglas-Westwood, если ранее разработка морских запасов в АТР была сосредоточена в основном на мелководье, то теперь компании устремляются на участки, расположенные всё дальше от берега. На них сейчас приходится 7% совокупной морской добычи в регионе. А к 2020 г. эта доля может вырасти до 17%. В ближайшие пять лет в мире в разработку глубоководных месторождений будет вложено 223 млрд долларов инвестиций, из них 20% придётся на АТР. Затраты на бурение и обустройство скважин на глубоководных месторождениях вырастут в АТР с нынешних 400 млн долларов до 2 млрд в 2017 г.

Но эксперты отмечают и серьёзные трудности, стоящие перед компаниями в АТР. В первую очередь это устаревшие мощности вспомогательного флота, а также другие технологические проблемы. Не решены и политические вопросы, в частности касающиеся разграничения и порядка освоения ряда месторождений (например, в Южно-Китайском море). Ряд национальных нефтегазовых компаний в странах АТР выступают за локализацию производства оборудования, используемого в рамках морских проектов. И эти обстоятельства, безусловно, могут негативно повлиять на развитие глубоководной добычи как в данном регионе, так и мире в целом. ■



АРОМАТИКА 2015

6 ОКТЯБРЯ 2015

ОТЕЛЬ «БАЛЧУГ КЕМПИНСКИ МОСКВА»

РЕКЛАМА

ПОЛУЧИТЬ БОЛЕЕ ПОДРОБНУЮ ИНФОРМАЦИЮ О МЕРОПРИЯТИИ ВЫ МОЖЕТЕ, СВЯЗАВШИСЬ С НАМИ ПО ТЕЛЕФОНУ **+7 (495) 797 49 07** ИЛИ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОЧТЕ: **ORG@CREONENERGY.RU**



Петербургский Международный
Газовый Форум

07.10.2015

**СУГ: развивая
потенциал
цивилизованного
рынка**

Оператор конференции:



Дополнительную информацию о предстоящем мероприятии вы можете получить по тел.: **+7(495) 797-49-07** или e-mail: **org@creonenergy.ru**

РЕКЛАМА

Когда риск – благородное дело



Падение цен на нефть, введение западных санкций и прочие ограничения не должны останавливать Россию на пути освоения углеводородных богатств шельфа

Андрей ПАЛЮРА,
ведущий инженер ГУП «Черноморнефтегаз», эксперт Консультативного совета при председателе Комитета Государственной Думы РФ по энергетике

На протяжении более чем полуторавековой истории развития мировой нефтяной промышленности она знала множество взлётов и падений, в том числе связанных с освоением месторождений на шельфе. Но главные векторы движения шельфовой добычи всегда оставались неизменными – покорение ранее недостижимых глубин, а также значительное расширение географии деятельности (включая выход в более северные широты). Эти процессы были обусловлены, с одной стороны, совершенствованием технологий разведки и добычи, а с другой – обширными запасами углеводородов, таящимися на дне Мирового океана.

Вместе с тем, добыча углеводородов всегда сопряжена с большим количеством взаимосвязанных рисков – как чисто предпринимательских, так и общеэкономических и даже политических. В случае с шельфовой добычей управление данными рисками существенно усложняется, а их последствия могут быть более тяжёлыми, чем «на суше». Не зря же технологии извлечения углеводородов на шельфе приравнивают по своей сложности к технологиям освоения космоса.

ПИСАНО КРОВЬЮ НА ВОДЕ

Перечень рисков, присутствующих в современной нефтегазовой промышленности, весьма обширен. Можно выделить основные из них:

- ценовая волатильность;
- рост затрат;
- частичная зависимость от импортных технологий;
- дефицит кадровых ресурсов;
- трудности операционного характера, в том числе связанные с работой в сложных климатических и геологических условиях;
- риски в области экологии и промышленной безопасности.

Мы поставили экологический риск в этом списке на последнее место, но отнюдь не по причине его малой значимости. Наоборот, именно ему традиционно уделяется наибольшее внимание. Это связано с катастрофическими последствия-

ми для экосистемы Мирового океана от нефтяных разливов, происходящих как на добычных платформах, так и при транспортировке нефти морским путём. Причём наибольший ущерб природе наносится именно при перевозке сырья танкерами. К примеру, на протяжении 1990 годов объём разливов по вине морского транспорта составлял в среднем 413,1 тыс. т в год, в то время как платформы стали источниками утечек 0,9 тыс. т в год.

Если посмотреть на более раннюю историю транспортировки нефти и нефтепродуктов, то один из знаковых разливов произошёл 19 марта 1967 г. у берегов Уэльса (Великобритания) в результате крушения супертанкера *Torrey Canyon*. Данное судно было в то время самым крупным нефтяным танкером (его длина составляла 297 м, ширина – 38 м, осадка – 20,9 м). Капитан сбился с курса, пытался провести танкер узким проливом между островами и столкнулся с рифом. В шести танках, где находилась кувейтская нефть, образовались пробоины. Затем танкер разломился на две части. Общий разлив составил 120 тыс. т, протяжённость нефтяного пятна достигла 30 км. В связи с тем что не удавалось откачать нефть из танков, власти Великобритании приняли решение сжечь нефтяное пятно и подорвать танкер при помощи авиабомб и напалма. Операция была завершена 21 апреля 1967 г. Но нефтяное пятно всё-таки отнесло к берегам Франции, где было загрязнено 80 км пляжей. Около 190 км прибрежной линии Уэльса тоже оказались поражены нефтью. На восстановление экосистемы ушло более 10 лет.

В дальнейшем, к сожалению, также происходили аварии танкеров со значительными разливами и ущербами для экосистемы Мирового океана. Но именно начиная с крушения танкера *Torrey Canyon* международное сообщество стало принимать усиленные законодательные меры по предотвращению и ликвидации последствий подобных катастроф. В том числе были заключены международные конвенции, обязывающие судовладельцев нести полную ответственность за весь вред, нанесённый природе: Конвенция гражданской ответственности за ущерб от загрязнения нефтью (International Convention on Civil Liability for Oil Pollution Damage, CLC 1969) и Международная конвенция относительно вмешательства в случае аварий в открытом море, приводящих к загрязнению нефтью (International Convention Relating to Intervention on the High Seas in

Ceases of Oil Pollution Casualties). Обе они приняты Международной морской организацией в 1969 году.

Впоследствии в США разработали ряд законов, направленных на предотвращение аварий и ликвидацию их последствий, связанных с разливами нефти как транспортными судами, так и нефтедобывающими платформами. Основными из них являются: Закон о политике в области окружающей среды (1970), Закон о чистой воде (1972), Закон о внешнем континентальном шельфе (1978), Всеобщий



Именно у берегов США случился нефтяной апокалипсис XXI века. 20 апреля 2010 г. в 80 км от побережья штата Луизиана произошла крупнейшая авария на нефтяной платформе *Deepwater Horizon*, управляемой мировым энергетическим гигантом BP.

закон о действиях, компенсации и ответственности при загрязнении окружающей среды (1980), Закон о планировании действий по предотвращению чрезвычайных ситуаций и праве общественности на информацию (1986), Закон о нефтяном загрязнении (1990). То есть практически Соединённые Штаты на какой-то период стали мировыми «законодателями моды» в сфере регулирования безопасности морской добычи и транспортировки нефти.

Тем не менее по роковому стечению обстоятельств именно у берегов США

случился нефтяной апокалипсис XXI века. 20 апреля 2010 г. в 80 км от побережья штата Луизиана произошла крупнейшая авария на нефтяной платформе *Deepwater Horizon*, управляемой мировым энергетическим гигантом BP. В результате повреждения труб возник пожар, который продолжался 36 часов. 22 апреля платформа затонула. Последствия были катастрофичны: погибли 11 человек и пострадали 17 (из 126, находившихся на платформе), ещё 2 человека погибли при ликвидации аварии.

Разлив нефти продолжался 152 дня, до 19 сентября 2010 г. В общей сложности на поверхность вытекло 5 млн баррелей, площадь нефтяного пятна достигла 75 тыс. км². Погибли тысячи птиц, животных, сотни морских черепах, множество млекопитающих, в том числе дельфинов. Экономический ущерб для стран Мексиканского залива также огромен. Был нанесён колоссальный вред рыболовной отрасли и туристической индустрии. Для самой же BP, помимо затрат на ликвидацию последствий и оплату многомиллионных исков, данная трагедия вылилась в потерю рыночной стоимости на 43 млрд долларов.

В таких случаях специалистов в первую очередь интересует, каковы же были причины аварии? Согласно докладу BP, опубликованному 8 сентября 2010 г., цементная подушка на дне скважины не смогла задержать углеводороды в резервуаре, вследствие чего сквозь неё в буровую колонну протекали газ и конденсат. При проверке давления в скважине специалисты BP и Transocean неверно ис-

толковали показания приборов. Далее в течение 40 минут работники Transocean не замечали, что из скважины идёт поток углеводородов. Газ, который должен был выведен за борт, распространился по буровой платформе через вентиляцию. Противопожарные системы не смогли предотвратить его проникновения. Затем произошёл взрыв, а из-за неисправности механизмов не сработал противосбросовый предохранитель, который должен был автоматически закупорить скважину и остановить утечку нефти. То есть произошла целая череда, казалось бы, маловероятных событий.

Но наибольшее значение имеют не технические детали, а общие условия, которые привели к данной катастрофе. В целом причинами явились: человеческий фактор (в частности, неправильные решения персонала), технические неполадки, недостатки конструкции нефтяной платформы. Согласно же совместному докладу Бюро по управлению, регулированию и охране океанских энергоресурсов и Береговой охраны США, причиной аварии было снижение затрат на разработку скважины в ущерб безопасности.

Возникает также вопрос о роли государства как регулятора освоения шельфа и его роли в обеспечении безопасности морских проектов. В различных странах уже накоплен немалый опыт в данной сфере. В США такие функции с 1980 г. выполняла Служба управления минеральными ресурсами (Mineral Management Service). Она отвечала за сдачу буровых платформ в лизинг, за контроль процесса бурения на шельфе и за сбор роялти. То есть в её работе фактически присутствовал конфликт интересов – с одной стороны, она занималась обеспечением безопасности, а с другой – несла ответственность за поступление налогов в казну. Следовательно, Служба управления минеральными ресурсами могла поступить в соответствии с требованиями безопасности ради повышения государственных доходов. Поэтому было принято решение о разделении её на три новые службы: Бюро по использованию океанских ресурсов, их регулированию и контролю (Bureau of Ocean Energy Management, BOEM), Бюро по вопросам безопасности и защиты окружающей среды (Bureau of Safety and Environmental Enforcement, BSEE), Служба по сбору платежей за использование природных ресурсов (Office of Natural Resources Revenue, ONRR).

Также был изменён подход к регулированию безопасности. Ранее существовали

жёсткие требования соответствия оборудования и технологий устанавливаемым стандартам. Теперь решено, что компании должны демонстрировать достаточность своей подготовки к форс-мажорным обстоятельствам (меры безопасности и эффективный риск-менеджмент). Иными словами, ответственность фактически перекладывается с регулятора на компанию.

Важным уроком стало и осознание необходимости пересмотра взаимоотношений между добывающими и сервисными компаниями, установление новых форм сотрудничества.

Что касается технической стороны, то Министерство внутренних дел США ввело 30 сентября 2010 г. новые правила буре-

России необходимо учесть зарубежный опыт обеспечения безопасности шельфовых проектов. Ибо так же, как и на суше, многие правила здесь «написаны кровью»...

ния: обязательное наличие обсадной трубы на скважине и цементирование скважины; установка противовыбросовых преенторов; наличие оборудования для сбора нефти в случае её утечки; обязательная тренировка кадрового состава. В то же время была создана Marine Well Containment Company для предотвращения нефтеразливов в Мексиканском заливе. Её учредителями выступили ExxonMobil, Chevron, ConocoPhillips и Shell.

России необходимо учесть этот зарубежный опыт обеспечения безопасности шельфовых проектов. Ибо так же, как и на суше, многие правила здесь «написаны кровью»...

АРКТИКА – ОБЪЕКТ ОСОБОГО ВНИМАНИЯ

С какими основными рисками в сфере добычи углеводородов на шельфе может столкнуться Россия в ближайшей перспективе? Очевидно, большая их часть будет связана с эксплуатацией месторождений в северных широтах. Ведь 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 перевозку. Прогнозные запасы газа российской части Арктики превышают 80 трлн м³. Поэтому

вполне естественно, что наша страна должна их эффективно использовать.

Главные проблемы добычи в Арктике – это отсутствие развитой транспортной инфраструктуры, частые сильные штормы, наличие блуждающих айсбергов, недостаток технологий и опыта ликвидации разливов нефти в холодных широтах. В частности, из-за холодного климата нефть практически не диспергируется. Плюс же является то, что холодная вода и лёд препятствуют быстрому распространению нефтяного пятна.

Арктика действительно является для России зоной особого внимания. И уже многое сделано и планируется сделать для безопасного развития этого перспективного региона. Например, создаются комплексные аварийные станции (Дудинка, Нарьян-Мар и Архангельск), морские спасательно-координационные центры (Мурманск и Диксон), морские спасательные подразделения (Архангельск, Тикси и Певек), пункты базирования аварийно-спасательного имущества и оборудования для ликвидации разливов нефти (Диксон, Тикси, Певек и посёлок Провидения). Запланировано строительство шести атомных и семи дизель-электрических ледоколов.

Для безопасного освоения северных широт (впрочем, как и для нефтегазодобычи в любом регионе) очень важно наличие трёх взаимосвязанных факторов: контроль со стороны властей, информационная открытость компаний в случае разливов и утечек углеводородов, а также заинтересованность недропользователей в недопущении таких инцидентов.

НЕТ ХУДА БЕЗ ДОБРА

Весной 2015 г. прошла XII Международная конференция «Освоение шельфа России и СНГ». Её участники подняли целый спектр актуальных вопросов:

- возможна ли добыча углеводородов без применения стационарных платформ на шельфе с длительным ледовым покровом;
- целесообразно ли в России производство собственных платформ;
- каковы механизмы компенсации возможных убытков в случае крупномасштабных аварий на платформах;
- стоит ли отдавать приоритет шельфовой добыче по сравнению с освоением нетрадиционных углеводородных ресурсов на суше;
- есть ли в России реальные перспективы широкомасштабного строительства заводов СПГ;



• каковы возможные экологические последствия освоения Арктики и пути их минимизации;

• возможна ли реализация шельфовых проектов на основе только российских технологий, и каким из них необходимо предоставить инвестиционный приоритет.

Но, конечно, ключевыми являются риски, вызванные введением секторальных санкций против России на фоне стремительно дешевающей нефти. Существуют различные точки зрения по этому поводу. Как известно, РФ импортирует до 50% оборудования для нефтедобычи, а на шельфе этот показатель достигает 90%. И поэтому именно морские проекты могут в первую очередь пострадать от упомянутых ограничений. ЕС официально разрешил лишь поставку в Россию оборудования, необходимого для ликвидации последствий техногенных катастроф на шельфе. Кроме того, возможно освоение Арктики в партнёрстве с китайскими и индийскими компаниями, которые в последние годы стремительно накапливают опыт морской нефтедобычи (однако, конечно, в более благоприятных климатических условиях). Наконец, в связи с санкциями возможен пересмотр запрета на допуск к шельфу российских частных компаний. У того же «ЛУКОЙЛа» имеются определённые наработки в сфере освоения морских месторождений, полученные в ходе работ на Каспии и Балтике, а также за рубежом.

Поэтому многие эксперты (в том числе западные) полагают, что санкции послужат вызовом для России, помогут ей найти свой путь долгосрочного и стабильного развития на основе программ импортозамещения и внедрения собственных технологий. Как говорится, «нет худа без добра».

Что касается стремительно падающих цен на нефть, то очевидно, что это относительно краткосрочный тренд. И здесь нужно исходить из фундаментальных понятий. Ресурсы углеводородов не бесконечны, а в последнее время новые крупные месторождения практически не открываются. Между тем, человечество нуждается в углеводородном сырье не только для производства энергии, но и для выпус-

Главные проблемы добычи в Арктике – это отсутствие развитой транспортной инфраструктуры, частые сильные штормы, наличие блуждающих айсбергов, недостаток технологий и опыта ликвидации разливов нефти в холодных широтах.

ка неисчислимой массы товаров. К тому же численность населения на планете неуклонно растёт. Установившиеся ныне низкие котировки «чёрного золота» не позволяют осуществлять инвестиции в перспективные проекты по разведке и добыче. Поэтому нефтегазовые компании вынуждены не развиваться, а выживать. И уже в недалёком будущем это породит дефицит нефти на мировом рынке. Российские же компании, по экспертным оценкам, могут выдержать цену 50 долларов за баррель в течение нескольких лет.

В то же время, согласно многим исследованиям, в последние 15 лет наблюдался непропорциональный рост стоимости оборудования и затрат на управление шельфовыми проектами – на 20%. То есть повышение себестоимости шельфовой добычи

происходило быстрее, чем в среднем по другим отраслям. И одним из резервов снижения затрат является эффективное управление морской добычей. Уже существуют проекты внедрения автоматизированных платформ, которыми сможет управлять небольшое количество высокопрофессиональных сотрудников. Более того, возможно использование платформ, вовсе не имеющих персонала (так называемые unmanned rigs, беспилотные установки).

Но всё же роботы не смогут полностью заменить людей. И поэтому нельзя забывать ещё об одном риске – дефиците квалифицированных кадров. Для подготовки грамотного специалиста нужно много времени – от 10 лет. Кроме того, мировой рынок труда уверенно глобализуется, и за лучшие «готовые» кадры существует международная конкуренция. Поэтому заранее необходимо готовить свой кадровый потенциал. У молодых специалистов должны быть перспектива роста и интерес к делу, подкреплённые достойной оплатой труда. Очень хорошо по этому поводу высказался академик РАН, президент Российского научного центра «Курчатовский институт» Евгений Велихов: «Вспомним, как до войны поддерживалось, скажем, развитие авиации. Мальчишки мечтали о самолётах и глядели в небо, затаив дыхание, 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 в прямом и в переносном смысле... Сегодня надо делать то же самое... Чтобы освоение того же Северного Ледовитого океана снова стало мечтой! Разве это не достойный объект приложения усилий?»

По оценкам экспертов, мировые запасы нефти и газа на континентальном шельфе составляют 650 млрд баррелей н. э. На одном из экономических форумов топ-менеджер ExxonMobil Джим Джонстон заявил, что к 2040 г. 12% глобальной добычи углеводородов будут обеспечивать глубоководные месторождения.

России принадлежит 22% площади шельфа Мирового океана с оценочными извлекаемыми ресурсами 98,7 млн т условного топлива. И благодаря этому потенциалу РФ имеет все шансы сохранить за собой роль мирового лидера по добыче углеводородов. Конечно, в том случае, если удастся найти эффективный ответ на перечисленные выше вызовы. ■



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



cutting through complexity

Линии обороны: не отступать перед рисками

В условиях ценовой нестабильности в нефтегазовой отрасли необходимо уделить больше внимания системам управления рисками и внутреннего контроля

В экономически сложные времена качество внутренних процессов становится либо спасательным кругом для организации, либо катализатором развития наиболее негативных сценариев. В связи с возвратом периода невысоких цен на энергоносители, а также обязательным внедрением нового Кодекса корпоративного поведения для компаний, имеющих соответствующие уровни листинга на российской бирже, нефтегазовому сектору, очевидно, стоит вернуться к осмыслению выстроенной системы управления рисками и внутреннего контроля.

Процедуры управления рисками, внутреннего контроля и внутреннего аудита – жизненно важны для любой организации. Их осознанное внедрение в практику компаний позволяет суще-

ственно повысить качество корпоративного управления и адекватно реагировать на ряд внешних угроз. Несмотря на глубину и сложность восприятия этих вопросов, их суть можно комплексно раскрыть тремя общепринятыми мо-

делями: моделью «Трёх линий обороны», моделью «Внутреннего контроля» и моделью «Управления рисками».

Модель «Трёх линий обороны» очерчивает стратегические направления концентрации усилий и подразумева-



ет, что в организации существует три типа защиты от рисков. Первый уровень контрольной среды – функциональные подразделения, занимающиеся текущей работой по управлению рисками. Они представляют контроли, заложенные в бизнес-процессы организации (на самом простом примере – это ограничение допуска на опасные производства). Вторая линия – контрольно-надзорные подразделения внутри организации (финансовый департамент, экономическая безопасность, комплаенс и т. д.), то есть те, которые определяют направления работы, вырабатывают соответствующие правила и процедуры и обеспечивают их соблюдение. Третьей линией обороны являются внутренние аудиторы, которые проводят независимую оценку эффективности мер, принимаемых функциональными и контрольно-надзорными подразделениями, и предоставляют гарантии их работы органам корпоративного управления.

В практике российских компаний понятия внутреннего контроля и внутреннего аудита часто смешиваются. Вместе с тем, они совершенно не идентичны. Внутренний аудит – это инструмент акционеров и собственников, который позволяет им понимать, каково состояние дел в компании. Внутренний контроль же, согласно определению COSO,¹ – это процесс, осуществляемый высшим органом предприятия, определяющим его политику, его управленческий персонал высшего уровня (менеджментом) и всеми другими сотрудниками. Он призван в достаточной и оправданной мере обеспечивать достижение предприятия следующих целей:

- целесообразность и финансовая эффективность деятельности (включая сохранность активов);
- достоверность финансовой отчетности;
- соблюдение применимого законодательства и требований регулирующих органов.

Иными словами, это контроли, включённые в повседневные процессы организации. Они позволяют минимизировать реализацию тех рисков, которые компания для себя идентифицирует. Упрощая, можно сказать, что внутренний контроль – это когда ро-

дители проверяют домашнее задание, чтобы ребенок не получил двойку, а внутренний аудит – это экзамен, который проводит учитель.

Система внутреннего контроля, по оценке COSO, должна строиться на пяти взаимосвязанных компонентах:

- контрольная среда и нравственный климат;
- оценка риска;
- мероприятия контроля;
- сбор и анализ информации и передача её по назначению;
- мониторинг и исправление ошибок.

Графически система внутреннего контроля представлена известным кубом COSO, верхняя грань которого показывает цели, к которым стремится организация, а горизонтальными рядами представлены компоненты процесса. Эти компоненты контроля реализуются в отношении организации и её структурных подразделений.

Модель «Внутреннего контроля»



Система же управления рисками также может быть представлена похожим кубом. Она должна быть понятной и достаточно гибкой для того, чтобы быстро реагировать на изменения ситуации. Руководству необходимо иметь возможность оперативно выявлять, оценивать и учитывать новые факторы риска. «Раннее оповещение» помогает увидеть новые стратегические возможности раньше, чем их заметят конкуренты. Ведь неопределённость, с одной стороны, таит в себе риск, а с другой – открывает возможности и может привести как к снижению, так и увеличению прибыли. Задача менеджмента – своевременно и адекватно действовать в таких условиях.

Модель «Управления рисками»



Важно отметить, что процесс управления рисками:

- представляет собой непрерывный процесс, охватывающий всю организацию;
- осуществляется сотрудниками на всех уровнях организации;
- используется при разработке и формировании стратегии;
- нацелен на определение событий, которые могут влиять на организацию и управление рисками таким образом, чтобы они не превышали готовности организации идти на риск (риск-аппетит);
- даёт руководству и совету директоров организации разумную гарантию достижения целей.

В большинстве российских нефтегазовых компаний уже в той или иной степени реализованы аспекты всех трёх указанных моделей. Прежде всего, в силу внешних регуляторных требований. Вместе с тем, системный подход к вопросам управления рисками и внутреннего контроля, а тем более использование результатов работы такой системы для реального управления рисками, создания добавленной стоимости и повышения конкурентных преимуществ организации можно наблюдать лишь в небольшом числе передовых организаций – как в мировой, так и в российской практике. По нашему глубокому убеждению, создание такой системы в условиях ценовой нестабильности в отрасли позволит максимально эффективно использовать внутренние ресурсы организации, сократить затраты и позволит компаниям мобилизоваться в трудные времена.

¹ The Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission.



Суды как санкции

Почему Россия и её нефтегазовые компании «попали под суд» в ряде европейских стран, и чем это грозит нашей стране

Михаил СУББОТИН,
старший научный сотрудник ИМЭМО РАН

В последнее время громкие судебные споры в нефтегазовой сфере стали возникать с такой частотой, что для любителей конспирологических версий наступают золотые времена: речь идёт о «деле «ЮКОСа»», собирающем дань в европейских судах, многочисленных судебных разбирательствах «Газпрома» в Европе, об атаке на «ЛУКОЙЛ» в Румынии, обращении компании ExxonMobil в Стокгольмский суд в связи со ставкой налога на прибыль в рамках проекта «Сахалин-1», постановлении арбитражного суда в Гааге о том, что Нидерланды могут рассчитывать на компенсацию от России по делу о задержании судна Arctic Sunrise в сентябре 2013 года... Что стоит за соответствующими судебными кейсами? А главное, каковы их экономические последствия?



«ЮКОС». Исход битвы.

К 28 июля 2014 г., когда было объявлено решение третейского суда в Гааге по иску «ЮКОСа», согласно которому Россия должна заплатить 50,02 млрд долларов (а с учётом процентов эта сумма уже приближается к 51 млрд), в истории борьбы «ЮКОСа» против России в международных судах накопилось немало занимательных сюжетов. Дело в том, что в «предгаагский» период он выиграл в Европе несколько судов, успешно взыскал в порядке возмещения ущерба более 2 млрд долларов и тем

самым создал целую систему прецедентов и обеспечил себе финансовую плацдарм для дальнейшего наступления.

Решение Гаагского суда произвело сенсацию, хотя, прямо скажем, он не торопился: свой вердикт он вынес уже после того, как были освобождены М. Ходорковский и П. Лебедев. Сомнений, что Гаагский суд поддержит «ЮКОС», почти не было – вопрос в цене ущерба. Решение о назначении выплаты 50 млрд долларов говорит о том, что цена оказалась сермяжной: на заключительной стадии разбирательства истцы просили в два раза больше – 114 млрд.

После решения суда в Гааге истцы применили комбинированную тактику: они стали требовать деньги у РФ и одновременно занялись поиском подходящего российского имущества в других странах с последующей подачей ходатайств о его аресте. В ноябре прошлого года они обратились к российскому правительству, но получили отказ: правительство твёрдо заявило, что не будет исполнять решение третейского суда.

Параллельно шёл и другой знаковый судебный процесс: 15 июня истёк срок исполнения решения Европейского суда по

правам человека (ЕСПЧ), согласно которому Россия должна выплатить 1,9 млрд евро компенсации бывшим акционерам «ЮКОСа». Но она и этот штраф не заплатила. Такие решения являются обязательными для всех государств-членов Совета Европы, участником которого Россия стала в 1996 г. Однако принудить страну к исполнению постановления ЕСПЧ довольно трудно. За этим следит Комитет министров Совета Европы (КМСЕ), но он редко применяет радикальные методы воздействия, предпочитая политический диалог. С Россией диалога не получилось...

Теперь, когда решение суда состоялось, возникает вопрос: каким именно образом стороны урегулируют свои отношения? Россия может протестовать, не исполнять это решение, то есть не платить, но процесс пошёл... Борьба перешла в новую стадию, и истцы будут собирать все 50 с лишним миллиардов с набевшими процентами по разным странам. С 15 января 2015 г. на эту сумму ежедневно начисляются проценты исходя из ставки по 10-летним казначейским облигациям Федеральной резервной системы США – согласно имеющимся оценкам, это 2,4 млн долларов в день, или почти 887 млн в год.

Впрочем, если Россия не исполняет решение Гаагского суда, это ещё не значит, что его не будут исполнять Франция и Бельгия, Австрия и Нидерланды, США и Великобритания, поскольку действует Европейская конвенция о внешнеторговом арбитраже 1961 г., подписанная практически всеми странами, участвующими в мировой торговле, в том числе и СССР.

Эта конвенция предусматривает, что экономические споры могут рассматриваться не только в государственных, но и в третейских судах. Несколько ранее, в 1958-м, в Нью-Йорке была принята Конвенция о признании и приведении в исполнение иностранных арбитражных решений, и страна, правопреемницей которой является современная Россия, её тоже подписала.

У юристов есть понятие «конклюдентные действия», то есть действия, которые подтверждают наличие обязательств. Даже если какой-либо международный договор не подписан, но страна его выполняет, значит, она его признаёт. В Хартии есть раздел IV «Разрешение споров». В соответствии с ним «ЮКОС» и подал иск в третейский суд в Гааге. Затем стороны прошли всю предусмотренную Хартией процедуру предварительных разбирательств, включая выбор арбитра и юридических фирм, которые защищали российские интересы. Поэтому поздно заявлять, что ре-

шение Гааги мы признавать не будем – ведь до сих пор все обязательства по Хартии сами же исправно исполняли.

Есть два вопроса, которые теперь живо обсуждаются в СМИ. Кто в 2005 г. занимался гаагским процессом? Правительство РФ, которое возглавлял Михаил Фрадков, а министром юстиции в котором был Юрий Чайка.

После решения суда в Гааге истцы применили комбинированную тактику: они стали требовать деньги у РФ и одновременно занялись поиском подходящего российского имущества в других странах с последующей подачей ходатайств о его аресте.

Могли мы тогда отказаться от участия в процессе? Могли, но проблемы всё равно возникли бы: неявка на заседание третейского суда лиц, надлежащим образом уведомлённых, согласно Европейской конвенции о внешнеторговом арбитраже, не является препятствием для разбирательства дела по существу.

НЕ СТРЕЛЯЙТЕ В СУДЕБНОГО ИСПОЛНИТЕЛЯ!

Россия отказалась платить по решениям и Гааги, и ЕСПЧ, сославшись на то, что Европейская Энергетическая Хартия не была ратифицирована нашим государством. А что касается ЕСПЧ, то, по мнению российской стороны, «решение суда не было адекватным». К тому же «*принудительная процедура его исполнения не предусмотрена статутном суда*». «Мы, соответственно, будем принимать к сведению, принимать ко вниманию обычную процедуру мониторинга КМСЕ», – заявил глава Минюста Александр Коновалов. Видимо, посоветовались и решили «*принимать к сведению*», но не «*принимать ко вниманию*».

Таким образом, суммы исков оказались астрономическими, а впереди маячат новые суды... И Россия ужесточила свою позицию. В результате срок исполнения решения арбитражного суда истёк в январе, а 22 мая 2015 г. бывшие акционеры «ЮКОСа» обратились в государственные суды США, Франции, Великобритании и Бельгии за исполнением решения Гаагского суда о взыскании с Российской Федерации 50 млрд долларов. Судя по всему, и в этом случае несколько месяцев ушли на безуспешные попытки истцов как-то договориться с

ответчиком. Суды Франции и Бельгии выдали истцам исполнительные листы об аресте принадлежащего России имущества. И такие «пробные» аресты состоялись.

Стилистика последовавших на это заявлений российских официальных лиц могла бы повергнуть в шок, если бы в последнее время не стала уже довольно привычной. Так, вице-президент «Роснефти» Михаил Леонтьев заявил: «*Чем меньше страна, тем больше она нуждается в манифестации своего величия... Думаю, дальше будут Дания, Монако, Андорра. Если они там перепили пива бельгийского, это не наша проблема. Это проблема абстиненции, она решается визитом к доктору. Это всё напоминает детские незрелые половые игры с публичным раздражением интересующих органов*»...

Видимо, серьёзность ситуации пока ещё не осознаётся в полной мере. А ведь, как уже отмечалось в СМИ, последователей у «ЮКОСа» может оказаться много. «Любая компания с иностранным капиталом, – говорит Алексей Кравцов, председатель Арбитражного третейского суда в Москве, президент Союза третейских судов, – которая была обанкрочена в нашей стране, а их немало, имеет такие же шансы обратиться в третейский суд в Гааге под предлогом того, что она тоже является участником Энергетической Хартии. И она получит аналогичное решение и будет претендовать на наше имущество. Может воспользоваться этим Украина: у неё есть вопросы, связанные с имуществом в Крыму. Там ведь не только пляжи, но есть ещё и месторождения нефти и газа, которые получила Россия».

В своё время с подачи истцов из фонда NML, которые судились с Аргентиной, был создан прецедент. Суд не арестовал имущество Аргентины, потому что такового за рубежом к тому моменту не было вовсе, а «всего лишь» принял обеспечительные меры, то есть запретил всем третьим лицам в финансовом секторе – банкам, инвестикомпаниям, брокерам, даже финансовым консультантам – получать и обслуживать любые платежи по аргентинскому госдолгу. Этот запрет, несмотря на все протесты, действует до тех пор, пока Аргентина не начнёт пропорционально платить истцам – держателям облигаций, которые не признали реструктуризации и списания долгов. Иными словами, американский суд вынес решение по иску к Аргентине, но, строго говоря, не против Аргентины, а в отношении третьих лиц. Так что действия «судебных исполнителей» совершенствуются в мировой практике прямо на глазах,

что делает попытки «не платить по счетам» обречёнными на провал и затраты.

Вот и в случае с «делом ЮКОСа» – не прошло и полгода, а уже пострадали зарегистрированные в Бельгии российские банки, их «дочки», а также Брюссельская и Бельгийская епархия Русской православной церкви. Всего под арест попало имущество более 40 организаций. У России могут появиться определённые проблемы при участии в международных выставках вооружений. Выигравшая процесс сторона продолжит и впредь стараться обратить взыскания на любое имущество, которое Россия вывозит, – самолёты, ракеты, инновационную технику. И нужно будет всё время быть начеку, чтобы этого не произошло.

Противнику тоже придётся нелегко: необходимо в режиме нон-стоп отслеживать передвижения российского имущества за пределами РФ. Как говорят юристы, можно с уверенностью сказать, что не будет арестовано дипломатическое имущество – здания посольств и консульств, помещения, компьютеры, библиотеки, автомобили и прочее. Всё остальное под угрозой.

Как, впрочем, и главное экспортное богатство страны – нефть и газ, которые вывозятся из России в Европу. Есть опасения, что судебные исполнители могут «наложить лапу» и на них. Причём в случае изъятия углеводородов иски неизбежно предъявят ещё и пострадавшие покупатели, у которых возникнут претензии на взыскание своих убытков.

Понятно, что, если Россия будет упорствовать и не платить деньги, потери понесут обе стороны. Попытка затянуть процесс обойдётся очень дорого – помимо оплаты штрафных процентов, придётся кормить армию юристов. А если тянуть слишком долго, то и для выигравшей стороны это будет во многом пиррова победа. Промедление приведёт только к нарастающему издержкам. Поэтому стоит их просчитать заранее и пойти на разумный компромисс, попытавшись договориться и реструктурировать долги, пока суммы выплаты не станут неподъёмными.

Дело «ЮКОСа» против России может стать прецедентом в практике международного суда. В прошлом кому-то удалось избежать выплат, но это не значит, что так будет и теперь. Этот случай особый – он разворачивается на фоне санкций. Кроме того, даже те, кто боролся за это решение, вряд ли могли рассчитывать, что суд так творчески подойдёт к разбирательству. По мнению многих компетентных юристов, формулировки постановления о выплате

Дело «ЮКОСа» против России может стать прецедентом в практике международного суда. В прошлом кому-то удалось избежать выплат, но это не значит, что так будет и теперь. Этот случай особый – он разворачивается на фоне санкций.

очень инновационные. Соответственно, не исключено, что новаторские решения могут быть приняты на каждом следующем этапе процесса взыскания долга.

СУДЕБНЫЕ ВОЙНЫ «ГАЗПРОМА» В ЕС

Недавно финская компания Gasum Oy подала иск в Стокгольмский арбитраж против дочерней структуры «Газпрома» – ООО «Газпром экспорт». Она потребовала пересмотреть цену на природный газ, поставляемый в Финляндию, и изменить саму её формулу. А также снизить уровень take-or-pay или сократить годовые контрактные количества (ГКК) до уровня, равного общему количеству природного газа, который может находиться в обороте на финском рынке с учётом цены, определённой арбитражем. Особую пикантность этому делу придают детали: Gasum Oy на 75% принадлежит финскому правительству, а ещё на 25% – самому «Газпрому»...

Эта новость в сообщениях СМИ соседствовала с информацией о других тяжбах «Газпрома». Так, 14 августа стало известно, что концерн в июне уточнил сумму иска к «Нафтогазу» (до 29,2 млрд долларов). А чуть раньше сообщалось, что «Газпром экспорт» подтвердил подачу иска в Стокгольмский арбитраж из-за закупочных цен газа в Туркменистане. С одной стороны, подобные разбирательства – норма предпринимательской деятельности. И российские компании в международных судах должны уметь и защищаться, и наступать. А с другой стороны, всегда ли нужно доводить дело до греха, поскольку худой мир, как известно, лучше доброй ссоры?

Когда утверждалось, что компаниям-экспортёрам и транзитёрам углеводородов в рамках бывшего СССР сам бог велел идти на взаимные уступки, обеспечивая синергетический выигрыш, эти призывы рассматривались едва ли не как внерыночные и пацифистские: а ля герм а ля гер, рынок сантиментов не любит – он любит силу! И вот, когда в условиях падающего спроса на газ «Газпром»

стал утрачивать европейский рынок, а традиционные потребители усердно ищут новых, менее агрессивных и более склонных к компромиссам поставщиков, происходит следующее – в суд на «Газпром» подаёт часть «Газпрома»...

Дело приобретает глобальное звучание, когда Европейская комиссия 22 апреля 2015 г. принимает заявление о возражениях (Statement of Objections) в рамках специального расследования и выдвигает официальные обвинения против «Газпрома» о нарушениях в Болгарии, Чехии, Эстонии, Венгрии, Латвии, Литве, Польше и Словакии. При этом Еврокомиссия требует незамедлительно изменить условия договоров и установить справедливые цены на газ, иначе концерну грозит отлучение от газового рынка Европы.

Как известно, проблемы с европейскими клиентами у «Газпрома» возникли из-за того, что трубопроводный газ из России, цена которого по традиции привязана к нефти, в последние годы стоит, как правило, намного дороже, чем продаваемый по рыночным (спотовым) ценам сжиженный газ, в растущем количестве поступающий на европейский рынок. Важным фактором, заставляющим европейцев пересматривать соглашения с российским концерном, является также мировой рост использования сланцевого газа.

Европейские партнёры «Газпрома» не хотят платить по долгосрочным контрактам за газ больше, чем он стоит на спотовом рынке, и требуют пересмотра формулы цены. А в случае отказа напрямую идут в суд. Иски против российской газовой монополии уже подавали (и выигрывали!) компании из Польши, Литвы и Чехии, а другим европейским потребителям – итальянским Eni и Edison, немецкой E.ON и греческой DEPA – «Газпром» был вынужден предоставить скидки, не дожидаясь суда.

В чем же суть претензий к «Газпрому»? Во-первых, газовая монополия, по данным ЕК, включила в контракты на поставку «голубого топлива» ряд территориальных ограничений, которые препятствуют его экспорту в другие страны. Во-вторых, ЕК считает несправедливыми цены «Газпрома» для Эстонии, Латвии, Литвы, Польши и Болгарии. В-третьих, ЕК предполагает, что «Газпром» использовал доминирующее положение в Болгарии и Польше, обуславливая поставки инфраструктурными обязательствами. В частности, поставки зависели от инвестиций в проекты газопроводов, продвигаемые им, или от согласия на усиление его контроля над «трубой».

«Принятие Европейской комиссией заявления о возражениях является одним из этапов проводимого антимонопольного расследования и не означает признания ПАО "Газпром" виновным в каком-либо нарушении антимонопольного законодательства Европейского союза. "Газпром" считает претензии, предъявленные Европейской комиссией, необоснованными и ожидает разрешения ситуации с учётом договорённости, достигнутой ранее между Правительством Российской Федерации и Европейской комиссией», – комментирует сама компания.

Дело, в конце концов, не в «претензиях» – меняются принципы взаимоотношений... На долгие годы... И это куда серьёзней!

Приключения «ЛУКОЙЛА» в Румынии

Неприятности в Европе поджидали и «ЛУКОЙЛ». Ещё в прошлом году против пяти сотрудников Lukoil Europe Holdings Bvatrium Olanda, включая двух россиян, было возбуждено уголовное дело об уклонении от уплаты налогов и отмывании денег. В рамках данного дела в октябре прошлого года правоохранительные органы провели обыски в офисах компании SC Petrotel-Lukoil SA Ploiesti, которой принадлежит нефтеперерабатывающий завод в Плоешти (третий по размеру НПЗ в Румынии). На имущество компании был наложен арест, однако впоследствии «ЛУКОЙЛу» удалось добиться его отмены.

Из-за ареста имущества НПЗ в Плоешти на время даже прекратил работу. Это вызвало скандал и некий раскол во властных структурах. Тогдашний румынский президент Траян Бэеску говорил, что если завод не начнёт работать, то его национализируют. Но против этого выступило правительство страны. В конце концов предприятие возобновило переработку нефти, и вопрос отпал...

Однако в начале июля нынешнего года прокуратура Плоешти сообщила об аресте счетов румынской «дочки» «ЛУКОЙЛа» в Нидерландах на общую сумму 2,2 млрд долларов (через эти счета НПЗ закупал сырьё). «Компания по-прежнему отвергает выдвинутые в отношении "Петротел-ЛУКОЙЛ" и её менеджмента обвинения и намерена дальше защищать свою деловую репутацию всеми возможными способами в рамках международного права и действующего румынского законодательства», – подчёркивают в «ЛУКОЙЛе».

Вместе с тем, защищая свои интересы, российская компания пошла путём, более

привычным для стран бывшего соцлагеря. То есть не только обратилась в суд, но и начала апеллировать к политическому руководству страны и ЕС. Так, глава «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов написал новому президенту Румынии Клаусу Йоханнису письмо с призывом открыто расследовать дело об аресте активов и одновременно попросил о личной встрече с главой государства.

Защищая свои интересы, российская компания пошла путём, более привычным для стран бывшего соцлагеря. То есть не только обратилась в суд, но и начала апеллировать к политическому руководству страны и ЕС.

Кроме того, в середине июля компания направила в Еврокомиссию письмо с просьбой принять участие в разрешении ситуации и помочь сделать расследование прозрачным, провести широкий анализ сложившегося положения. При этом делался намёк на возможные неблагоприятные социально-экономические последствия: «Европа защищает бизнес, это важно для роста, занятости, для самой Европы». Действительно, «ЛУКОЙЛ» в Румынии, Болгарии, Нидерландах и Италии владеет четырьмя нефтеперерабатывающими заводами, а общая стоимость активов оценивается в 9 млрд евро.

Румыны, однако, обвинениями в легализации незаконно полученных средств и уклонении от уплаты налогов не ограничились. Румынское издание *Economica* сообщило, что прокуратура страны предъявила Petrotel ещё и обвинения в нарушении санкционного режима: якобы «дочка» «ЛУКОЙЛа» имела торговые отношения с компаниями, которые зарегистрированы в офшорах и контролируются лицами, фигурирующими в санкционных списках Евросоюза.

Так что здесь вся борьба ещё впереди... И антироссийские настроения вследствие войны на Украине и последующего обмена санкциями, скорее всего, неблагоприятно отразятся на судебных разбирательствах. Пример с компанией ВР может быть показательным.

Дело в том, что недавно суд по административным делам при Федеральной комиссии по управлению энергетикой США (Federal Energy Regulatory Commission, FERC) признал ВР виновной в манипуляциях на рынке природного газа. По мне-

нию властей, в 2008 г. она намеренно увеличивала поставки газа через Техас, после чего цены на это топливо падали. Одновременно она делала ставки на финансовых рынках, позволяющие ей оставаться в выигрыше в случае снижения котировок.

Но сейчас речь не о деталях дела. Сообщается, что сумма штрафов, наложенных на компанию, может составить свыше 50 млн долларов. Хотя прибыль, полученная ВР в результате махинаций, не превышает «смешные» 250 тыс. По мнению аналитиков, данное расследование и решение FERC являются частью общей тенденции мировых регуляторов к ужесточению контроля за компаниями, осуществляющими одновременно операции с физическими активами и связанными с ними финансовыми инструментами.

Однако не исключено, что «ужесточение контроля» обусловлено обстоятельствами иного рода. Политические события, при всей независимости американского правосудия, наверное, могут сказываться на принимаемых судами решениях. Судьи тоже люди, и они живут не на облаке. В своё время катастрофа в Мексиканском заливе не только вызвала ожидаемо резкую реакцию высшего руководства США, но и по цепочке спровоцировала выпады против конкретной британской компании, которая нанесла ущерб местному населению и американскому бизнесу, всколыхнув старые обиды.

Поэтому и в случае с ВР, и в случае с «ЛУКОЙЛом», когда принимаются жёсткие судебные решения, вспоминаются предшествовавшие этому социально-политические события. Как и другие серьёзные потери в имидже, они сказываются на настроениях потребителей, а затем по цепочке и на риторике их избранных, и на решениях, принимаемых местными судами.

Судебный мультипликатор

Рассматривая нынешнее судебное обострение, нельзя не вспомнить незабвенную фирму Noga, с которой всё и началось. Российское государство именно тогда решало, как нужно себя вести в дальнейшем: то ли отказываться от абсолютного суверенитета (возможность чего оно провозгласило в своём Гражданском кодексе), то ли не признавать, что государство может быть в чём-то неправым, то есть жить с правами без обязанностей. Ну а в случае, если частная компания поймает за руку, начать бегать, скрываясь от расплаты, как алиментщик со стажем...

Напомним, Стокгольмский суд оценил российский долг швейцарской фирме Noga в сумму «всего» от 30 до 70 млн дол-

ларов. Но Россия более 10 лет уклонялась от исполнения судебного решения. В итоге выплатили какие-то компенсации с помощью частного бизнесмена, который, в свою очередь, выкупил государственные обязательства РФ у мсье Гаона, а историю постарались замять. Если Россия уклонялась от исполнения решения Стокгольмского суда, то чем лучше суд Гааги?!

Однако ситуация с тех пор заметно изменилась. Отношение к нашей стране после решения Генассамблеи ООН по Украине ухудшилось. Да и борьбу с Россией сейчас ведёт не 90-летний старик и его компания, балансирующая на грани банкротства, а бывшие владельцы и топ-менеджеры одной из крупнейших в прошлом нефтяных компаний РФ, уже выигравшие несколько международных судов и вернувшие себе миллиарды. Неисполнение решений международного арбитража грозит России тяжёлыми имиджевыми и экономическими последствиями, которые могут растянуться на долгие годы.

Именно тогда, во времена борьбы с фирмой Noga, сформировалась модель поведения ответственных госструктур: до последнего не верить, что кому-то могут не понравиться их действия, что на Россию могут подать в международный суд, более того, этот суд выиграть, а потом ещё и пытаться истребовать сумму выигранного иска. Судебная система России «знает своё место» и не предполагает такого разнообразия возможностей: любого инвестора стреножит при одной мысли, что государство способно быть неправым, а его коммерческий провал может стать следствием действия представителей государства.

Некоторые юристы и официальные представители РФ до сих пор с усмешкой вспоминают историю борьбы великой страны с маленькой швейцарской компанией. Мол, помните, нашёлся один такой, который бодался, доказывая свою правоту, и многого ли он достиг? То есть едва ли не заслугой стало не исполнение решения суда, а уклонение от него: кто на Русь с судебным решением из международного суда придёт, тот от него и...

Если «хит» 2014 г. – решение гаагского суда по делу «ЮКОСа», то 2015-й стал годом первых попыток исполнить это решение. Теперь компании изобретают новые формы уклонения, а судебные пинкертонны – новые способы взыскания ущерба... В Нью-Йоркской конвенции о приведении в исполнение иностранных арбитражных решений сказано, что если исполнительный лист выдан государственным судом

страны, которая считает, что решение третейского суда легитимно и она готова его исполнять в принудительном порядке, то проигравшая сторона имеет право обжаловать это решение в вышестоящем государственном суде этой страны.

Следовательно, России предстоит шаг за шагом обжаловать решения судов всех стран-участниц Нью-Йоркской конвенции. Сколько государств примут решение об аресте российского имущества, столько судов и станут местом очередных баталий для адвокатов нашей страны. С минимальными шансами на успех.

«К труду и обороне» готовятся российские компании, банки... Все понимают,

Когда делаются заявления о непризнании решения судов, это страусиная политика. Вполне вероятна ситуация, когда к нам прекратят приходить иностранные инвесторы, потому что они будут знать: в случае чего они не смогут обратиться в международные суды, так как мы не признаём их требований.

что нужно иметь программу действий, которая должна быть приведена в исполнение в час «X».

Мысль о том, что судебное решение может быть только судебным решением, представляется в России экзотичной. Поэтому кажется, что и за рубежом, вынося решения против российских нефтегазовых компаний, судьи руководствуются не вполне правовыми соображениями.

Всякий раз встаёт вопрос о цене принимаемых политических решений. Зачем, допустим, Россия мучительно долго вступала в ВТО? Только для того чтобы затем заблокировать свою деятельность в рамках данной организации, обеспечив реванш группе лоббистов сельского хозяйства? Теперь на очереди Европейский суд по правам человека? ЕСПЧ является органом при Совете Европы, и Россия, будучи членом этой организации, должна подчиняться решению её суда. Если же она решит пожертвовать членством в Совете Европы, чтобы не выплачивать деньги бывшим акционерам «ЮКОСа», то серьёзно пострадает не только её репутация. Страны вступают в эту организацию отнюдь не из альтруизма, а для симметричной защиты собственных интересов, а также чтобы получить международное

подтверждение, необходимое для всех потенциальных инвесторов из-за границы. Подтверждение, что в той или иной стране все спорные вопросы будут решаться на цивилизованном уровне, поскольку над судами в этих странах есть высший суд – суд ЕСПЧ...

Третейские суды – это коммерческие организации, они не принадлежат никакому государству и ценятся именно своей независимостью. По мнению некоторых юристов, политика может вольно или невольно вмешиваться на следующих этапах исполнения судебных решений. Так что дальше, на стадии исполнения решения гаагского арбитража, для России всё может быть скорее хуже, чем лучше...

При этом всё время почему-то обсуждаются вопросы: может ли Россия платить штрафы в соответствии с решением судов или нет? Большие у нас активы за рубежом или нет? Но дело ведь совсем не в этом: жизнь сегодня не заканчивается, и если Россия попадёт в ситуацию, при которой она не сможет высунуться за границу и заработать валюту, то возникнет проблема внутреннего развития страны!

Когда делаются заявления о непризнании решения судов, это страусиная политика. Вполне вероятна ситуация, когда к нам прекратят приходить иностранные инвесторы, потому что они будут знать: в случае чего они не смогут обратиться в международные суды, так как мы не признаём их требований. И это абсолютно ненормальная экономическая ситуация: как можно полноценно торговать, работать, когда ты не контактируешь с миром?

Проблема состоит в том, что арест активов осуществляется согласно процедуре, а не по инициативе той или иной страны. То есть требование отказывать во взыскании имущества по состоявшемуся решению суда означает призыв игнорировать деятельность судебной системы и действующих международных договоров, чтобы не обижать Россию. Бессмысленно обращать гнев на судебного исполнителя – он действует согласно своим должностным обязанностям. Это уж какой-то совсем асимметричный ответ.

Главное, взыскание долгов по суду будет происходить за рубежами нашей родины. А значит, никакие грозные российские законы не способны изменить ситуацию к лучшему. Единственным «эффективным» способом противодействия судебным решениям с неблагоприятным вердиктом было бы сведение к нулю внешнеторговых, а также хозяйственных и культурных операций... Стоит ли Париж мессы? ■

25-27 февраля 2016

Волгоград

ВЫСТАВКА-КОНФЕРЕНЦИЯ



ОБОРУДОВАНИЕ -НЕФТЬ. ГАЗ. ХИМИЯ.

**18-я специализированная выставка
оборудования, материалов, технологий
для нефтяной, газовой промышленности,
нефтеперерабатывающего комплекса.**

БИОХИМИЧЕСКИЕ ТЕХНОЛОГИИ

**ЭКО-ПЕРЕРАБОТКА И УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ
ПРОМЫШЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА**

РЕКЛАМА

Волгоградский Выставочный Центр "Регион"
тел/факс: (8442) 26-61-70,
24-26-02, 26-51-86
e-mail: ngch@regionex.ru www.regionex.ru



Дамоклов меч Ирана



Снятие санкций с Исламской Республики может привести к дальнейшему падению нефтяных цен

Мария КУТУЗОВА

Летом нынешнего года нефтяные цены совершили очередное крутое пике, продемонстрировав минимальные значения с 2008–2009 гг. И главной причиной такой негативной динамики стали ожидания того, что на мировой рынок вернутся значительные объёмы иранской нефти. Напомним, в последние годы иранский экспорт находился на уровне чуть более 1 млн баррелей в сутки, в то время как его потенциал – во много раз выше. Это было обусловлено действием западных санкций, введённых из-за отказа Тегерана свернуть ядерную программу. Но в июле в Вене была достигнута договорённость по данному вопросу. Совместный комплексный план действий предусматривает вывоз из ИРИ большей части обогащённого ядерного топлива, а эксперты МАГАТЭ получат доступ ко всем ядерным объектам страны на 20 лет. Тегеран обязуется на протяжении 15 лет не строить новых мощностей по обогащению урана. В связи с этим ограничения на поставки «чёрного золота» могут быть вскоре сняты.

Точная дата прекращения санкций пока не установлена. Международное агентство по атомной энергии должно представить окончательный доклад о выполнении Ираном соглашения по ядерной программе лишь в середине декабря этого года. Однако влияние даже возможного снятия ограничений сильно всколыхнуло рынок.

РАЗВИТИЕ ВОПРЕКИ САНКЦИЯМ

История нефтяной промышленности Ирана насчитывает более 100 лет. Его доказанные запасы нефти достигают 155 млрд баррелей (18% мировых), газа – 33 трлн м³ (9,4%). Благодаря этому ИРИ занимает третье место в мире по объёму углеводородных запасов. Их совокупная стоимость, согласно официальным оцен-

кам, может составлять до 37 трлн долларов. Более 50% нефти сконцентрировано на пяти гигантских месторождениях, которые расположены в юго-западной части страны, недалеко от границы с Ираком (см. рис. 1). На огромное газовое месторождение Южный Парс приходится порядка 30% доказанных ресурсов «голубого топлива» и 35% его совокупной

добычи (см. рис. 2). Не так давно иранские власти сообщили об обнаружении новых крупных углеводородных месторождений на границах с Туркменистаном и Ираком. В 2014 г. в стране было пробурено 118 скважин на нефть и газ.

«Двойной удар», нанесённый по Исламской Республике в 2012 г., – введение эмбарго на поставки нефти и отключение от SWIFT – оказал серьёзное воздействие на экономику страны. Если до 2012 г. она добывала более 3 млн баррелей в сутки и экспортировала свыше 2 млн баррелей в сутки, то потом эти объёмы значительно сократились (см. рис. 3 и 4). По данным иранских властей, ущерб нефтяной отрасли составил 100 млрд долларов. К концу 2014 г. большая часть государственных и частных банков страны оказались отрезанными от европейских и американских финансовых систем: у них не было возможности купить валюту для проведения внешнеторговых сделок. В этот период стали активно применяться схемы расчётов без доллара и евро. Ставка была сделана на реализацию совместных проектов с китайскими, индийскими и южнокорейскими партнёрами.

Несмотря на многочисленные санкции и ограничения, Иран сохранил ряд

экономических преимуществ. Он занимает 27-е место в мире по объёму ВВП – 437 млрд долларов, или 5,6 тыс. долларов на душу населения. Страна обладает огромными запасами углеводородного сырья. Молодое население, наличие высококвалифицированной рабочей силы, достаточно хорошо развитая промышленная инфраструктура могут послужить быстрому экономическому взлёту страны. Нужно отметить, что у ИРИ самый крупный морской нефтяной флот из стран, входящих в ОПЕК. Около 93% экспортно-импортных поставок осуществляются именно морским транспортом. Программа его дальнейшего развития, рассчитанная до 2025 г., оценивается более чем в 20 млрд долларов. Намечено приобрести и построить не менее 300 торговых судов, 80 нефтеналивных танкеров и 40 СПГ-танкеров.

Результатом санкций стало развитие мощностей по производству нефтегазового оборудования. Местным компаниям пришлось проявить чудеса изобретательности, чтобы найти способы поддержания нефтяной промышленности с минимальным использованием западных технологий. Сегодня около 80% всей техники, необходимой для разведки и разработки нефтяных месторождений, производится внутри Ирана.

Иран также является одним из крупнейших потребителей нефтяного сырья, занимая по этому показателю второе место на Ближнем Востоке (порядка 1,5 млн баррелей в сутки). Долгое время на внутреннем рынке наблюдался дефицит нефтепродуктов, обусловленный слабым развитием собственной переработки. Поэтому приходилось импортировать топливо, главным образом бензин. Однако введенные против ИРИ санкции стимулировали развитие отрасли, и сейчас страна пытается самостоятельно закрывать свои потребности в нефтепродуктах.

За последние полвека было вложено около 46 млрд долларов в развитие нефтехимии, благодаря чему производство н/х продукции превысило 50 млн т в год. Ныне Иран занимает ведущее место в регионе по её экспорту (в 2014 г. – на сумму 10,7 млрд долларов). А в ближайшие годы в данную отрасль планируется инвестировать ещё порядка 75 млрд долларов. За счёт этого к 2019 г. Исламская Республика собирается стать одним из крупнейших поставщиков нефтехимических товаров на мировой рынок (до 180 млн т в год). В настоящее время соз-

Рис. 1. Основные нефтяные месторождения Ирана



Источник: EIA.

Рис. 2. Основные газовые месторождения Ирана



Источник: EIA.

даются новые нефтехимические центры в районе Асалуе, особой экономической зоны Парсиан, а также в районе портов Чабахар и Джаск.

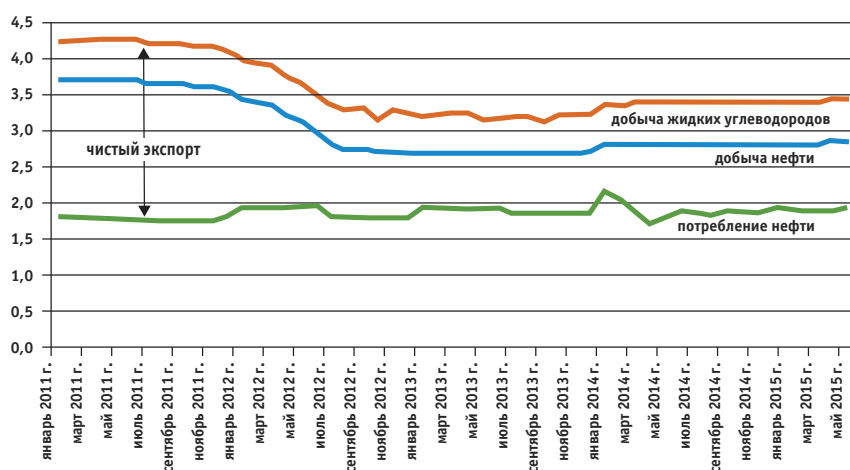
При этом Ирану удалось в условиях санкций наладить собственное производство нефтехимического и нефтеперерабатывающего оборудования. Так, при строительстве н/х комбината в Персепе-

лисе был обеспечен уровень локализации, равный 92%.

В ПОИСКАХ НОВЫХ ИНВЕСТИРОВ

В начале сентября министр нефти Ирана Биджан Зангане заявил, что комфортным ценовым коридором для Ирана являются 70–80 долларов за баррель, и пообещал, что его страна будет вести работу внутри

Рис. 3. Динамика производства и потребления нефти в Иране, млн барр./сут



Источник: EIA.

ОПЕК, чтобы вывести котировки на этот уровень. По мнению Зангане, политика картеля по выдавливанию с рынка сланцевых производителей стала ключевым фактором повышения добычи у не входящих в организацию производителей, но не принесла желаемых результатов. И теперь странам-членам ОПЕК следует начать сокращение экспортных поставок в целях повышения цен.

Согласно заявлению Зангане, после отмены санкций Иран сразу же сможет увеличить объём добычи на 500 тыс. баррелей в сутки, а затем, в течение нескольких месяцев, – на 1 млн баррелей. А по прогнозу Международного энергетического агентства (МЭА), ИРИ в состоянии нарастить производство нефти на 730 тыс. баррелей в сутки – с 2,9 млн до 3,6 млн. При этом эксперты МЭА напоминают, что Тегеран располагает значительными запасами «чёрного золота», которые ещё с момента введения нефтяного эмбарго (с середины 2012 г.) хранятся в нефтеналивных танкерах. На сегодняшний день их объём достигает 40 млн баррелей. После заключения Венского соглашения о готовности приобрести это сырьё уже заявили Китай, Индия, Южная Корея и Япония. Но всю мощь влияния иранской нефти на ценообразование, а также на баланс спроса и предложения рынок почувствует не раньше конца 2016 г.

При этом надо учитывать, что точка в «ядерном досье» Ирана пока так и не поставлена. Не так всё однозначно и с перспективами полного снятия санкций с ИРИ со стороны США. Американские законодатели даже рассматривают возможность введения новых ограничений, препятствующих западным компаниям ве-

сти дела с любой иранской фирмой, в которой Корпус стражей исламской революции обладает хотя бы миноритарным пакетом акций. Не будет отменена и давняя американская торговая блокада в отношении Ирана. Исключение сделано лишь для экспорта пассажирских самолётов и авиационных частей к ним, а также импорта иранских ковров, фисташек и икры. Вместе с тем, достигнутое в Вене соглашение даст Ирану доступ к банковской системе за пределами Соединённых Штатов, возможность выйти на зарубежные рынки и откроет пути для сотрудничества с иностранными компаниями.

А вопрос инвестиций для иранского ТЭК – ключевой. По оценкам местных экспертов, для финансирования нефтегазовых проектов стране в период до 2020 г. необходимо привлечь 200 млрд долларов. В целях поиска потенциальных инвесторов уже анонсированы зарубеж-

ные роуд-шоу иранских компаний и представителей государственной власти.

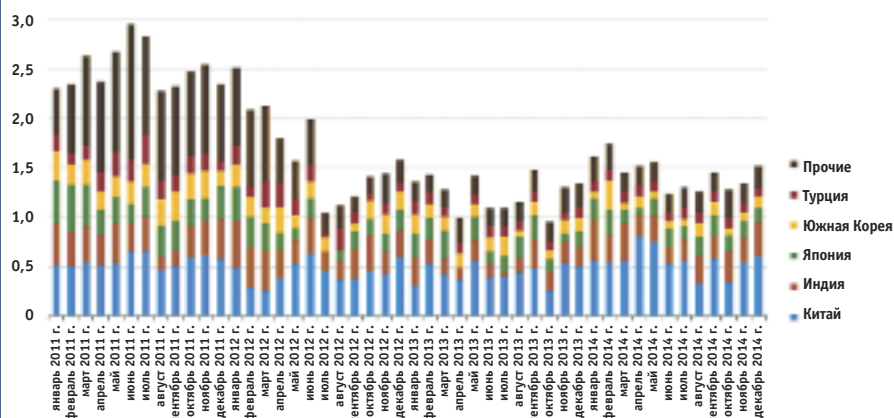
Среди крупнейших проектов, ожидающих иностранных инвесторов, можно отметить вторую фазу освоения месторождения Северный Азадеган, первую фазу на Южном Азадегане и вторую на Ядаварагане. Это крупнейшие сухопутные месторождения страны, которые способны обеспечить добычу порядка 840 баррелей н. э. в сутки. Ранее власти ИРИ обсуждали возможность совместной реализации вторых фаз на Ядаварагане и Северном Азадегане с китайскими компаниями. Однако в 2015 г. НОС решила предложить эти проекты международным корпорациям.

Ждёт иностранных инвесторов и месторождение Чангуле, расположенное на границе Ирана с Ираком. Разрабатывать его планируется в два этапа: на первом добыча составит 15 тыс. баррелей в сутки, а на втором – 50 тыс. баррелей. Инвестиции в данный проект оцениваются в 2,2 млрд долларов.

На шельфе страны уже реализуются или планируется реализовать несколько интересных для инвесторов проектов – на месторождениях Форозан, Эсфандиар, Соруш, Доруд и Новруз, а также 11-я фаза на Южном Парсе.

Кроме того, предполагается, что в Лондоне до конца этого года представят новую модель нефтяных контрактов. До 1974 г. в Иране преобладающей формой работы с зарубежными компаниями были соглашения о разделе продукции. Затем приоритет был отдан так называемым сервисным контрактам. В настоящее время иранские власти планируют ввести в действие новый вид договоров – Iranian Petroleum Contract (IPC). По предварительным данным, операторы смогут получить право

Рис. 4. Экспорт нефти (с газовым конденсатом) из Ирана, млн барр./сут



Источник: EIA.

реализовывать проекты в течение 20–25 лет. В дополнение к компенсации понесённых затрат они станут получать оплату за каждый извлечённый баррель. Её размер – предмет переговоров в рамках конкретных проектов. Также будут установлены различные дополнительные стимулы для инвесторов, которые возьмут на себя риски, связанные с геологоразведкой, займутся освоением мелких месторождений или осуществлением наиболее приоритетных для страны проектов.

Не так давно Национальная иранская нефтяная компания (National Iranian Oil Company – NIOC) заявила о возможности реализации 50 проектов по добыче углеводородного сырья с иностранным участием с использованием нового нефтяного контракта. Ресурсный потенциал предлагаемых к разработке месторождений составляет почти 70% нефтяных запасов ИРИ. Самые интересные проекты планируется осуществить в юго-западной части страны, вблизи границы с Ираком.

Зарубежные компании уже озвучили свою заинтересованность в возвращении на рынок ИРИ. В частности, представители Франции провели переговоры о возможности участия Total в освоении иранских недр. А концерн Shell выразил готовность выплатить 2 млрд долларов NIOC, как только санкции с Ирана будут сняты. Эти средства он не успел перечислить иранской стороне за нефть, поставленную до введения санкций.

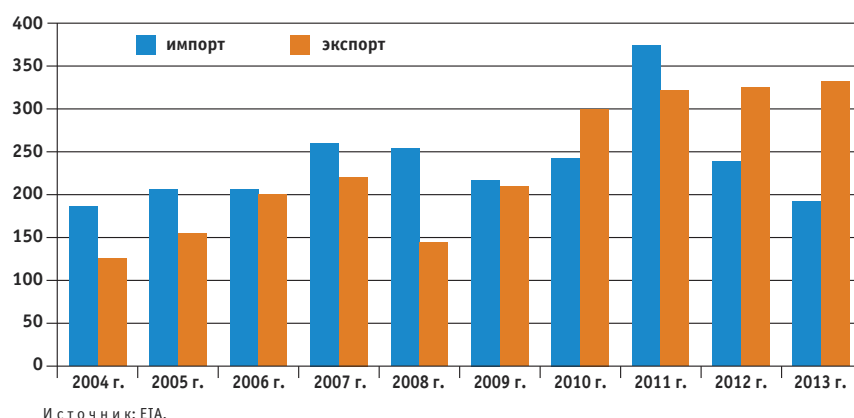
ГАЗОВЫЕ АМБИЦИИ ТЕГЕРАНА

Иран намеревается расширить своё участие и в проектах за рубежом. В частности, совместно с Азербайджаном и Казахстаном предполагается освоить ряд месторождений Каспия. В конце августа Тегеран и Астана договорились о реализации масштабного проекта по созданию в Каспийском регионе общей экономической зоны для разработки новых нефтегазовых и энергетических технологий. На территории иранской провинции Мазендеран и Мангистауской области Казахстана планируется создать Международный нефтегазовый центр, который будет нацелен на оказание нефтесервисных услуг странам Персидского залива и СНГ.

А в начале сентября было подписано соглашение о сотрудничестве между NIOC и азербайджанской ГНКАР. По словам руководства иранской компании, новые технологии, применяемые в нефтегазовой промышленности Азербайджана, представляют для ИРИ огромный интерес. Кроме того, Тегеран прорабатывает планы расши-



Рис. 5. Импорт и экспорт природного газа из Ирана по трубопроводам, млрд м³



Источник: EIA.

рения участия в азербайджанском газовом проекте Шах-Дениз. Совокупные запасы этого крупнейшего месторождения на каспийском шельфе оцениваются в 1,2 трлн м³ газа и 240 млн т конденсата. Осуществляемая ныне первая стадия его разработки предусматривает добычу 178 млрд м³ газа и 34 млн т конденсата. На данный момент иранской компании NICO принадлежит 10% акций в проекте, ещё 28,83% акций владеет оператор – британская BP, 19% – у Турецкой нефтегазовой корпорации (TPAO), 15,5% – у малайзийской Petronas, по 10% – у «ЛУКОЙЛа» и ГНКАР, 6,67% – у «дочки» азербайджанской компании, SGC Upstream.

В рамках второй стадии данного проекта (с 2018 г.) планируется добывать дополнительно 16 млрд м³ газа в год. Таким образом, совокупное производство достигнет 25 млрд м³ в год.

Месторождение Шах-Дениз должно стать ресурсной базой для планируемого «Южного газового коридора» (ЮГК) в Европу, который включит в себя Трансанатолийский (TANAP) и Трансадриатический (TAP) газопроводы. Начиная с 2019 г. по ЮГК планируется перекачивать 6 млрд м³ газа в Турцию и 10 млрд м³ в Европу.

Впрочем, Иран готов экспортировать и собственный газ. Сейчас, по данным ВР, страна потребляет более 95% добываемого «голубого топлива» (около 160 млрд м³ в год), а объёмы его поставок за рубеж незначительны (см. рис. 5). Доля ИРИ в мировой торговле газом более чем скромна – всего 1%. Но она будет расти. Согласно недавним заявлениям официального Тегерана, к апрелю 2016 г. планируется нарастить добычу газа до 700 млн м³ в сутки, а в ближайшие годы увеличить этот показатель до 1,2 млрд м³. Порядка половины производимого сырья пойдёт на внутренние нужды, а половина – на экспорт. Так, уже подписан экспортный контракт с Ираком на поставку 4 млн м³ в сутки на три крупнейших иракские электростанции. А в дальнейшем страны намерены довести этот объём до 35 млн м³.

По оценкам Европейской комиссии, объём поставок иранского газа в Европу к 2030 г. может достигнуть 25–30 млрд м³ в год. Евросоюз уже заявил о своей готовности инвестировать порядка 6 млрд евро в развитие газотранспортной инфраструктуры для доставки «голубого топлива» из Азербайджана, Туркмении и Ирана.

Газопроводы в зоне риска



Анализ причин аварий на магистральных газопроводах свидетельствует о необходимости профилактических мер и улучшения системы мониторинга

Сергей САВОНИН,
руководитель Департамента экспертизы промышленной безопасности;
Алексей МОСКАЛЕНКО,
руководитель Департамента анализа рисков;
Наталия АЛЕКСЕЕВА,
ведущий эксперт Департамента анализа рисков;
Алексей ТЮНДЕР,
эксперт Департамента анализа рисков
(ООО «Городской центр экспертиз»);
Зинаида АРСЕНТЬЕВА,
руководитель Департамента разработки планов ликвидации
аварийных ситуаций ООО «ГЦЭ-Энерго»

Одной из важнейших проблем трубопроводного транспорта является сохранение работоспособного состояния линейной части промысловых и магистральных трубопроводов. Многочисленные обследования показывают, что подземные газопроводы, работающие при нормальных режимах, находятся в удовлетворительном состоянии в течение нескольких десятков лет. Этому способствует то боль-

шое внимание, которое уделяется систематическому контролю состояния подземных и надземных газопроводов, и своевременная ликвидация появляющихся дефектов.

Известно, что основная часть газотранспортной системы России была построена в 70–80-е годы прошлого века. К настоящему времени износ основных фондов составляет по линейной части магистральных газопроводов более половины, а точнее – 57,2%.

Большая часть магистральных газопроводов имеет подземную конструктивную схему прокладки. На подземные трубопроводы воздействуют коррозионно-активные грунты. Под воздействием коррозионного износа металла уменьшается толщина стенки труб, что в свою очередь может привести к возникновению аварийных ситуаций на МГ.

Для обеспечения надёжных бесперебойных поставок углеводородного сырья безопасность объектов трубопроводного транспорта должна быть максимально высокой, а угроза возникновения аварий – минимизирована.

Табл. 1. Причины аварий на магистральных газопроводах

Причина	Годы									
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Конструктивные недостатки (брак изделия)	н/д	2	4	1	1	0	0	0	3	1
Брак строительства/ изготовления	н/д	3	2	3	4	7	2	2	6	3
Коррозия металла трубы (КРН)	н/д	14	8	7	15	6	6	5	6	2
Ошибочные действия персонала при эксплуатации	н/д	1	0	5	0	1	0	1	0	0
Износ оборудования	н/д	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Воздействие стихийных явлений природного происхождения	н/д	0	0	0	0	0	0	1	0	0
Механическое воздействие	н/д	3	7		1	1	1	4	1	3
Итого	29	19	21	16	21	16	9	14	16	9

Рис. 1. Суммарное распределение причин аварий на магистральных газопроводах за 2005–2013 гг.



Источники: Ростехнадзор.

ПОЧЕМУ ПРОИСХОДЯТ АВАРИИ?

Как правило, большинство дефектов на газопроводах появляются в результате коррозионных и механических повреждений. Определение их места и характера связано с рядом трудностей и большими материальными затратами. Совершенно очевидно, что вскрытие газопровода для его непосредственного визуального обследования экономически неоправданно. К тому же обследовать можно только внешнюю поверхность объекта. Поэтому в течение последних лет в нашей стране и за рубежом усилия специализированных научно-исследовательских и проектных организаций направлены на решение проблемы определения состояния подземных и надземных промысловых, магистральных нефтепродуктопроводов без их вскрытия. Эта проблема связана с большими техническими трудностями, однако при использовании современных методов и средств измерительной техники она успешно решается.

Основные сценарии возможных аварий на газопроводах связаны с разрывом труб

Табл. 2. Аварийность и дефектность на газопроводах ОАО «Газпром»

Годы	Общая протяжённость газопроводов, тыс. км	Аварийность		Дефектность (свищи, трещины и т. п.), выявлено и устранено	
		Число аварий	Интенсивность, 1/1000 км в год	Число дефектов	Интенсивность, 1/1000 км в год
1991	132,14	36	0,27	470	3,56
1992	135,11	25	0,19	405	3,00
1993	138,08	30	0,22	322	2,33
1994	139,30	28	0,20	588	4,22
1995	140,80	30	0,21	509	3,61
1996	145,16	35	0,24	411	2,83
1997	146,72	39	0,27	520	3,54
1998	148,23	35	0,24	595	4,01
1999	148,80	23	0,18	1096	7,37
2000	148,90	33	0,22	1006	6,71
2001	148,90	31	0,21	2090	14,07
2002	151,62	32	0,21	1453	5,58

на полное сечение и истечением газа в атмосферу в критическом режиме (со скоростью звука) из двух концов газопровода (вверх и вниз по потоку). Протяжённость разрыва и вероятность загорания газа имеют определённую связь как с технологическими параметрами трубопровода (его энергетическим потенциалом), так и

с характеристиками грунта (плотность, наличие каменных включений). Для трубопроводов большого диаметра (1200 ... 1400 мм) характерны протяжённые разрывы (50 ... 70 м и более) и высокая вероятность загорания газа (0,6 ... 0,7).

Горение газа может протекать в двух основных режимах. Первый из них предстаёт, как правило, в виде двух независимых (слабо взаимодействующих) настильных струй пламени с ориентацией, близкой к оси газопровода. Это характерно в основном для трубопроводов большого диаметра (режим «струйного» пламени). Ко второму следует отнести результирующий (по расходу газа) столб огня с близкой к вертикали ориентацией (горение «в котловане»). Данный режим горения газа более характерен для трубопроводов относительно малого диаметра.

Количество природного газа, способного участвовать в аварии, зависит от диаметра газопровода, рабочего давления, места разрыва, времени его идентификации, особенностей расстановки и надёжности срабатывания линейной арматуры. Согласно статистике, средние потери газа на одну аварию варьируются в диапазоне от 2,5 до 3 млн м³.

Для анализа причин и прогнозирования на ближайшую перспективу ожидаемой интенсивности аварий были использованы данные и обобщения, публикуемые в официальных источниках, в том

числе в ежегодных отчётах Ростехнадзора. Результаты анализа сведений, содержащихся в ежегодных отчётах о деятельности Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору¹ приведены в табл. 1 и на рис. 1.

¹ http://www.gosnadzor.ru/public/annual_reports/

Табл. 3. Изменение интенсивности аварий (кол-во аварий на 1000 км в год) на газопроводах РФ различных диаметров в 2000–2010 гг.

Диаметр, мм	Годы										
	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
1420	0,53	0,31	0,23	0,08	0,07	0,06	0,10	0,02	0,08	0,1	0,06
1220	0,53	0,24	0,27	0,26	0,41	0,25	0,24	0,07	0,11	0,14	0,19
1020	0,36	0,43	0,36	0,42	0,58	0,46	0,11	0,28	0,65	0,27	0,32
820	1,49	0,43	0,21	0,60	0,62	0,61	1,00	0,58	0,18	0,53	0,18
720	0,31	0,38	0,27	0,80	0,35	0,77	0,92	0,40	0,74	–	0,46
530	0,45	0,42	–	0,49	1,03	0,64	0,80	0,40	0,48	0,14	0,31
<530	0,33	0,30	0,14	0,34	0,51	0,51	0,81	0,33	0,38	0,54	0,25

Обобщенные сведения об аварийности на газопроводах ОАО «Газпром» за период с 1991-го по 2002 г. приведены в табл. 2–3 и на рис. 2–3.

Из приведённых данных видно, что наибольшее число аварий на линейной части МГ происходило вследствие наружной и внутренней коррозии (26%), брака строи-

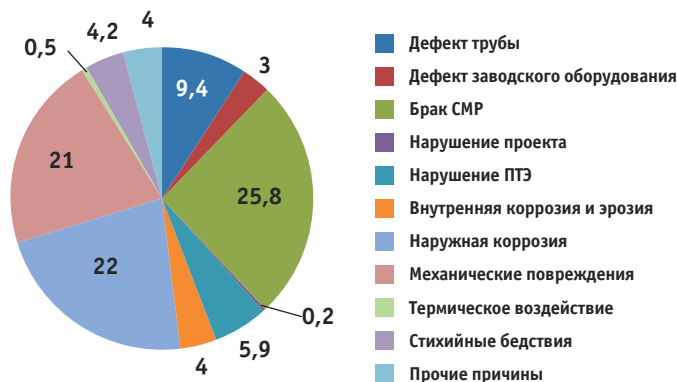
определяется не только общими показателями научно-технического прогресса в отрасли, но и целым рядом локальных факторов климатического, инженерно-геологического и геодинамического характера, особенностями сооружения и эксплуатации конкретного участка, развитостью промышленной и транспорт-

- расположенные на узлах подключения;
- подводные переходы;
- проходящие вблизи населённых пунктов и районов с высоким уровнем антропогенной активности (зоны строительства, пересечения с автомобильными и железными дорогами).

Важно отметить, что после 1990 года на газопроводах России не было аварий типа лавинного разрушения. Это явилось результатом повышения технических требований к трубам и сварным соединениям. Кроме того, улучшилось качество проектных работ, вырос уровень технического обслуживания газопроводов.

Имеющиеся статистические данные свидетельствуют о том, что для предотвращения вариантов цепного развития аварий (то есть происходящих по

Рис. 2. Распределение аварий на линейной части газопроводов разных диаметров по причинам их возникновения



тельно-монтажных работ (25,8%) и механических повреждений (21%).

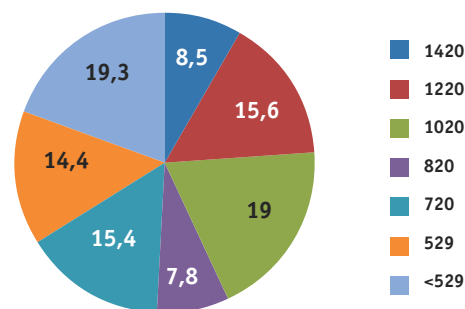
Отдельно можно выделить аварии, происходившие на участках переходов через водные преграды как на наиболее сложных в инженерном отношении участках линейной части МГ.

Необходимо отметить чётко прослеживаемую зависимость частоты возникновения аварий на линейной части газопровода от срока его эксплуатации. Данная зависимость представлена в табл. 4, а с разбивкой по различным диаметрам – в табл. 5.

Региональный фактор аварийности

Анализ статистических данных показал, что интенсивность аварий на магистральных трубопроводах имеет выраженный региональный характер. То есть

Рис. 3. Распределение аварий на линейной части газопроводов разных диаметров



ной инфраструктуры, общей хозяйственной активностью в регионе.

Основную опасность аварийной разгерметизации представляют следующие участки газопроводов:

- пролегающие за компрессорными станциями (до 5 км) – вследствие нестационарных динамических нагрузок;

Табл. 4. Влияние продолжительности эксплуатации на относительные показатели аварийности газопроводов

Время, лет	Аварийность, % от общего времени эксплуатации (31 год)
1–5	18
6–10	21,7
11–15	27
16–20	17
21–25	9
26–31	7,3

принципу «домино») достаточно соблюдать установленные нормативные расстояния при укладке в одном коридоре различных веток магистральных газопроводов.

Проявление аварийности на магистральных газопроводах, представляющих протяжённые линейные сооружения, носит ярко выраженный территориальный характер. Это связано с инженерно-геологическими особенностями трасс в различных регионах, состоянием сети дорог, общим уровнем промышленного и сельскохозяйственного развития и т. д.

Проведённый анализ показал, что скорость коррозии севернее 60 параллели в естественных почвенных условиях вследствие относительно низких температур в 15–20 раз выше, например, чем в районах Средней Азии. Из-за влияния климатических факторов в совокупно-

Табл. 5. Распределение аварий (% от общего их числа) для газопроводов разных диаметров в зависимости от срока их эксплуатации

Диаметр газопровода, мм	Всего аварий	в том числе по срокам эксплуатации, %				
		менее 3 лет	от 3 до 8 лет	от 8 до 13 лет	от 13 до 20 лет	более 20 лет
1420	100,0 %	33,3	44,4	16,7	2,8	2,8
1220	100,0 %	7,8	17,2	46,9	26,6	1,5
1020	100,0 %	6,6	21,0	43,4	22,4	6,6
820	100,0 %	6,7	0	10,0	40,0	43,3
720	100,0 %	21,0	21,0	16,1	9,7	32,2
529	100,0 %	16,4	14,5	16,4	30,9	21,8
менее 500	100,0 %	17,3	21,0	14,8	17,3	29,6

сти с региональными характеристиками коррозионной активности грунтов интенсивность отказов ($\lambda_{ср}$) в северной зоне в 1,4 раза превышает её значение для средней полосы, а в южной зоне этот показатель превышен в 16 раз.

Особое значение имеют показатели региональной сельскохозяйственной и промышленной активности, влияющей на механические и коррозионные повреждения магистральных трубопроводов. Региональный характер проявления аварийности, помимо общих технологических причин и антропогенного влияния, определяется сложными геодинамическими процессами в верхнем слое земной коры.

Выявлены также существенные различия (до 40 раз) в интенсивности аварий в разных областях Российской Федерации. Это необходимо учитывать при анализе риска путём соответствующей коррекции $\lambda_{ср}$ по данным аварийности конкретного региона (области) или предприятия. В ряде районов помимо этого необходимо производить более детальные уточнения с учётом конкретной местной специфики трассы трубопровода. Из-за отсутствия инженерных методик такие уточнения рекомендуется выполнять введением специального коэф-

фициента, определяемого методом экспертных оценок.

Основными причинами аварий на подводных переходах являются плановые и глубинные деформации русел рек в створе перехода, размывы берегов, механические повреждения судовыми якорями, волокушами, льдом, потеря устойчивости трубопровода, коррозия и брак труб, а также дефекты строительно-монтажных работ. Результаты выполненного ООО «Газпром ВНИИГАЗ» обобщения данных компании «Подводгазэнергосервис» и ИЦ «ВНИИСТ-Поиск» по основным причинам повреждений на подводных переходах приведены в табл. 6.

Аварии в русловой части чаще всего происходят в период весеннего паводка. Но благодаря созданной в ОАО «Газпром» системе периодического контроля и профилактического ремонта, подобные аварии сейчас довольно редки. По оценкам специалистов, их интенсивность примерно в 5–7 раз ниже аналогичного показателя для смежных «сухопутных» участков.

В пойменной части подводных переходов разрывы трубопроводов возникают в основном в зимнее время. Это объясняется тем, что из-за нарушения изоляционного покрытия отдельных участ-

ков на них может возникнуть коррозия, связанная с повышенной увлажнённостью почв и интенсивными геохимическими процессами. Ослабленные коррозией участки труб могут быть легко разрушены под воздействием интенсивных сжимающих нагрузок со стороны обводнённых грунтов при их промерзании.

Следует выделить основные проблемы, решение которых позволит в некоторой степени уменьшить аварийность объектов газового профиля.

Во-первых, основной упор делается на противодействие видимым (актуальным на сегодня) опасностям в ущерб профилактике опасностей, которые могут возникнуть в процессе проектирования и на ранних стадиях жизненного цикла объекта.

Во-вторых, происходит многократное повторение однотипных чрезвычайных ситуаций по причине отсутствия механизмов учёта опыта по расследованию инцидентов.

Кроме того, можно отметить недостаточную эффективность действующих служб мониторинга на отдельных предприятиях. Они, как правило, ограничиваются фиксацией «физических» явлений и процессов и не встроены в системы, обеспечивающие синтез и анализ наблюдений, принятие управленческих решений и корректировку собственной деятельности.

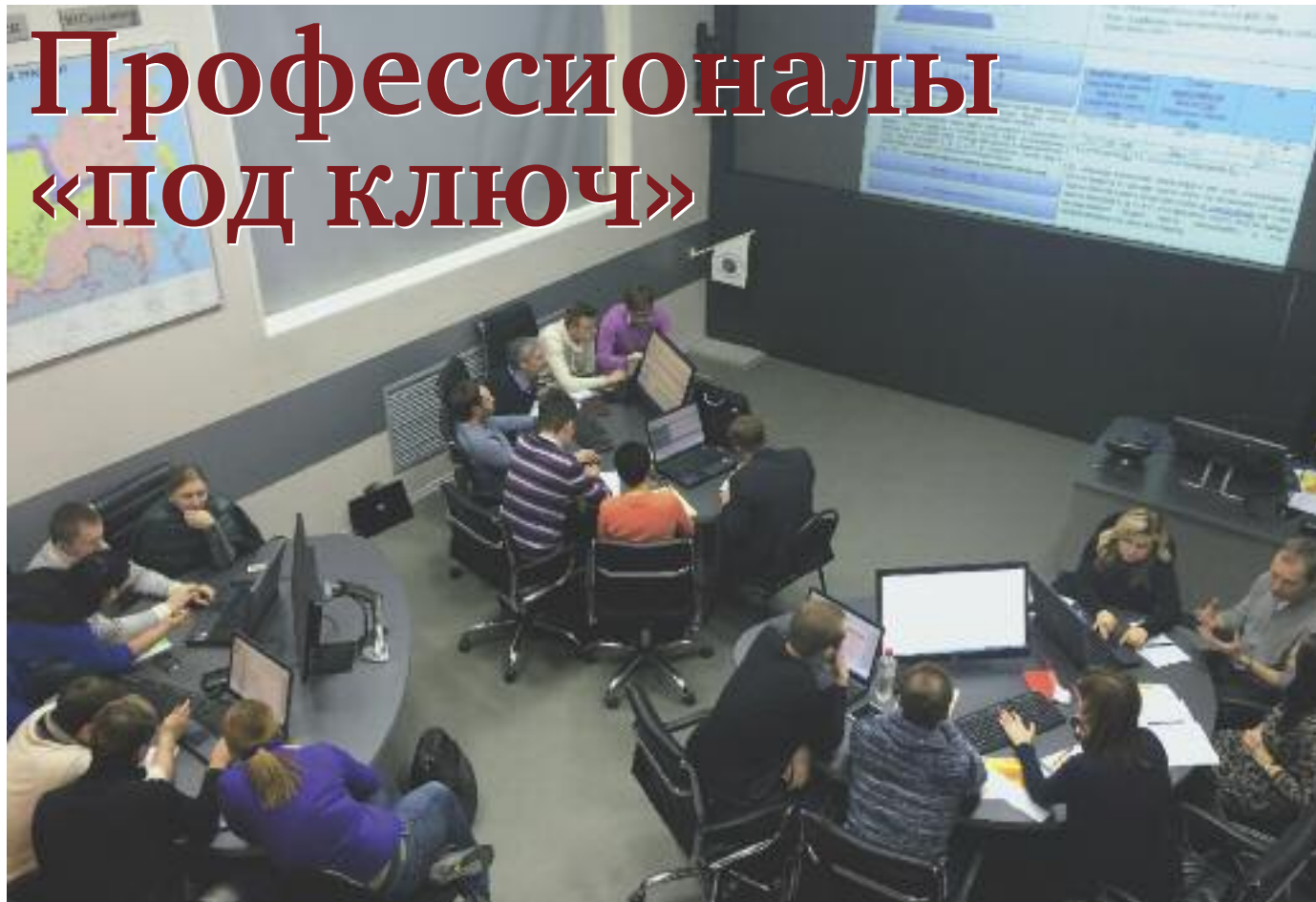
Список литературы

1. Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте России: Учеб. пособие для вузов / Под ред. Б. Е. Прусенко, В. Ф. Мартынюка. – М.: Анализ опасностей, 2003. – 351 с.
2. Бушинский В. И., Охинько В. А., Смолин С. А., Кузьмина Н. В. Исследование влияния управления персоналом на безопасность жизнедеятельности человека: Монография. – Воронеж. – 1999. – 310 с.
3. Гражданкин А. И., Дегтярёв Д. В., Лисанов М. В., Печеркин А. С. Основные показатели риска аварии в терминах теории вероятности // Безопасность труда в промышленности. – 2002. – № 7. – С. 35–39
4. Gas Pipeline Incidents. 8th Report of the European Gas Pipeline Incident Data Group.
5. Mechanical Damage Study.
6. Pipeline Product Loss Incidents and Faults Report (1962–2011). Report of the UKOPA.
7. Fault Database Management Group.
8. Performance of European cross-country oil pipelines. Statistical summary of reported spillages in 2011 and since 1971.
9. Анализ российских и зарубежных данных по аварийности на объектах трубопроводного транспорта / М. В. Лисанов, А. В. Савина, Д. В. Дегтярёв, Е. А. Самусева // Безопасность труда в промышленности. – 2010. – № 7. – С. 16–22.
10. Шумайлов А. С., Гуменов А. Г., Молдованов О. И. Диагностика магистральных трубопроводов. – М.: Недра, 1992. – 251 с.

Табл. 6. Основные причины повреждений на подводных переходах МГ

Причины	Доля от общего количества аварий на переходах, %
В русловой части (60%)	
Брак СМР	36
Коррозия	2
Разрыв трубы с последующим разрывом гидродинамическим напором	7
Всплытие трубы	4
Повреждение судами	7
Неустановленные причины	4
В пойменной части (40%)	
Брак СМР	22
Коррозия	12
Оползни	2
Неустановленные причины	4

Профессионалы «ПОД КЛЮЧ»



Губкинский университет с успехом внедряет методы практико-ориентированного образования для лидеров нефтяной отрасли России



Никита ГОЛУНОВ,
проректор по дополнительному профессиональному образованию, к. т. н.;



Андрей ЛАРИНОВ,
начальник отдела по связям с общественностью, к. т. н.

(Российский государственный университет нефти и газа им. И. М. Губкина)

Российская нефтяная промышленность является одним из наиболее удачных примеров построения взаимовыгодных отношений между предприятиями-работодателями и отраслевыми учебными заведениями. Обучение и переподготовка специалистов во многих случаях осуществляются на базе профессиональных стандартов, принятых в НГК. Нефтяные компании заинтересованы в компетентных сотрудниках, способных применять инновационные технологии для реализации корпоративных стратегических программ развития. Мощная научно-педагогическая школа и развитая учебно-лабораторная база позволяют Губкинскому университету лидировать в сфере переподготовки и дополнительного профессионального образования кадров для ведущих российских нефтяных компаний и заказчиков из стран СНГ.

«КОНСТРУКТОР» ДЛЯ ПРОФЕССИОНАЛОВ

Система дополнительного профессионального образования (ДПО) в Губкинском университете имеет давнюю историю – это направление развивается с 1987 г. Университет первым внедрил многие научно-педагогические подходы в курсы повышения квалификации специалистов-нефтяников, для чего были созданы известные на всю страну отраслевые лаборатории по различным направлениям: геология, нефтедобыча, технологии бурения, переработка нефти и многие другие. Губкинское образование де-факто считается премиальным, самым лучшим специализированным нефтегазовым образованием в России.

За последние 30 лет подход к ДПО существенно эволюционировал. В конце 1980-х система образования была в основном классно-урочной. Знания транслировались в формате лекций, практические задания были в виде письменных расчётных задач. Вследствие развития информационных технологий в 1990 годах начали появляться компьютерные программы, внедряться на предприятиях системы электронного бухучёта. А значит, этому приходилось учить большое количество персонала. В начале 2000-х в учебном процессе программ ДПО стали использоваться симуляторы-тренажёры. Сейчас слушатели заинтересованы в получении практических навыков и обучении на современных интерактивных симуляторах, позволяющих погрузиться в виртуальную реальность, в те условия, которые есть на производственном объекте и на рабочем месте.

Раньше слушатели получали теоретические знания, расширяли кругозор и знакомились с новшествами посредством обзорных лекций. Сейчас компании заинтересованы в том, чтобы человек учился под конкретное рабочее место, осваивал практические приёмы, проводил инженерные расчёты в программном продукте или управлял производственными процессами на полномасштабных тренажёрах, максимально приближённых к реальности. С одной стороны, это делает более сложной организацию учебного процесса, с другой – повышает востребованность программ ДПО и усиливает конкурентное преимущество университета.

Все используемые тренажёры, например разработанный учёными университета аппаратно-программный комплекс диспетчерского управления транспор-



Тематика и содержание программ ДПО направлены на удовлетворение нужд и потребностей профессионалов нефтегазового комплекса, ведь они должны постоянно развиваться, знакомиться с новыми технологиями, изучать опыт, консолидируемый учёными и педагогами Губкинского университета.

том нефти, имеют тот же принцип работы и схожий интерфейс, что и оборудование на рабочем месте диспетчера. Это позволяет создавать и отрабатывать нештатные и аварийные ситуации на производстве. Такой формат обучения очень востребован.

Тематика и содержание программ ДПО направлены на удовлетворение нужд и потребностей профессионалов нефтегазового комплекса, ведь они должны постоянно развиваться, знакомиться с новыми технологиями, изучать опыт, консолидируемый учёными и педагогами Губкинского университета.

Программы ДПО направлены на то, чтобы удовлетворить образовательные потребности специалистов, которые они не могут реализовать в системе высшего образования. То есть это та ниша, которая способна быстро отреагировать на изменяющуюся конъюнктуру. Она не ограничена рамками государственных образовательных стандар-

тов. Применение ДПО очень эффективно для быстрой перенастройки знаний, навыков и трудовых качеств специалистов, для удовлетворения новых потребностей компаний.

Университет значительное время уделяет анализу современных вызовов и трендов, что влечёт за собой постоянную актуализацию программ. Понимание целей и задач нефтяных компаний, анализ реализуемых проектов позволяет оперативно корректировать программы для того, чтобы дать возможность слушателям приобрести профессиональные компетенции, которые будут им полезны на рабочем месте.

На сегодняшний день университет предлагает более 50 базовых программ повышения квалификации, но все они могут быть дополнены и адаптированы под требования слушателей. Базовые программы представляют собой конструктор, индивидуально собираемый под нужды заказчика. В результате получается либо серия краткосрочных курсов продолжительностью по 5 дней, либо стандартная двухнедельная программа переподготовки, либо продолжительные программы ДПО, рассчитанные на 250, 500 или 1000 часов.

Нашей гордостью является программа «Мастер делового администрирования (МБА) по управлению нефтегазовым бизнесом», продолжительность которой 1000 часов и которая реализуется на факультете международного энергетического бизнеса с привлечением отраслевых экспертов и известных бизнес-тренеров.

В целом же в каталоге университета более 250 программ ДПО различной длительности. За последние 5 лет было подготовлено свыше 20 тыс. специалистов для предприятий нефтегазового комплекса России, СНГ и ближнего зарубежья. То есть в среднем в год в Губкинском университете проходят переподготовку около 4 тыс. специалистов. При этом только за последние три года для стран СНГ было подготовлено свыше 800 человек.

Две роли ДПО

Сегодня у ДПО есть как минимум две большие роли, которые потом можно дифференцировать на большое количество других. Первая – это кадровое сопровождение проектов компаний – инвестиционных, инжиниринговых, по эксплуатации месторождений, обслуживанию инфраструктурных объектов и

За последние 5 лет было подготовлено свыше 20 тыс. специалистов для предприятий нефтегазового комплекса России, СНГ и ближнего зарубежья. То есть в среднем в год в Губкинском университете проходят переподготовку около 4 тыс. специалистов.

это программы открытого свободного набора, которые опубликованы и находятся в годовом плане работ. На них может записаться любой желающий. Они проводятся по определённым датам. Если заказчику нужен выездной формат обучения или специализированные знания в той или иной области, он может оставить заявку и попросить сформиро-

ми компании. В ходе обучения слушатели проходили стажировку в Шотландии, где работали на специализированном морском буровом оборудовании и тренажёрах. Кстати, сейчас точно такой же полномасштабный буровой тренажёр с виртуальным присутствием и автоматизированным креслом бурильщика функционирует в Губкинском университете. То есть теперь университет может предложить заказчикам эксклюзивные условия переподготовки буровых специалистов для работы на арктическом шельфе с получением международного сертификата. Причём без выезда за границу. Следует отметить, что подобных программ подготовки в мире единицы.

При проведении ДПО университет использует то технологическое и научное оборудование, которое было закуплено по программе развития «Национальный исследовательский университет» (НИУ) за последние пять лет на сумму более 2 млрд рублей. Ряд программ ДПО являются уникальными и нигде не предлагаются, так как в них заложено использование уникальных разработок Губкинской научно-педагогической школы. Это виртуальный нефтеперерабатывающий завод, центр диспетчерского управления транспортом нефти и нефтепродуктов, постоянно действующая цифровая модель виртуального нефтяного месторождения и центр управления разработкой месторождений. Все эти инновационные объекты объединены в единую сеть для командного обучения специалистов и отработки практических навыков реагирования на глобальные инциденты и аварийные ситуации на нефтяных промыслах. Такой инфраструктуры нет в других вузах.

Что касается геологии, геофизики и разработки нефтяных месторождений, то университет обладает специализированными компьютерными пакетами, которые используются в отрасли. Это позволяет слушателям в процессе обучения сравнивать их между собой, моделировать различные ситуации для тех или иных условий, иметь возможность сопоставлять полученные результаты с разных сторон и оценить удобства работы. То есть возникает возможность подготовки специалистов-практиков, готовых по окончании курса сразу применять свои знания и навыки на производстве.

Сейчас актуальным трендом является международная сертификация программ ДПО. Например, по результатам обучения по программе «Управление



т. д. То есть это ситуации, когда для того или иного нового проекта заказчику необходимы люди, которые могут работать с новым передовым оборудованием и технологиями.

Вторая роль ДПО (не менее важная) связана с тем, что в процессе выполнения обязанностей у конкретного специалиста возникает потребность актуализировать свои профессиональные компетенции и приобрести новые знания.

Исходя из этого есть два варианта реализации такой программы. Первый –

вать для него индивидуальную программу. С участием экспертов из университета и кадровых департаментов компании она будет сконструирована под конкретного человека, учитывая уровень профессиональных компетенций специалистов, которым предстоит обучаться по этой программе.

Например, была проведена уникальная программа ДПО «Морской буровой супервайзер». Её разработали специально для «Роснефти», взаимодействуя с кадровыми департаментами и эксперта-



скважиной при бурении и капитальном ремонте скважин с наземным или подводным противовыбросовым оборудованием» слушатели проходят экзамен с возможностью получения сертификата по управлению скважиной Международной ассоциации буровых подрядчиков (IADC WellSharp). Программа «Подготовка и защита поверхностей металлических конструкций от атмосферной коррозии с применением защитных покрытий», реализуемая совместно с норвежскими специалистами, соответствует международному курсу FROSIO «Инспекция защитных покрытий» и обеспечивает слушателям возможность получить сертификат инспектора международного уровня (1-й, 2-й и 3-й уровни).

Губкинский университет принимает участие во многих национальных конкурсах и проектах, объявляемых Минобрнауки РФ. Например, недавно был реализован проект по переподготовке уволенных в запас кадровых военнослужащих. Специальная программа повышения квалификации с двухнедельной стажировкой позволила офицерам освоить различные направления нефтегазового дела и получить шанс изменить профессию и продолжить карьеру.

ВСЁ ЗАВИСИТ ОТ ПЕДАГОГА

Основной критерий успешности той или иной программы – наличие в педагогическом коллективе специалистов со значительным практическим опытом. Это необходимо для того, чтобы слушатели получили передовые практики, применяемые на производстве, освоили техно-

В учебном процессе задействованы более 500 преподавателей, причём как из университета, так и отраслевых научно-исследовательских институтов, предприятий нефтяной промышленности, академических институтов, проектных организаций. Большинство из них имеют учёную степень кандидата или доктора наук, а также многолетний научно-педагогический стаж.

логические кейсы и использовали их у себя в компании.

В Губкинском университете значительное количество профессорско-преподавательского состава – это ведущие специалисты в тех областях знаний, в которых они преподают и работают. Близость к компаниям позволяет заключать договора на научные разработки и потом транслировать эти практические знания специалистам в рамках программ ДПО.

В учебном процессе задействованы более 500 преподавателей, причём как из университета, так и отраслевых научно-исследовательских институтов, предприятий нефтяной промышленности, академических институтов, проектных организаций. Большинство из них имеют учёную степень кандидата или доктора наук, а также многолетний научно-педагогический стаж. Благодаря этому

обеспечивается эффективная трансляция знаний от педагога к слушателю.

Как правило, около 50% занятий в процессе ДПО проводят преподаватели университета, остальное время слушатели занимаются с внешними экспертами из отраслевых и корпоративных университетов, инжиниринговых и консалтинговых компаний, а также с бизнес-тренерами и профессионалами, которые имеют педагогическую жилку. Например, часть программы по разработке нефтяных месторождений на шельфе читает профессор Уве Гудмestad из университета Ставангера (Норвегия). В чтении лекций по программам ДПО принимают участие известные российские учёные, например академик Анатолий Дмитриевский, до недавнего времени возглавлявший Институт проблем нефти и газа РАН.

Во многие курсы внедрены элементы практической командной работы слушателей над групповыми и индивидуальными проектами на основе тех целей и задач, которые присутствуют в их повседневной деятельности на рабочих местах в компаниях. Трудясь над проектами – от идеи до стадии организационно-технологического плана, – специалисты не только осваивают новые инструменты, но и обмениваются опытом. В результате рождаются оригинальные, нестандартные решения, которые в дальнейшем дорабатываются и частично внедряются в реальное производство. В конечном итоге это позволяет готовить специалистов, соответствующих требованиям потенциальных работодателей. ■

Берегите яйца!

Диверсификация инвестиционного портфеля позволит сделать вложения в отечественный нефтегазовый комплекс более доходными и менее рисковыми

Никита ЗЕЛЕНИН

Как хорошо известно, не нужно хранить все яйца в одной корзине и формирование инвестиционного портфеля является естественным инструментом для инвестора, позволяющим решить эту задачу. Изначально инвестирование происходило, как правило, в выборочные активы или финансовые инструменты. Однако в 1952 г. Г. Марковиц предложил математическую модель, в которой обосновал принципы формирования инвестиционного портфеля. В её основе лежат два очевидных ключевых показателя любого финансового инструмента: доходность и риск. Важной особенностью модели является тот факт, что эти показатели были количественно измерены. Доходность представляет собой математическое ожидание доходностей, а риск определяется как разброс доходностей возле математического ожидания и рассчитывается через стандартное отклонение. Процесс формирования инвестиционного портфеля обычно заключается в подборе таких комбинаций активов, которые обеспечили бы максимальную доходность при ограниченном уровне риска или минимальный уровень риска при минимально допустимом уровне доходности. Иными словами, для того чтобы сформировать инвестиционный портфель (определить его структуру), необходимо решить оптимизационную задачу. Существует два вида таких задач. Первая – это поиск долей акций в портфеле, обеспечивающих минимальный риск при заданном уровне доходности. Вторая – это построение портфеля для достижения максимальной эффективности при ограниченном уровне риска. Рассмотрим решение таких задач на примере российского нефтегазового сектора.



ХАРАКТЕРИСТИКА ЭЛЕМЕНТОВ ПОРТФЕЛЯ

Прежде чем переходить к структуре оптимального портфеля, дадим краткую характеристику его элементов, то есть акций, из которых будем его формировать. Основой для этого служит отраслевой индекс ММВБ. В его состав входят 12 видов ценных бумаг, выпускаемых 9-ю компаниями:

«Сургутнефтегаз», «Татнефть» и «Башнефть» представлены как обыкновенными, так и привилегированными акциями, «Транснефть» и «Славнефть-Магнитнефтегаз» только привилегированными, остальные же компании («НОВАТЭК», «Роснефть», «Газпром» и «ЛУКОЙЛ») только обыкновенными акциями. Структура отраслевого индекса представлена в табл. 1.

Табл. 1. Структура отраслевых индексов ММВБ и РТС

Наименование	Код	Вес акции в общем индексе	Вес акции в отраслевом индексе
ОАО «НОВАТЭК», ао*	NVTK	4,53%	16,00%
ОАО «НК "Роснефть"», ао	ROSN	4,32%	15,60%
ОАО «Газпром», ао	GAZP	15,00%	14,80%
ОАО «ЛУКОЙЛ», ао	LKOH	14,96%	14,60%
ОАО «Татнефть», ао	TATN	2,39%	9,70%
ОАО «Сургутнефтегаз», ао	SNGS	3,42%	9,00%
ОАО «АК "Транснефть"», ап**	TRNFP	1,90%	7,20%
ОАО «Сургутнефтегаз», ап	SNGSP	2,30%	6,00%
ОАО «АНК "Башнефть"», ап	BANEP	0,40%	3,00%
ОАО «АНК "Башнефть"», ао	BANE	0,53%	2,70%
ОАО «Татнефть», ап	TATNP	0,31%	1,20%
ОАО «Славнефть-Магнитнефтегаз», ап	MFGSP	не входит	0,10%

* Ао – акции обыкновенные.

** Ап – акции привилегированные.

Табл. 2. Характеристики доходности и риска для акций ведущих компаний отечественного нефтегазового комплекса, %

	BANE	BANEP	GAZP	LKOH	MFGSP	NVTK	ROSN	SNGS	SNGSP	TATN	TATNP	TRNFP
Ожидаемая доходность	0,05	0,03	-0,02	0,05	0,11	0,06	0,02	0,03	0,10	0,09	0,07	0,14
Риск	2,43	2,43	1,70	1,52	2,31	2,12	1,60	1,88	2,03	2,19	1,58	2,12

Интересно отметить, что, если считать риск в соответствии со структурой отраслевого индекса, он получается на уровне 1,36%. При этом доходность будет равна 0,05%. Однако, как покажет дальнейший анализ, при оптимальной структуре портфеля подобный уровень риска обеспечивает доходность 0,11%. Это позволяет говорить о некоторой искаженности отраслевого индекса, поскольку структура этого портфеля (что и представляет из себя любой индекс) не является оптимальной.

При формировании инвестиционного портфеля нужно также учитывать показатель ковариации доходностей включенных в него ценных бумаг. Отрицательный уровень ковариации означает разнонаправленность движения доходностей элементов портфеля. То есть снижение доходности одной ценной бумаги означает рост для другой. Такой эффект обеспечивает поддержание общего размера доходности на заданном уровне и снижает риск портфеля. Отметим, что для всех акций отечественных нефтегазовых компаний ковариация носит положительный характер. То есть рост и снижение доходностей являются однонаправленными, что можно считать закономерным явлением для компаний одной отрасли. Диверсификация за счёт разнонаправленного движения доходностей и отрицательной ковариации используется при широком отраслевом диапазоне инструментов инвестирования, но это не является предметом нашего исследования.

Что касается непосредственной характеристики акций компаний нефтегазового комплекса, то риск и предполагаемая доходность для них представлены в табл. 2.

Как видно из таблицы, прямая зависимость между риском и ожидаемой доходностью выполняется. Однако прямого соответствия не наблюдается. Так, акции, обладающие максимальной доходностью (привилегированные акции компании «Транснефть»), по уровню риска занимают лишь пятое место, что

делает их одним из надёжных направлений для инвестирования.

В то же время наиболее рискованные инструменты (привилегированные акции «Башнефти») по уровню доходности занимают одно из самых последних мест, что отличается от классической зависимости. Подобная ситуация складывается и в отношении обыкновенных акций этой компании, которые по уровню риска занимают второе место, а по уровню доходности – лишь восьмое. Таким образом, предварительно можно сказать, что эти акции в оптимальный портфель включены не будут.

Акции, которые занимают второе место по уровню доходности (привилегированные акции «Славнефть-Мегионнефтегаза») демонстрируют и высокие показатели риска, подтверждая классическую зависимость.

Ещё одной компанией, наряду с «Транснефтью», демонстрирующей некоторый положительный разрыв между показателями риска и доходности (по

уровню доходности третье место, а по уровню риска – седьмое), является «Сургутнефтегаз» (в части привилегированных акций, по обыкновенным акциям зависимость сохраняется). Это потенциально делает данные компании инвестиционно привлекательными.

Отметим также, что акции «Газпрома» демонстрируют отрицательную ожидаемую доходность исходя из их ежедневной динамики за последние 2,5 года. Наименьшую из положительных доходностей демонстрируют акции «Роснефти», имея при этом одни из самых низких показателей риска в отрасли, что также является закономерным (11-е место по доходности и 10-е по рискам). Подтверждают классическую прямую зависимость между риском и доходностью и обыкновенные акции «НОВАТЭКа» и «Сургутнефтегаза» (занимая второе и шестое место по обоим показателям соответственно).

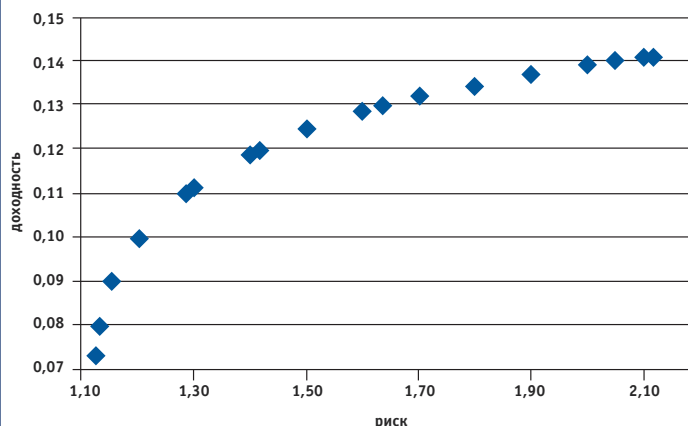
Наименее рискованными являются акции «ЛУКОЙЛа» (по доходности они занимают седьмое место). Также низкий уровень риска при относительно большой доходности (второе место среди наименее рискованных ценных бумаг, при пятом месте по уровню доходности) имеют привилегированные акции «Татнефти». Таким образом, акции этих двух компаний, наряду с привилегиро-

Табл. 3. Структура оптимальных вариантов формирования инвестиционного портфеля для нефтегазового комплекса РФ и его характеристики, %

BANE	BANEP	GAZP	LKOH	MFGSP	NVTK	ROSN	SNGS	SNGSP	TATN	TATNP	TRNFP	Характеристики портфеля	
												доходность	риск
6	4	–	16	15	–	15	–	5	–	25	14	0,0734	1,1278
7	2	–	16	16	–	10	–	7	–	25	17	0,0800	1,1322
8	–	–	15	18	–	2	–	10	–	26	21	0,0900	1,1558
7	–	–	7	20	–	–	–	13	–	25	28	0,0994	1,2000
7	–	–	6	20	–	–	–	14	–	24	29	0,1000	1,2040
5	–	–	–	22	–	–	–	16	–	23	33	0,1060	1,2490
3	–	–	–	23	–	–	–	18	1	19	37	0,1100	1,2867
3	–	–	–	23	–	–	–	18	1	18	38	0,1112	1,3000
–	–	–	–	25	–	–	–	21	2	7	45	0,1189	1,4000
–	–	–	–	25	–	–	–	21	2	5	47	0,1200	1,4171
–	–	–	–	24	–	–	–	19	2	–	54	0,1247	1,5000
–	–	–	–	22	–	–	–	13	–	–	65	0,1288	1,6000
–	–	–	–	22	–	–	–	11	–	–	68	0,1300	1,6367
–	–	–	–	20	–	–	–	7	–	–	73	0,1319	1,7000
–	–	–	–	19	–	–	–	1	–	–	80	0,1346	1,8000
–	–	–	–	13	–	–	–	–	–	–	87	0,1370	1,9000
–	–	–	–	7	–	–	–	–	–	–	93	0,1391	2,0000
–	–	–	–	4	–	–	–	–	–	–	96	0,1400	2,0490
–	–	–	–	1	–	–	–	–	–	–	99	0,1409	2,1000
–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	100	0,1412	2,1164



Рис. 1. Зависимость между риском и доходностью оптимальных вариантов формирования инвестиционного портфеля для нефтегазового комплекса РФ, %



ванными акциями «Транснефти» и «Сургутнефтегаза», предварительно являются основными источниками для инвестиций.

Расчёт оптимальной структуры портфеля

Описанные выше гипотезы являются лишь нашим предположением. В табл. 3 представлены характеристики (структура, показатели риска и доходности) оптимального инвестиционного портфеля, полученные в ходе использования пакета анализа «Поиск решения» в MS Excel.

Графически набор оптимальных решений представлен на рис. 1. Он отражает зависимость, описанную в классических работах Г. Марковица.

Итак, первое, что следует отметить при характеристике оптимальной структуры инвестиционного портфеля для отечественного нефтегазового комплекса, – это отсутствие в нём газовых компаний – «НОВАТЭКа» и «Газпрома». Это может быть объяснено тем фактом, который мы упомянули при анализе отдельных акций – а именно отрицательной ожидаемой доходностью акций «Газпрома».

Второе, что следует отметить, – это преобладание в портфеле привилегированного типа акций. Только «Роснефть» и «ЛУКОЙЛ» представлены обыкновенными акциями, причём это объясняется отсутствием у них привилегированного типа акций. Для компаний, у которых имеются оба типа акций в оптимальный портфель входят, как правило, именно привилегированные. Исключе-

ние составляет «Башнефть» – в оптимальный портфель входят в основном её обыкновенные акции. Ещё одна компания, представленная в структуре оптимального портфеля как обыкновенными, так и привилегированными акциями, – это «Татнефть». Но здесь ситуация в рамках общего тренда – преобладание второго типа акций над первым. Остальные же компании представлены в портфеле исключительно привилегированным типом акций.

В табл. 4 и 5 приведены оптимальные варианты для тех случаев, когда инвестор ограничен типом акций при формировании инвестиционного портфеля (в табл. 4 – для обыкновенных, в табл. 5 – для привилегированных акций). В отношении табл. 5 оговоримся, что по-

скольку общий портфель фактически полностью состоит из привилегированных акций (особенно в части с большими рисками и доходностью), то таблица в этой части повторит табл. 3. Поэтому представим оптимальные решения для привилегированных акций только в части низких рисков и доходности, где отличия наблюдаются.

Итак, что касается портфеля исключительно из обыкновенных акций, то здесь максимальный уровень доходности – всего 0,0942% при риске 2,19%. В случае со смешанным портфелем подобная невысокая доходность обеспечивается и невысоким риском – 1,19%, что на целый процентный пункт ниже по сравнению с портфелем исключительно из обыкновенных акций. Если гово-

Табл. 4. Структура оптимальных вариантов формирования инвестиционного портфеля из обыкновенных акций отечественных нефтегазовых компаний и его характеристики, %

BANE	GAZP	LKOH	NVTK	ROSN	SNGS	TATN	Характеристики портфеля	
							доходность	риск
15,02	10,41	38,90	1,43	27,04	7,20	0,00	0,0347	1,3282
17,78	–	53,19	8,39	6,94	–	13,69	0,0568	1,4000
18,01	–	54,15	8,76	1,92	–	17,15	0,0600	1,4239
16,39	–	43,17	7,81	–	–	32,63	0,0669	1,5000
15,52	–	37,09	7,19	–	–	40,20	0,0700	1,5493
14,70	–	31,73	6,68	–	–	46,89	0,0727	1,6000
13,40	–	22,57	5,76	–	–	58,27	0,0773	1,7000
12,57	–	17,23	5,22	–	–	64,98	0,0800	1,7661
12,17	–	14,62	4,97	–	–	68,25	0,0813	1,8000
11,10	–	7,28	4,22	–	–	77,39	0,0850	1,9000
10,13	–	0,31	3,60	–	–	85,96	0,0885	2,0000
8,61	–	–	1,43	–	–	89,96	0,0900	2,0465
5,89	–	–	–	–	–	94,11	0,0917	2,1000
–	–	–	–	–	–	100,00	0,0942	2,1895

Табл. 5. Структура оптимальных вариантов формирования инвестиционного портфеля из привилегированных акций отечественных нефтегазовых компаний и его характеристики, %

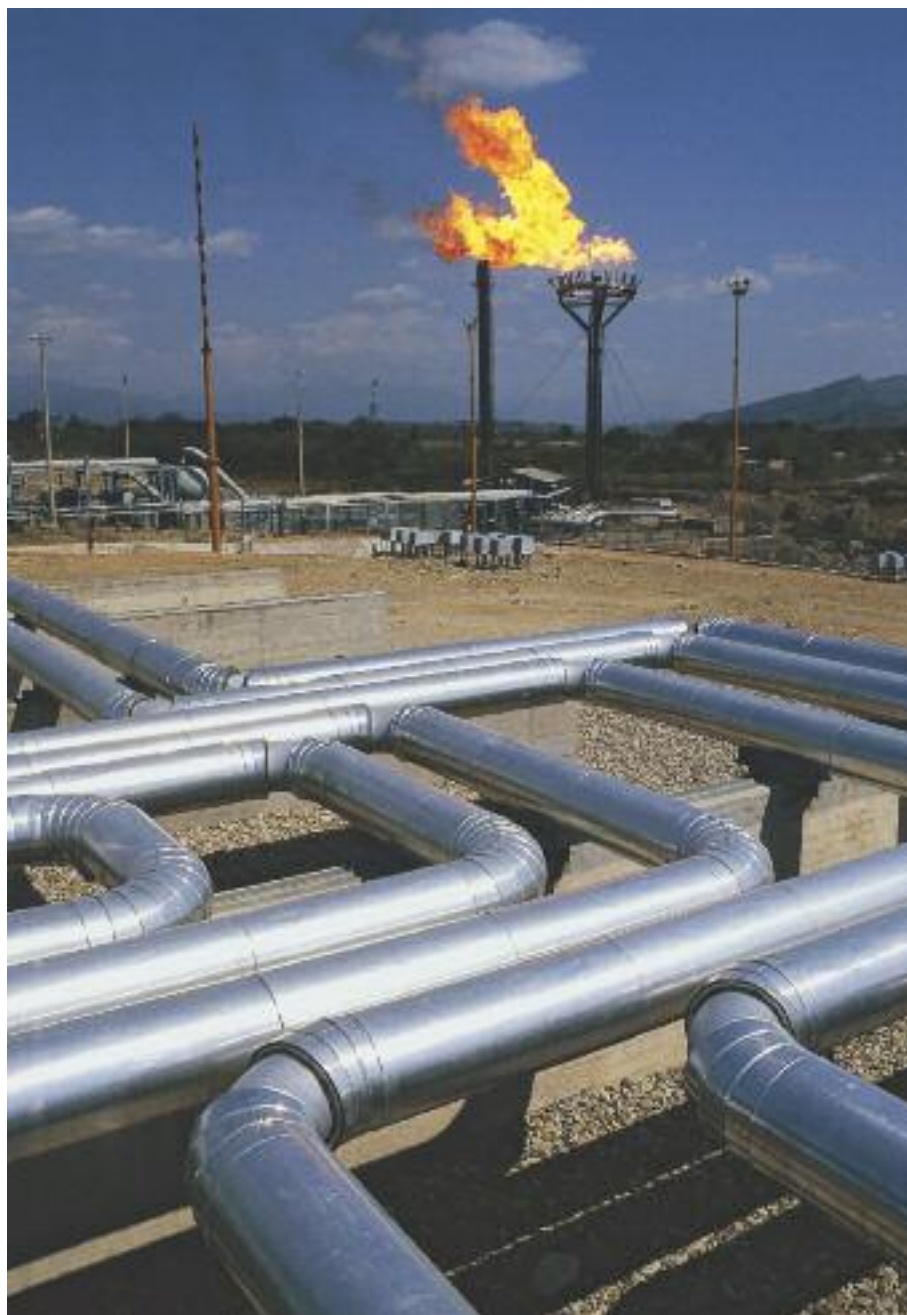
BANEP	MFGSP	SNGSP	TATNP	TRNFP	Характеристики портфеля	
					доходность	риск
11,96	18,96	10,57	38,04	20,47	0,0901	1,1965
9,46	19,71	12,04	35,50	23,29	0,0939	1,2000
5,42	20,93	14,41	31,40	27,85	0,1000	1,2201
–	22,91	18,25	22,91	35,94	0,1100	1,2896
–	23,11	18,63	21,14	37,11	0,1111	1,3000
–	24,70	21,52	7,99	45,79	0,1189	1,4000
–	24,89	21,97	6,08	47,07	0,1200	1,4176
–	24,83	21,02	–	54,15	0,1248	1,5000

речь о структуре этого портфеля, то изначально в нём представлены обыкновенные акции всех компаний. Причём отметим, что минимальной долей обладает «Татнефть», в акции которой впоследствии будут перераспределены все средства портфеля, поскольку у её акций максимальная доходность. Первоначальный вариант размещения имеет доходность, равную 0,0347%, что является минимальным из всех возможных вариантов. Дальнейший рост данного показателя влечёт за собой повышение риска и отказ от наименее доходных и наименее рискованных акций («Сургутнефтегаз», «Газпром», «Роснефть»). Таким образом, доходность повышается до 0,07%. Большая доходность может быть обеспечена за счёт увеличения доли «Татнефти» при соответственном снижении долей «Башнефти», «ЛУКОЙЛа» и «НОВАТЭКа».

Для привилегированных акций, как мы уже отметили, портфель из смешанного типа ценных бумаг является в общем случае менее рискованным. Например, уровень доходности 0,09% в общем портфеле обеспечивается при риске 1,15%, в то время как исключительно привилегированные бумаги дают такой уровень доходности только при уровне риска 1,2%. Таким образом, подтверждается тезис меньшей рискованности более диверсифицированного портфеля.

Возвращаясь к характеристике общего портфеля, отметим, что при равных долях всех акций (8,33%) доходность составляет 0,0617%. При этом риск будет равен 1,249%. Если сравнивать эти данные со значениями, представленными в табл. 3, то нужно обратить внимание на то, что большая доходность наблюдается даже при минимальном риске (причём доходность в этом случае

также является минимальной). А обозначенный уровень риска при оптимальной структуре портфеля обеспечивает 0,106% доходности. Для достижения такого уровня нужно отказаться от семи видов ценных бумаг (акции «Газпрома», «ЛУКОЙЛа», «НОВАТЭКа» и «Роснефти», обыкновенные акции «Сургутнефтегаза» и «Татнефти», а также привилегированные акции «Башнефти»). Остальные же средства необходимо распределить следующим образом: треть направить на приобретение привилегированных акций «Транснефти», около четверти на привилегиро-



ванные акции «Татнефти» и «Славнефть-Мегионнефтегаза» и 16% на привилегированные акции «Сургутнефтегаза». Оставшиеся 5% вкладываются в обыкновенные акции «Башнефти». Этот пример очень ярко иллюстрирует, как оптимальная структура инвестиционного портфеля при одинаковом уровне риска обеспечивает почти двукратный рост доходности.

Далее рассмотрим оптимальную стратегию для потенциального инвестора. Как известно, наименее рискованным является наиболее диверсифицированный портфель. Это подтверждается и полученными результатами. Наименьший риск (на уровне 1,1278%) при максимально возможной в данном случае доходности обеспечивается, если в портфель включены 8 из 12 видов ценных бумаг. Как мы уже отметили ранее, ни в один из оптимальных инвестиционных портфелей не входят акции «Газпрома» и «НОВАТЭКа». В них не будут включены и обыкновенные акции «Сургутнефтегаза», хотя инвестиции в эту компанию в виде вложений в привилегированные акции будут представлены в оптимальных вариантах для портфеля.

В портфель с минимальным риском не входят также обыкновенные акции «Татнефти», но в более рискованные и соответственно более доходные варианты портфеля данные ценные бумаги будут включены.

Таким образом, минимальный риск обеспечивается при следующей структуре портфеля: около четверти всех средств вкладывается в привилегированные акции «Татнефти», приблизительно по 15% в акции «ЛУКОЙЛа», «Роснефти» и привилегированные акции «Славнефть-Мегионнефтегаза» и «Транснефти». Далее 10% вкладывается в «Башнефть» (6% в обыкновенные акции и 4% в привилегированные). Оставшиеся 5% инвестируются в привилегированные акции «Сургутнефтегаза». В итоге портфель является достаточно диверсифицированным.

Далее станем увеличивать его доходность. Это, разумеется, будет сопровождаться ростом риска. Для достижения данной цели постепенно из оптимального портфеля необходимо вывести акции «ЛУКОЙЛа» и «Роснефти», а также привилегированные акции «Башнефти» с соответствующим увеличением доли остальных ценных бумаг. Лишь максимальная доля привилегированных ак-

ций «Татнефти» остаётся на уровне 25% (см. табл. 3).

Кроме того, в состав оптимального инвестиционного портфеля будут включены и обыкновенные акции «Татнефти», пусть и в незначительном объёме. Так, при уровне доходности 0,11% (что в 1,5 раза больше изначального показателя при минимальном риске) минимально возможный риск составит 1,2867% (минимум, напомним, 1,1278%). Важно отметить, что доходность на данном участке растёт быстрее, чем увеличивается риск. Структура портфеля при этом выглядит следующим образом: 37% инвестируются в привилегированные акции «Транснефти», которая становится явным лидером среди всех направлений для вложения, около 23% вкладывается в привилегированные акции «Славнефть-Мегионнефтегаза», по 18–19% – в привилегированные акции «Сургутнефтегаза» и «Татнефти». Остальные 4% формируются за счёт обыкновенных акций «Башнефти» (3%) и «Татнефти» (1%).

Дальнейший рост доходности будет обеспечиваться, во-первых, за счёт полного отказа от обыкновенных акций («Башнефти» и «Татнефти»), а во-вторых, выведением из структуры портфеля привилегированных акций «Татнефти». При этом доли привилегированных акций «Славнефть-Мегионнефтегаза» и «Сургутнефтегаза» будут оставаться фактически постоянными (на уровне 25% и 20% соответственно), а доля «Транснефти» станет расти. Например, уровень доходности 0,13% обеспечивается при инвестировании в привилегированные акции в следующем соотношении: 11% – «Сургутнефтегаз», 22% – «Славнефть-Мегионнефтегаз» и 67% – «Транснефть». Минимальный уровень риска при такой доходности будет равен 1,6367%. Таким образом, теперь риск начинает расти быстрее доходности. Отметим, что приблизительно одинаковый темп увеличения риска и доходности наблюдается при промежуточной доходности – 0,12% (уровень риска – 1,4171%). Для этого требуется следующая структура портфеля: почти половина средств инвестируется в «Транснефть», четверть в «Славнефть-Мегионнефтегаз», пятая часть в «Сургутнефтегаз» (все – привилегированные акции). Остальные 7% вкладываются в «Татнефть» (2% в обыкновенные акции, 5% в привилегированные).

Последующее увеличение доходности достигается непропорциональным повышением риска. И связано это с уменьшением диверсификации портфеля, поскольку этот рост обеспечивается фактически полным вложением средств в привилегированные акции «Транснефти». Сначала происходит выведение из портфеля привилегированных акций «Сургутнефтегаза», и в нём остаются только две ценные бумаги. А затем стратегия минимизации риска при данных уровнях доходности предполагает полный отказ от привилегированных акций «Славнефть-Мегионнефтегаза». Таким образом, максимальная доходность портфеля на уровне 0,1412% обеспечивается при инвестировании всех средств в привилегированные акции «Транснефти». Уровень риска при этом будет равен 2,1164%, что при данной доходности является минимальным показателем, но фактически в два раза превышает минимально возможные значения. Доходность при этом также выросла фактически в два раза.

РАСШИРЕНИЕ СТРУКТУРЫ ПОРТФЕЛЯ

Далее интересно посмотреть, каким образом добавление возможности инвестировать в иностранную компанию скажется на структуре вложений. Рассмотрим это на примере итальянской Eni (см. табл. 6).

Основной вывод, который нужно сделать после анализа полученных результатов, заключается в следующем: включение в инвестиционный портфель итальянской корпорации сократило его риски. Отметим, что акции Eni по сравнению с ценными бумагами отечественных компаний имеют низкие значения риска и доходности. Их ожидаемая доходность – 0,01% (уступает только акциям «Газпрома», которые, напомним, имели отрицательное значение этого показателя) при риске 1,53% (также предпоследнее место, ненамного выше лидера по данному показателю – «ЛУКОЙЛа», акции которого имеют риск 1,52%).

Таким образом, введение низкорисковых акций итальянской компании снизило общий риск портфеля. Теперь минимальное значение риска равно 1,0294. Разумеется, снизилась и доходность – для минимального значения риска она равна 0,0595. При этом доля итальянской компании в портфеле со-

Табл. 6. Структура и характеристики оптимальных вариантов формирования инвестиционного портфеля при инвестировании в нефтегазовый комплекс РФ и итальянскую компанию Eni, %

BANE	BANEP	GAZP	LKOH	MGSP	NVTK	ROSN	SNGS	SNGSP	TATN	TATNP	TRNFP	ENI	Характеристики портфеля	
													доходность	риск
4	4	–	11	12	–	6	–	3	–	19	12	29	0,0595	1,0294
6	–	–	8	16	–	–	–	9	–	21	21	20	0,0800	1,0699
5	–	–	5	17	–	–	–	11	–	21	24	16	0,0862	1,1000
5	–	–	4	18	–	–	–	12	–	21	26	13	0,0900	1,1227
5	–	–	3	18	–	–	–	12	–	21	27	13	0,0908	1,1278
5	–	–	–	20	–	–	–	15	–	22	31	7	0,1000	1,1954
5	–	–	–	21	–	–	–	15	–	22	32	6	0,1006	1,2000
3	–	–	–	23	–	–	–	18	1	18	37	1	0,1100	1,2878

ставляет 29%, то есть фактически треть всех инвестиций.

Отметим, что уменьшение доходности при понижении риска является несоразмерным. Это видно при более высоких значениях показателей. Так, уровни доходности 0,08% и 0,09% достигаются при меньших значениях риска. Если без итальянской компании доходность на уровне 0,08% возможна при риске 1,1322%, то теперь такой уровень обеспечивается при риске 1,0699%. Для доходности 0,09% разрыв чуть меньше – 1,1528% против 1,1227% с учётом итальянской компании.

Наглядно этот вывод демонстрирует, если посмотреть на значения доходности портфеля без возможности инвестирования в итальянскую компанию при минимальном риске. Напомним, риск составлял 1,1278% при доходности 0,0794%. Теперь же сопоставимый уровень риска обеспечивается при риске 0,0908% доходности, что говорит не только о меньшем риске портфеля при возможности инвестирования в итальянскую компанию, но и о большей его доходности. Отметим, что доля итальянской компании в этом портфеле отнюдь не максимальная – она составляет 13%.

При повышении значений риска и доходности доля итальянской компании сокращается и доходит до 7% (при доходности 0,1%) или 6% (при риске 1,2%). Далее акции итальянской компании выводятся из портфеля и при доходности 0,11% в нём остаются только отечественные компании. При этом, разумеется, значения риска и структура портфеля идентичны тем, которые были рассмотрены в табл. 3.

Важно отметить, что оптимальная структура инвестиций в отечественный нефтегазовый сектор не меняется не только при выведении итальянской

компании из портфеля, но и при её наличии. Поясним это на примере. При значении портфельного риска на уровне 1,1% (речь идёт о портфеле с учётом итальянской компании, так как при вложениях исключительно в отечественный сектор такой уровень риска недостижим) оптимальная структура выглядит следующим образом: 24% – «Транснефть», 21% – «Татнефть», 17% – «Славнефть-Мегионнефтегаз», 16% – Eni, 11% – «Сургутнефтегаз» (все, кроме Eni, привилегированные акции), по 5% – «Башнефть» и «ЛУКОЙЛ» (обыкновенные акции).

Если рассмотреть структуру инвестиций в российские компании (за 100% принять долю вложений в отечественный сектор, без учёта Eni), то эта оптимальная структура будет выглядеть следующим образом: 29% – «Транснефть», 24% – «Татнефть», 20% – «Славнефть-Мегионнефтегаз», 14% – «Сургутнефтегаз» (все привилегированные акции), по 6% «Башнефть» и «ЛУКОЙЛ» (обыкновенные акции). Такая структура полностью повторяет ту, что представлена в табл. 3 при значениях доходности 0,1% и риска 1,204%. Отметим, что в данном случае повысился не только риск (1,204% против 1,1%), но и доходность портфеля (0,1% против 0,0862%), причём рост является соразмерным.

В целом же возможность инвестирования в итальянскую компанию не меняет структуры вложений в отечественный сектор и сказывается только на итоговых значениях доходности и риска в пользу уменьшения последнего.

В заключение важно отметить, что степень надёжности полученных результатов является высокой, поскольку выводы делаются на основании ана-

лиза выборки, сформированной на базе ежедневных наблюдений за три с половиной года, то есть содержащей почти 880 элементов. Основой для расчёта служили математическое ожидание и среднее квадратическое отклонение – величины, для которых количество элементов выборки является критическим моментом.

Для сравнения, если подобный расчёт провести на основе ежемесячного разреза данных (то есть выборка в данном случае сократится в 20 раз и будет содержать лишь 44 элемента), структура оптимального портфеля изменится. Минимальный риск (равный 4,31%) будет соответствовать доходности 1,38% и обеспечиваться вложением 36% средств в акции «ЛУКОЙЛа», 22% в акции «Славнефть-Мегионнефтегаза», 14% в обыкновенные акции «Башнефти», 12% в акции «Транснефти», 10% в акции «НОВАТЭКа» и 6% в акции «Роснефти». Как видим, сменились и лидер вложения, и пропорции между компаниями (в частности, «НОВАТЭК» при ежедневном мониторинге не входил ни в один оптимальный портфель, в то время как «Сургутнефтегаз» и «Татнефть» были в нём представлены).

Кроме того, при ежемесячном мониторинге происходит занижение уровня риска и доходности. Это связано с меньшим количеством наблюдений в выборке, поскольку окончательные значения риска и доходности рассчитываются с учётом меньшей волатильности.

В целом отметим, что подобный анализ важен для формирования инвестиционного портфеля. Во-первых, он позволяет учитывать ежедневные изменения в стоимости ценных бумаг, которые в результате и определяют такие важные характеристики, как риск и доходность портфеля. Во-вторых, формирование портфеля происходит не на основе случайных факторов, таких как интуиция инвестора или даже экспертное мнение аналитика. Структура портфеля определяется исходя из строго математического инструментария с учётом внутренних ковариаций ценных бумаг и их индивидуальных характеристик.

Подобный анализ позволяет потенциальному инвестору сформировать инвестиционный портфель таким образом, чтобы в зависимости от целей и характера инвестора либо иметь минимальные риски из всех возможных, либо получить максимальную доходность при заданном уровне риска. ■

Когда же нам праздновать День нефтяника?

К вопросу о начальной дате отсчёта истории нефтяной промышленности России



Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
академик РАЕН

Уже 50 лет свой профессиональный праздник отмечают работники отечественного нефтегазового комплекса. 28 августа 1965 г. был подписан Указ Президиума Верховного Совета СССР «Об установлении ежегодного праздника Всесоюзного Дня работников нефтяной и газовой промышленности», которым предписано отмечать его «ежегодно в первое воскресенье сентября месяца». Выбор этой даты никоим образом не был связан с историей отрасли, всё произошло в традициях существовавшей тогда в нашей стране командно-административной системы. День работников нефтяной и газовой промышленности был назначен через неделю после Дня шахтёра, отмечаемого в СССР в последнее воскресенье августа. Однако в прошлом нефтяной промышленности России есть уникальная дата, которая по праву может претендовать на то, чтобы профессиональный праздник отрасли отмечался действительно с учётом исторических традиций.

ПРАЗДНИКИ НЕФТЯНИКОВ ЗА РУБЕЖОМ

Следует подчеркнуть, что в большинстве ведущих стран мира историю национальной нефтяной промышленности традиционно отсчитывают с начала внедрения на промыслах машинного бурения скважин. А в качестве начальной точки отсчёта обычно принято брать первый день получения из пробуренной скважины нефтяного фонтана либо мощного притока сырья. Что касается предыдущего многовекового этапа ручной добычи нефти из вырытых ям и колодцев в местах поверхностного нефтепроявления, то его обычно относят к преемственности отрасли.

Например, история нефтяной промышленности США отсчитывается с 27 августа 1859 г., когда из «скважины Дрейка», пробуренной в штате Пенсильвания, недалеко от города Титусвилля, впервые был получен значимый приток нефти. Следует заметить, что многочисленные случаи получения незначительных объёмов нефти в этой стране были зафиксированы с 1808 г., но, поскольку они не привели к созданию новой отрасли промышленности, американские историки их относят к этапу отраслевой преемственности. День 27 августа в Соединённых Штатах отмечается ежегодно на высоком уровне. Центром торжеств обычно служит Национальный нефтяной парк в Титусвилле, где располо-

жен Музей скважины Дрейка. Кстати, в 2009 г. американское правительство в честь 150-летнего юбилея нефтяной промышленности выделило 6 млн долларов на проведение его масштабной реконструкции. И сегодня это один из лучших музеев истории нефтяной индустрии в Северной Америке и в мире.



У скважины-родоначальницы нефтяной отрасли США (1859 г.)

История нефтяной промышленности Мексики ведёт свой отсчёт с 3 апреля 1904 г., когда в нескольких километрах к югу от г. Эбано из скважины Ла-Пас № 1 была получена нефть с глубины 502 м с начальным дебитом более 500 баррелей в сутки.

Летопись нефтяной отрасли Ирана началась 26 мая 1908 г., когда забил первый фонтан из скважины в районе Масджед-Солейман.

Первой вехой в истории нефтяной промышленности Ирака значится 15 октября 1927 г., когда начала фонтанировать буровая скважина № 1 на участке Баба-Гур-Гур, в шести милях от города Киркук.

Нефтяная индустрия Саудовской Аравии начала формироваться с 4 марта 1938 г., когда из скважины Damman № 7 глубиной около 1400 м была получена нефть дебитом 1 тыс. 585 баррелей в сутки.

Подобный подход к хронологии истории нефтяной промышленности принят в Венесуэле, Канаде, Норвегии, Румынии и многих других нефтедобывающих странах.

ИСТОРИЧЕСКИЙ КАЗУС 1964 ГОДА

К сожалению, в нашей стране с определением начальной даты отсчёта истории отечественной нефтяной промышленности, как и с сохранением отраслевого исторического наследия, дело обстоит не лучшим образом. Отсутствие глубокого анализа важнейших этапов развития отрасли, нежелание привлечь в качестве экспертов профессиональных историков, скоропалительность выводов и voluntarизм со стороны партийно-политического руководства – всё это 51 год назад создало условие для празднования казусной «юбилейной» даты – Столетия нефтяной и газовой промышленности СССР.

В качестве точки отсчёта истории сразу двух ведущих отраслей союзного ТЭК был директивно назначен август 1864 г. Инициаторов и организаторов этого «юбилея» не смутило, что в 1864 г. не было никакого Советского Союза, что в то время бурение на российской территории осуществляла залётная американская буровая бригада, что в августе 1864 г. в пробуренной ими скважине на Кубани, у станицы Старо-Титоровской, не оказалось даже капли нефти. Не смутило ретивых чиновников и то обстоятельство, что история отечественной газовой промышленности началась гораздо раньше, а именно с 1811 г.



Почётный знак «Столетие нефтяной и газовой промышленности СССР. 1864–1964» в августе 1964 г. стал массовой наградой придуманного партийными функционерами «юбилея» отрасли

Почему они сфабриковали и подsunули руководству страны сфальсифицированное историческое обоснование для празднования «Столетия нефтяной и газовой промышленности СССР», теперь, с позиций нашего времени, понять можно. С начала 1960 годов в экономике Советского Союза стали лавинообразно нарастать кризисные явления, население почувствовало недостаток продовольствия, товаров массового потребления. Из-за существенного роста розничных цен на продукты в ряде регионов начались народные волнения. По мнению партийно-политического руководства, требовалось любыми способами отвлечь внимание народа от острых социально-экономических проблем. И в ход пошло массовое празднование всевозможных «юбилеев». С одобрения Первого секретаря ЦК КПСС, Председателя Совета Министров СССР Н. С. Хрущёва и «юбилейному» нефтегазовому празднику был придан большой размах. Обращение партийно-политического руководства страны «К новым трудовым успехам, товарищи нефтяники и газовики!» открывалось пафосными словами: «Дорогие товарищи! Центральный комитет КПСС и Совет Министров СССР горячо поздравляют вас со знаменательным событием – столетним юбилеем отечественной нефтяной и газовой промышленности...»¹

Указом Президиума ВС СССР от 29 августа 1964 г. объединение «Краснодар-нефтегаз» Северо-Кавказского совнархоза было награждено орденом Трудового Красного знамени. Высокие правительственные награды получили и многие

руководители различных управленческих звеньев нефтегазового комплекса. А для награждения рядовых нефтяников и газовиков изготовили почётный знак «под золото» с надписью на реверсе «Столетие нефтяной и газовой промышленности СССР. 1864–1964».

С того времени в отраслевой советской печати и ряде книг по истории отечественной нефтяной промышленности август 1864 г. стал неизменно фигурировать в качестве даты рождения отрасли. Отголоски

этого до сих пор присутствуют в самых разных публикациях и изданиях в современной России.

В НАЧАЛЕ БЫЛ НЕФТЯНОЙ ФОНТАН...

В настоящее время, когда в отечественной исторической науке идёт решительное преодоление идеологических стереотипов и мифов советского прошлого, представляется необходимым с новых позиций рассмотреть вопрос о начальной дате отсчёта истории нефтяной промышленности России.

И здесь следует отметить, что по обозначенным выше критериям на первый план выходит лишь одна дата – 15 (3 по старому стилю) февраля 1866 г. Именно в этот день на Кубани забил первый нефтяной фонтан в истории Российской империи. Это знаменательное событие было подготовлено напряжённым трудом одного из пионеров русского нефтяного дела Ардалиона Новосильцева (1816–1878), которого впоследствии великий учёный Д. И. Менделеев назвал «первым бурильщиком Кубанского края»².

Весной 1864 г. гвардии полковник Новосильцев благодаря особому правительственному указу получил монопольные права на поиск и добычу нефти на весьма значительной территории Кубанской области – от берегов Чёрного и Азовского морей до меридиана города Екатеринодара. Об этом свидетельствуют строки из архивного документа «Указ Его Императорского Величества, Самодержца Всероссийского из Войскового Правления Кубанского казачьего войска»: «...по докладу Хозяйственной экспедиции, состо-

¹ Нефтяное хозяйство. 1964. № 9–10. С. 1.

² Менделеев Д.И. Сочинения. М.-Л., 1949. Т. 10. С. 217.

явшемуся сего февраля 1864 г., приказом согласно предписанию командующего войсками Кубанской области от 13 января 1864 г. № 136 и о сем начальника штаба той же области от 14 февраля 1864 г. № 625, основанным на разрешении Его Императорского Высочества командующего Кавказской армией, а также согласно предложению гвардии полковника Ардалиона Новосильцева, нефтяные источники, находящиеся в Натухаевском округе, между притоком р. Абин и восточным берегом Чёрного моря, предоставить ему, Новосильцеву, в арендное содержание на восемь лет, именно с 1 мая 1864 г. по 1 мая 1872 года...»³

Вполне понятно, что проведение работ на огромной территории потребовало особого подхода к организации нефтяного дела. Пример Апшеронского полуострова, где в тот период из близких к поверхности пластов велась добыча нефти из открытых вручную колодцев, на Кубани был неприменим в силу более глубокого залегания месторождений «чёрного золота». Поэтому вначале полковник Новосильцев решил обратиться к опыту американских специалистов и пригласил буровую бригаду из Пенсильвании. В мае 1864 г. она приступила к работе в местах поверхностного нефтепроявления Таманского полуострова.

Первая скважина глубиной 198 футов была пробурена недалеко от Анапы и оказалась «сухой»⁴. Затем бригада перебазировалась в район посёлка Фонталовского, где пробурила скважину глубиной 90 ф. и вновь не получила желаемого результата⁵. И наконец, в августе 1864 г. американцы стали бурить скважину у Старо-Титаровской станицы и довели её глубину до 83 ф., опять не обнаружив ни капли нефти⁶.

Причины фатальной неудачи американцев раскрыл известный российский геолог, директор Института Корпуса горных инженеров Григорий Гельмерсен (1803–1885), посетивший Таманский полуостров летом 1864 г. В своём отчёте он свидетельствует о бурении американской бригадой третьей скважины: «...компания эта только в одном месте производит разведку на нефть, именно близ Титаровской станицы, в 40 верстах



Указ императора Александра II об аренде нефтеносных земель Кубанского казачьего войска гвардии полковником А. Н. Новосильцевым (1864 г.)

к востоку от Тамани. Здесь рабочими и мастеровыми, выписанными из Америки, углубляется буровая скважина в обширной долине, на расстоянии около 4 вёрст от бугра, который носит на себе признаки потухшего грязевого вулкана и на котором нефть добывается из колодцев глубиной 10 футов и до полутора футов в диаметре»⁷. Далее он в качестве основного недостатка отметил игнорирование зарубежными специалистами методов геологической науки, их догматическую приверженность к разведочным работам только в местах поверхностных нефтепроявлений: «...американцы, производящие в Керчи и Тамани поиски на нефть, ссылаются на геологические условия, при которых петроль встречается в Америке, и твёрдо убеждены, что те же условия должны быть в Крыму и Тамани...»⁸

Кстати, следует отметить, что американские бурильщики за свою работу получили плату, о которой даже не могли мечтать русские специалисты. Это подчеркнул инженер Гуго Гофман в газете «Биржевые ведомости»: «Новосильцев выкупил право на разведку нефти на Таманском полуострове, где уже добывалось ежедневно 50–100 вёдер, за 3000 рублей. Из Америки выписали 12 опытных

горнорабочих и инженера. Инженер получал 6000 рублей серебром в год, рабочие по 1000 рублей серебром каждый»⁹. Вследствие данных расходов и отсутствия каких-либо значимых результатов гвардии полковник Новосильцев понёс значительные финансовые потери, и, как писала газета «Одесский вестник», ему пришлось «перенести немалые разочарования в людях, заявивших громкими фразами о своём знании дела»¹⁰.

После полного фиаско американской буровой бригады Ардалион Новосильцев решил сделать ставку на отечественных специалистов. В качестве руководителя буровых работ он выбрал механика Владимира Петерса, опытного бурильщика артезианских колодцев. Его помощником стал Карл Сикорский, имевший квалификацию опытного слесаря. По рекомендации чиновника особых поручений Горной части на Кавказе, горного инженера Фридриха Кокшуля (1830–1886) было принято решение о сосредоточении разведки на нефть в районе притоков Кубани – рек Кудак и Псиф. В августе 1865 г. на левом берегу реки Кудак начались работы с использованием механического ударного бурения с приводом от парового локомотива и с креплением стенок скважин металлическими обсадными трубами.

Об этом свидетельствует «Репорт Горному департаменту» от 17 декабря 1865 г. инженер-капитана Корпуса горных инженеров Константина Васильевича Гилёва (1835–1882). Он сообщил о своём посещении нефтяного промысла в районе реки Кудак: «В августе месяце настоящего года я получил назначение... отправиться для осмотра вновь покорённого края на южном склоне западного Кавказа, между реками Бзыбью и Туапсе. Перед выездом из Екатеринодара на южный склон до меня дошли слухи, что работы г. Новосильцева на нефтяных источниках р. Кудак в Кубанской области привели к необыкновенно счастливому результату... Принимая во внимание, что вопрос о нефти далеко ещё не решён... я считал своим долгом уделить часть времени на осмотр работ»¹¹.

21 сентября 1865 г. он прибыл на промысел и привёл его описание: «Около прежних ям пробито пять буровых скважин... расстояние между скважинами

³ Государственный архив Краснодарского края. Ф. 252. Оп. 2. Д. 2808. Л. 93.

⁴ Государственный архив Краснодарского края. Ф. 252. Оп. 2. Д. 688. Л. 1.

⁵ Государственный архив Краснодарского края. Ф. 350. Оп. 2. Д. 264. Л. 58.

⁶ Государственный архив Краснодарского края. Ф. 252. Оп. 2088. Д. 688. Л. 363.

⁷ Гельмерсен Г. О месторождениях нефти и разработке их в окрестностях Керчи и Тамани // Горный журнал. 1864. Ч. 10. С. 57–58.

⁸ Там же.

⁹ Гофман Г. Новый русский Крёз // Биржевые ведомости. 1867. № 28.

¹⁰ Нефтяной промысел на Юге // Одесский вестник. 1868. № 151.

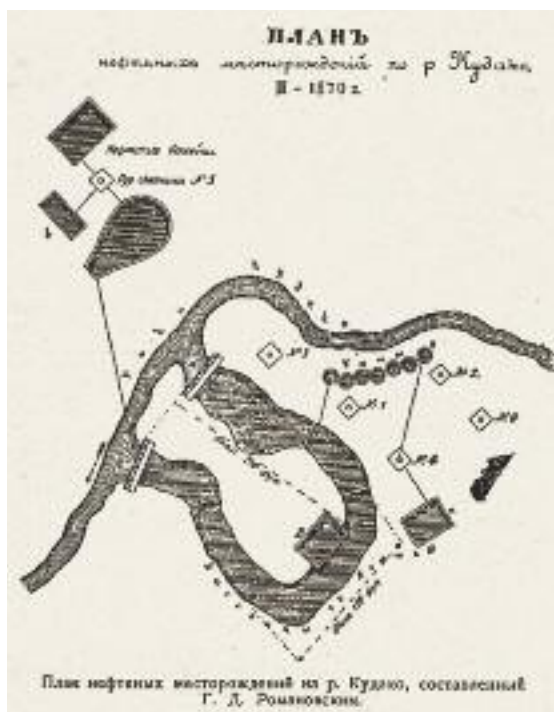
¹¹ Гилёв К. О разведках нефти на Кавказе и о прочем: репорт Горному департаменту горного инженера Гилёва // Горный журнал. 1866. № 2. С. 282.

до трёх сажень. 21 сентября глубина скважин по порядку была следующая: 70 ф., 70 ф., 56 1/2 ф., 67 ф. и 50 футов. Источники эти разрабатываются г. Новосильцевым с начала августа месяца, до этого работа шла в других местах»¹².

Далее он отметил: «Средние скважины (56 1/2 ф. и 67 ф.) наделали шуму. Первые дни собирали по три бочки в сутки с каждой скважины: всего за 14 дней с обеих скважин собрали 40 бочек. Во время моего осмотра получалось по одной бочке в сутки с двух скважин»¹³. Таким образом, по мнению горного инженера Константина Гилёва, было ещё преждевременно говорить о каких-либо значимых достижениях на нефтяном промысле гвардии полковника Новосильцева.

Коренным образом всё изменилось с завершением проходки самой глубокой скважины № 1. Уже при достижении глубины 40 футов здесь появились притоки нефти, после чего буровые работы были продолжены с ещё большей интенсивностью. И наконец, 15 февраля (3 февраля по старому стилю) 1866 г. из скважины № 1 с глубины 123,5 ф. (37,6 м) ударил первый в России нефтяной фонтан. Вот как об этом свидетельствуют строки «Донесения командиру Адагумского полка» от 5 февраля 1866 г., хранящегося в Краснодарском краевом государственном архиве: «В дополнение донесения моего от 18 ноября за № 14 на отзыв ваш от 5 ноября за № 6246 сим уведомляю, что в последнюю поездку мою на урочище Кудак после неимоверных усилий 3-го сего февраля пробит был камень, и с необыкновенным шумом открылась сильная струя чистой нефти, дающая без помощи локобиля и пособий рабочих посредством одних только труб от 1500 до 2000 вёдер в каждые 24 часа, довожу об этом до сведения вашего для донесения кому следует. Владимир Петерс»¹⁴.

Нефтяной фонтан из скважины № 1 не прекращался в течение 24 суток, затем приток значительно ослабел. Но 26 (14) апреля 1866 г. при достижении глубины 242 ф. (73,8 м) был получен ещё более мощный фонтан, который бил в течение 28 суток. Кудакинская нефть имела несколько необычный зеленоватый цвет и резкий серный запах. По подсчётам горного инженера Фридриха Кошкуля, эта первая фонтанирующая скважина промысла на р. Кудак только за 139 суток эксплуа-



План нефтяного промысла гвардии полковника А. Н. Новосильцева в долине реки Кудак на Кубани (1870 г.)



Художественная реконструкция вида нефтяного промысла гвардии полковника А. Н. Новосильцева в долине реки Кудак, созданная по плану горного инженера Г. Д. Романовского

тации дала колоссальный для того времени объём нефти – 347 тыс. 719 вёдер¹⁵.

Документальные свидетельства прошлого убедительно показывают чрезвычайно большое значение первого нефтяного фонтана – как для отрасли, так и для всего российского общества. Надо отметить, что и император Александр II не упускал из виду развитие событий на Кубани. Так, в дневнике министра внутренних дел Петра Александровича Валуева

(1814–1890) есть запись, что в ходе доклада 31 марта 1867 г. монарх поручил ему «позаботиться о предпрятии полковника Новосильцева насчёт таманских и кавказских нефтяных промыслов»¹⁶.

Сообщения о небывалом событии в долине р. Кудак появились во многих периодических изданиях: «Кубанские войсковые ведомости», «Биржевые ведомости», «Кавказ», «Полицейский листок Керчь-Еникальского градоначальства», «Русский инвалид», «Горный журнал». В газете «Одесский вестник» была напечатана заметка под названием «О замечательном событии в урочище Кудак и Кубанской области», в которой подчёркнуто, что работами руководил механик Владимир Петерс, который «приступил к бурению колодцев для получения нефти, несмотря на убеждения американских специалистов в бесполезности труда, и старательно продолжал свои работы, верный убеждению»¹⁷.

А вот как образно появление Кудакинского фонтана описано в «Кронштадтском вестнике»: «Как будто сотни 48-фунтовых пушек выпалили в горном ущелье; три сильных подземных удара, затем торжественная тишина, и из трубы показалась светлая, чистая струя горного масла, и поднялась на 20 футов над лесами, и, вероятно, долго будет течь в награду за энергичное постоянство полковника и на благо русской промышленности»¹⁸.

Не менее красочно нефтяной промысел описал и литератор Фёдор Ланда в статье «Нефть на берегу реки Кудак»: «Почерневшая от нефти высокая вышка над источником, рабочие люди в замасленных чёрных рубашках и с испитыми от лихорадки лицами, резкий запах по всей долине, изгибы речки, наполненной горючей, чёрной, густой жидкостью, дающей ей вид одной из рек древнего Тартара, величественный фонтан, брызжащий раскиди-

¹² Там же.

¹³ Там же. С. 283.

¹⁴ Государственный архив Краснодарского края. Ф. 350. Оп. 1. Д. 264. Л. 30.

¹⁵ Кошкуль Ф. Г. Извлечение из отчёта инженер-капитана Кошкуля за 1866 г. // Записки Кавказского отдела Императорского Русского географического общества. 1867. Т. VI. Озд. 3. С. 20.

¹⁶ Валуев П. А. Дневник П. А. Валуева, министра внутренних дел. М. 1961. Т. 2. С. 197.

¹⁷ Одесский вестник. 1866. № 40.

¹⁸ Кронштадтский вестник. 1867. № 22.

стым кверху гигантским чёрным снопом – всё это как-то странно вяжется с блеском золота, в которое человек превращает мрачную жидкость, извлекаемую им из таинственных недр земли»¹⁹.

Известие о первом нефтяном фонтане в России привлекло внимание различных кругов общества к нефтяному делу. Газета «Кавказ», побуждая промышленников к внедрению машинного бурения вместо открытых вручную колодезь, писала: «Стоит только приняться за бурение серьёзно на Апшеронском полуострове, для того чтобы результаты появились бы вскоре, и капитальные»²⁰. По примеру гвардии полковника Новосильцева известный сибирский промышленник Михаил Сидоров (1823–1887) в августе 1868 г. приступил к бурению первой нефтяной скважины на Русском Севере, на берегу реки Ухты в Печорском крае²¹. В тот же период и в Урало-Волжском регионе также начались первые разведочные работы на нефть с применением машинного бурения. Бугульминский помещик Николай Малокиенко и муромский купец Фёдор Смолянинов стали пионерами бурения на нефть в Поволжье.

ОТМЕТИМ 150-ЛЕТИЕ НЕФТЯНОЙ ОТРАСЛИ!

В славной истории отечественной нефтяной промышленности есть ключевые этапы и судьбоносные события, которыми мы гордимся и на познании которых основано патриотическое воспитание молодого поколения российских нефтяников. Архивные материалы позволяют сделать вывод, что есть все основания считать исходным событием, давшим отсчёт истории отечественной российской нефтяной промышленности, получение 15 февраля 1866 г. первого в истории России нефтяного фонтана. Ведь именно тогда становится более понятной внутренняя логика развития отечественной нефтяной промышленности, а также исходные посылки, механизмы и конкретный ход её технической и технологической трансформации.

Нефтяной фонтан 1866 г. на Кубани по праву занимает своё достойное место на скрижалях летописи нашей отрасли, став убедительным свидетельством ка-



Памятный знак на месте скважины, давшей 15 февраля 1866 г. первый нефтяной фонтан в России (с. Киевское, Крымский район, Краснодарский край)

чественного прорыва в технологии разведки и добычи нефти, близкого завершения многолетнего периода примитивной колодезной нефтедобычи. Это глубоко символическое событие дало мощный импульс к дальнейшему развитию нефтяного предпринимательства, ставшего двигателем коренных преобразований в отрасли уже на её новом, индустриальном этапе.

В последней трети XX века весомые успехи российской нефтяной промышленности стали результатом самоотверженного труда лучших представителей отечественного предпринимательства, а также инженеров, техников, рабочих и учёных, сумевших эффективно реализовать свой громадный творческий потенциал. Как следствие этого, преодолев многолетнее отставание от США, в конце XIX века Россия стала мировым лидером по объёмам добычи нефти. Представляется, что историко-теоретическое осмысление всего периода развития отечественной нефтяной промышленности, определение её роли в индустриальной модернизации страны могут послужить в качестве ценного опыта для нынешнего поколения российских нефтяников.

До 15 февраля 2016 г. осталось пять месяцев, совсем немного времени. И несо-

мненно, что 150-летие нефтяной промышленности России должно быть отмечено достойно всем российским нефтяным сообществом. Это яркое, реальное и конкретное по дате событие создаёт своеобразную вертикальную временную линию связи, обеспечивая единство поколений, формируя историческое сознание современных представителей нефтяного комплекса России. Не отпраздновать эту дату было бы чёрной неблагодарностью по отношению ко многим поколениям россиян, которые своим самоотверженным подвижническим трудом создавали и развивали отечественную нефтяную промышленность как ключевую отрасль национальной экономики. Важно то, что этот большой праздник, восстанавливающий историческую справедливость, способен объединить сразу все предприятия и организации отечественной нефтяной промышленности и,

безусловно, может стать действительно крупным событием как для отрасли, так и для всей страны. Празднование этого юбилея будет для наших нефтяников лейтмотивом всего 2016 года и, несомненно, не только придаст мощный импульс дальнейшему углубленному изучению исторического пути отрасли, но и будет способствовать лучшему пониманию и усвоению уроков прошлого для выработки эффективных решений в ответ на серьёзные вызовы XXI века.

Редакция журнала «Нефть России» полностью разделяет позицию автора и обращается к Министерству энергетики РФ, Общероссийскому профсоюзу работников нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства, Союзу нефтегазопромышленников России, Научно-техническому обществу нефтяников и газовиков имени академика И. М. Губкина, ведущим российским нефтяным компаниям, отраслевым средствам массовой информации с призывом принять активное участие и оказать содействие в организации и подготовке празднования на достойном уровне в феврале 2016 г. 150-летия нефтяной промышленности России. ■

¹⁹ Ланда Ф. Ещё раз о нефтяных источниках Закубанского края: нефть на берегу Кудак // Медицинский сборник. 1867. № 4. Вып. 2.

²⁰ Нефтяное дело в Америке и на Кавказе // Кавказ. 1868. № 19.

²¹ Архив Российской академии наук. Ф. 270. Оп. 1. Ед. хр. 1025. Ежедневный журнал на разработку и углубление нефтяного колодца на реке Ухте М. К. Сидоровым летом 1868 года.

Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков
 в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



14 октября 2015 **НЕФТЕГАЗСЕРВИС**
Нефтегазовый сервис в России

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



8 декабря 2015 **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ**
Подряды на нефтегазовом шельфе

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



17 марта 2016 **НЕФТЕГАЗСНАБ**
Снабжение в нефтегазовом комплексе

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



24 мая 2016 **НЕФТЕГАЗСТРОЙ**
Строительство в нефтегазовом комплексе

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



Сентябрь 2016 **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА**
Модернизация переработки нефти и газа

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

VIII МЕЖДУНАРОДНАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ ПАО «ЛУКОЙЛ»

«ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН»

26 - 30 октября 2015 г.

Организатор конференции:
 Департамент по строительству
 скважин ПАО «ЛУКОЙЛ»

Технический оператор:
 ООО «НЕГУС ЭКСПО
 Интернэшнл»