



15-я международная выставка

НЕФТЕГАЗ

26—29 мая 2014

Оборудование и технологии
для нефтегазового комплекса

Организаторы:

ЗАО «Экспоцентр» (Россия),
фирма «Мессе Дюссельдорф ГмбХ» (Германия)



Самая крупная выставка России 2011–2012 гг. по тематике «Нефть и газ»
в номинациях: «Выставочная площадь», «Международное признание»,
«Охват рынка». Рейтинг составлен ТПП РФ и РСВЯ. Все выставки – участники
рейтинга прошли независимый аудит статистических показателей
в соответствии с международными правилами

www.neftegaz-expo.ru



ДО ВСТРЕЧИ В МАЕ В «ЭКСПОЦЕНТРЕ»!

5-й МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ
ЭНЕРКОН

ОТ СОВРЕМЕННЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ К СТАБИЛЬНОМУ
ОТРАСЛЕВОМУ РАЗВИТИЮ

26–28 мая

www.enercon-ng.ru

Нефть

Декабрь 2013

россии

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

www.neftrossii.ru

Дмитрий Кобылкин:
Освоение Арктики
по стандартам Ямала

На шельфе по-прежнему
«проектный штиль»

Украинский
газовый тупик-2013

Идеальный «коктейль»
от Emerson

Баженовская свита
покоряется
«РИТЭКу»

НЕФТЬ РОССИИ 2013

Россия на пороге новой энергетической парадигмы

Реклама

Как Феникс из нефти

В год 20-летия журнал «Нефть России» возвращается к своим читателям

Валерий АНДРИАНОВ

Легендарная птица Феникс обладает, как известно, очень полезным свойством – сгорев дотла, возрождаться к новой жизни. Эту удивительную метаморфозу претерпела и «Нефть России». За годы своего существования наш журнал приобрёл многочисленную читательскую аудиторию и вошёл в число ведущих отечественных изданий по нефтегазовой тематике. Однако смена учредителя, произошедшая на рубеже 2012-го и 2013 года, привела к тому, что выход «Нефти России» был временно приостановлен.

Теперь вы держите в руках первый номер издания, возрождённого, подобно птице Феникс. Но нет, не из пепла. Что же стало той чудодейственной силой, которая воскресила издание? Прежде всего – вы, дорогие читатели.

Мы, сотрудники редакции, были приятно удивлены тем, как, оказывается, много друзей у нашего журнала. Постоянные звонки и письма с вопросом о том, когда же «Нефть России» снова начнёт выходить в свет, с пожеланиями успеха и предложениями посильной помощи стали той движущей силой, которая заставила нас как можно интенсивнее работать над созданием обновлённой «Нефти России». Большое вам спасибо за это, дорогие друзья!

Начиная со следующего года выход журнала станет вновь регулярным. И для нас это весьма знаменательно, ибо 2014 год, судя по всему, окажется особенно важным для отечественного нефтегазового комплекса и для России в целом. В феврале в Сочи пройдёт Олимпиада, к которой страна столько готовилась и которая является не только важнейшим спортивным мероприятием, но и символом политического и экономического возрождения России.

А в июне в Москве состоится «нефтяная Олимпиада», то есть важнейший международный «смотр достижений» отрасли, – XXI Мировой нефтяной конгресс, организуемый раз в два года. За всю свою 80-летнюю историю он, как и спортивная Олимпиада, будет проводиться на территории нашей страны лишь во второй раз. И этот форум также послужит демонстрацией того, что роль России в мировой энергетике, несмотря на всяческие революции в сфере ТЭК, остаётся одной из важнейших.

Да, в российском нефтегазовом комплексе накопилось немало негативных тенденций – истощённость традици-

онных регионов нефтегазодобычи, слабый уровень освоённости новых перспективных нефтеносных районов, отставание в сфере переработки и нефтехимии, наличие достаточно неуклюжей налоговой системы. Однако наша страна прилагает огромные усилия к тому, чтобы не провалиться в глубокий кризис и не позволить отечественному НГК сгореть, подобно Фениксу, в острой конкурентной борьбе на мировом рынке. Минувя стадию «пепла», российский ТЭК должен сразу выйти на принципиально новый этап развития, что позволит закрепить за РФ статус энергетической державы. И вместе с тем, необходимо превратить НГК в движущую силу для подъёма новых, инновационных отраслей экономики. И мы, редакция «Нефти России», надеемся, что журнал внесёт свой посильный вклад в этот процесс.

На протяжении многих лет наше издание являлось авторитетной площадкой для обсуждения наиболее острых проблем нефтегазовой отрасли, для обмена мнениями между ведущими экспертами и для выдвижения новых, порой весьма смелых идей относительно дальнейших путей развития отечественной энергетике. Мы планируем и в дальнейшем предоставлять страницы издания для открытой дискуссии с участием всех заинтересованных сторон – учёных, представителей органов государственной власти, руководителей и специалистов компаний ТЭК и смежных отраслей. И надеемся, что такая открытая «общественная экспертиза» отечественной энергетической политики поможет найти наиболее эффективные механизмы преодоления упоминавшихся выше трудностей в сфере НГК.

В следующем году «Нефть России» отметит свой 20-летний юбилей. За два десятка лет она прошла длинный путь – от скромного корпоративного журнала одной из нефтяных компаний до ведущего отраслевого аналитического издания. Но главное, что это развитие всегда шло в ногу с тенденциями в отечественном нефтегазовом комплексе. Мы не только освещали основные события в отрасли, но и вместе с нашими уважаемыми авторами стремились предвосхитить основные виражи мировой и российской энергетике, проанализировать имеющийся опыт и предостеречь от возможных ошибок...

Таким образом, если журнал «Нефть России» возродился, то отнюдь не из пепла, а именно из нефти. Из той субстанции, которая – хорошо это или плохо – является основой российской экономики и политики. А точнее говоря – из желания способствовать превращению этой самой нефти в реальную движущую силу развития нашей страны, а не в «сырьевое проклятье». И уверенность в успехе нам придаёт преданная читательская аудитория, которую мы обещаем постоянно радовать интересными и содержательными материалами. ■

СОВМЕСТНОЕ ИЗДАНИЕ



Журнал «Нефть России»

Свидетельство о регистрации СМИ
ПИН®ФС77-52775, выдано 08.02.2013Федеральной службой по надзору
в сфере связи, информационных технологий
и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель

Валерий АНДРИАНОВ

Издатель

Андрей СОЛДАТОВ

asoldatov@neftrossii.ru

Адрес редакции: 127277 г. Москва,
Берёзовая аллея, офис 381

и

OIL OF RUSSIA

Журнал Oil of Russia

Свидетельство о регистрации СМИ
ПИН®ФС77-52701, выдано 08.02.2013Федеральной службой по надзору
в сфере связи, информационных технологий
и массовых коммуникаций (Роскомнадзор)

Учредитель

Дмитрий ГУРТОВОЙ

e-mail: editor@neftrossii.ru

Адрес редакции: 141078, Московская область,
г. Королёв, пр. Королёва, д. 1-Б, офис 5

Главный редактор

Валерий АНДРИАНОВ

andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора

Александр ЧЕРЕПАНОВ

Над выпуском работали:

Владимир АГРАМОВСКИЙ

Константин БАСКАЕВ

Дмитрий ГУРТОВОЙ

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 25.11.2013

Цена свободная

Статьи, публикуемые на правах рекламы,
обозначены ■Редакция не несёт ответственности
за достоверность информации, содержащейся
в рекламных объявлениях и других рекламных
материалахПри перепечатке ссылка
на журнал «Нефть России» обязательна
© «Нефть России»

Обложка – В. Лонгтон

**NOTA BENE**

В. АНДРИАНОВ

Как Феникс из нефтиВ год 20-летия журнал «Нефть России» возвращается
к своим читателям

1

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

М. СУББОТИН,

старший научный сотрудник ИМЭМО РАН

**На пороге новой энергетической
парадигмы...**России необходимо пересмотреть роль частного
бизнеса, в том числе иностранного, в развитии НГК

4

А. АННЕНКОВА, независимый аналитик

**НДД – значит «Надо Думать
Дальше»**Что может дать российскому ТЭК реформа
налогообложения нефтедобычи

10

РЕГИОНД. КОБЫЛКИН, губернатор Ямало-Ненецкого
автономного округа**Освоение Арктики:
стандарты Ямала**Реализация масштабных промышленных и инфраструк-
турных проектов в ЯНАО изменит экономическую карти-
ну не только Севера России, но и всей страны

14

Газовый резерв РоссииОбеспечение баланса между наращиванием добычи уг-
леводородов на Ямале и защитой окружающей среды –
вполне решаемая задача. Интервью с первым замести-
телем директора департамента природно-ресурсного
регулирования, лесных отношений и развития нефтега-
зового комплекса ЯНАО Александром БРУЕМ

16

ДЕЛА КОМПАНИЙ**Ресурсные альтернативы
становятся реальностью**ОАО «РИТЭК» разрабатывает инновационные методы
освоения нетрадиционных залежей углеводородов,
в первую очередь – баженовской свиты

20

В. АНДРИАНОВ

**Идеальный «коктейль»
от Emerson**Лидер рынка автоматизированных систем измерений,
управления и диагностики открывает новые перспективы
развития отрасли

24

**ПЕРЕРАБОТКА****Ответ на глобальный вызов –
модернизация**На фоне ужесточения конкурентной борьбы на мировом
рынке российские нефтепереработчики должны или
обновлять свои мощности, или уходить из бизнеса

30



Д. ЗАВЬЯЛОВ

Российские рекорды на импортных технологиях

Модернизация отечественных НПЗ набрала ударные темпы, но она базируется на разработках зарубежных компаний и закупленном за рубежом оборудовании **34**

СЕРВИС

Б. ЛЕСНОЙ

Неисповедимые пути отечественного нефтесервиса

Для развития производства буровых установок нужно принять государственную программу выдачи утилизационных премий **36**

ГАЗОВЫЙ РЫНОК

М. БЕЛОВА, кандидат экономических наук, старший аналитик направления «Мировая энергетика» Энергетического центра Московской школы управления «СКОЛКОВО»

Место России – за праздничным столом

В следующем году СПГ-индустрия отметит свой полувековой юбилей **38**



В. ЛИШИЦ, доктор географических наук;
Е. ФЁДОРОВА, кандидат экономических наук

От Белого тигра до Белого зайца

Перспективы развития газовой промышленности
Вьетнама – многообещающие, но смутные **44**

ШЕЛЬФ

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

На шельфе по-прежнему штиль...

...и буря в сфере нефтедобычи грянет ещё не скоро **48**



БЛИЖНЕЕ ЗАРУБЕЖЬЕ

А. ГРОМОВ, кандидат географических наук, директор по энергетическому направлению Института энергетики и финансов

Украинский газовый тупик-2013

Если нас ожидает холодная зима, то в январе-феврале высока вероятность перебоев с транзитом российского «голубого топлива» в Европу **64**



ЭКОЛОГИЯ

В. ТЕТЕЛЬМИН, доктор технических наук, профессор МНЭПУ, главный научный сотрудник ВНИИГ, академик РАЕН, заместитель председателя Всероссийского общества охраны природы (ВООП)

Сланцевые углеводороды: опасность выше прибыли?

Освоение альтернативных источников нефти и газа связано с ещё большими экологическими рисками, чем эксплуатация традиционных ресурсов **54**

СОТРУДНИЧЕСТВО

В. ИГОРЕВ

Барометр и катализатор для нефтяной отрасли

Эту роль уже 80 лет играют мировые нефтяные конгрессы, следующий из которых пройдёт в 2014 г. в Москве **61**

ФОНДОВЫЙ РЫНОК

В. КОНОВАЛОВ, заместитель директора «Интерфакс-ЦЭА»

Бегство с корабля «Emerging markets»

Рынок акций РФ в текущем году попал под влияние общемировой тенденции **70**

БЫЛОЕ

А. МАТВЕЙЧУК, кандидат исторических наук, действительный член РАЕН

Императив нефтеперегонного куба

К 190-летию возникновения переработки нефти в России **75**

На пороге новой энергетической парадигмы...

России необходимо пересмотреть роль частного бизнеса, в том числе иностранного, в развитии НГК



Михаил СУББОТИН,
старший научный сотрудник ИМЭМО РАН

Российские власти, воспользовавшись благоприятной мировой нефтегазовой конъюнктурой, на десять лет отошли от догматов рынка, да так и застряли на распутье: вроде быть первыми на рынке хочется, но конкуренции на нём они не приемлют. Примерно со времени кризиса 2008 г. стало заметно, что в нефтегазовом секторе наступает «рынок покупателя»: продавец уже не может диктовать условия, объясняя, что нефть и газ – это стратегический товар, уже не доминируют долгосрочные сделки. На этом фоне привязка к трубе становится слабостью продавца: отказался покупатель, и продавать стало некому.

Прогнозы и опасности

В последнее время, как ком, стали нарастать антимонопольные и экологические претензии к поставщикам: пока существовал энергетический голод, который не тётка, потребителям было не до того, чтобы педалировать эти принци-

пиально важные вопросы. Так что нет злой воли в претензиях европейцев к «Газпрому» – просто ситуация на рынке кардинально меняется. Это тоже не навсегда, и вряд ли этот период продлится больше тех же 20 лет, но их ведь надо пережить!

Данная взаимозависимость ставит вопрос о мобильности, конкурентоспособности поставщиков энергетического сырья. Шанс есть у всех – нужно только уметь за него бороться. Инструменты известны: формирование благоприятного инвестиционного климата, создание международных пулов компаний, обеспечивающих эффективность разработки и новые рынки сбыта, заключение международных договоров, продвигающих инвестиции, и т. п.

В недавно опубликованном докладе Аналитического центра при правительстве России «О текущей ситуации и долгосрочных перспективах на мировых рынках нефти и газа» утверждается, что риски сокращения мирового спроса на нефть связаны со следующими факторами:

- резким замедлением темпов экономического роста, прежде всего в развивающейся Азии;
- активным продвижением природоохранных мер и экологических стандартов;



- стимулированием энергосбережения;
- переходом на альтернативные виды топлива и технологии.

Так, в случае проведения активной «зелёной» политики, предполагающей достижение нового глобального соглашения по защите климата, мировой спрос на нефть к 2035 г. может снизиться до 3700 млн т (примерно на 10% относительно уровня 2010 г.). При реализации сценария энергосбережения потребление нефти к 2020 г. достигнет пика в 4530 млн т, а затем снизится до 4330 млн т. Это произойдёт благодаря широкомасштабному внедрению мер энергосбережения в транспортном секторе и отказу от субсидирования потребления нефти, особенно в странах Ближнего Востока и Африки.

«Прогноз развития энергетики мира и России до 2040 г.», выпущенный в апреле 2013 г. ИНЭИ РАН и Аналитическим центром при правительстве России, рассматривает несколько сценариев широкого распространения альтернативных видов топлива и технологий в транспортном секторе. Речь идёт о синтетическом топливе, биотопливе и электромобилях. Ожидает-

ся, что «электротранспортный прорыв» приведёт к экономии нефтяного топлива в объёме примерно 600 млн т в год.

Существуют также риски, которые могут привести к отклонению ситуации от базовых трендов:

- форсированный «экспорт» сланцевой революции за пределы США;
- провал сланцевой революции в США;
- обострение ситуации на Ближнем Востоке.

В рамках сценария «сланцевый прорыв» рассматривается возможность широкомасштабной экспансии сланцевой нефти (разработка месторождений в Китае, Иордании, Израиле, Монголии и т. д.) в результате технологических усовершенствований и снятия экологических ограничений. Предложение в мире расширится, реальные цены снизятся (по сравнению с базовым сценарием), но ненамного – до 100 долларов за баррель. В этом случае изменится расстановка сил на мировом нефтяном рынке и наиболее уязвимыми окажутся позиции стран СНГ: снизится конкурентоспособность их внутренних проектов, и сузится экспортная ниша в АТР. Добыча и экспорт российской нефти в этом сценарии могут уже к 2020 г. сократиться на 50 млн т.

В альтернативном сценарии «сланцевый провал» заявленные объёмы ресурсной базы не подтверждаются, а экологическое регулирование усиливается. Добыча сланцевой нефти в США к 2025 г. практически прекращается, а в других странах она не получает развития. Цены растут до 135 долларов за баррель. Это позволит России удерживать лидирующие позиции на рынке нефти: станет рентабельной разработка месторождений Восточной Сибири и шельфа. В этом случае добыча к концу периода достигает 535 млн т. Расширяются экспортные возможности РФ: конкуренция в АТР со стороны США снизится, при этом вырастут загрузки европейских НПЗ и их потребности в нефти.

Наконец, можно принять во внимание сценарий обострения конфликта на Ближнем Востоке. В данной ситуации добыча нефти в регионе сократится на 10%, а потребление на 5%, что поддержит высокие мировые цены на «чёрное золото».

Основная неопределённость в отношении долгосрочных цен на природный газ также связана с ходом «сланцевой революции». Успех сланцевого газа за пределами Североамериканского континента, где он уже очевиден, будет означать движение в сторону нижних ценовых границ. Аналогичный эффект будет оказы-

вать активное продвижение климатической политики.

Помимо упомянутой сланцевой революции, необходимо отметить и такие важные тенденции, как «ренессанс» угля, энергетические прорывы Австралии и Бразилии, нефтегазовый бум сначала в Западной, а теперь ещё и в Восточной Африке. Иными словами, мир меняется, но остаётся неизменным энергетический цикл: низкие цены стимулируют рост производства, а он провоцирует повышение цен на энергетическое сырьё и поиски новых его источников по всему свету. То есть мы движемся от энергетического расточительства к энергосбережению и обратно, пусть и на ином уровне!

ДЕЛО НЕ ТОЛЬКО В СЛАНЦЕ

В последние годы стремительно формируется новая нефтегазовая провинция в Африке. Причём она уже охватывает не только Северную Африку, но и практически весь континент. В 1990-е годы открытия в Гвинейском заливе выявили западноафриканский потенциал, а после того, как в 2006 г. итальянская Eni и вслед за ней американская Anadarko получили лицензии на шельфе Мозамбика, наступила очередь Восточной Африки.

Сейчас нефтегазовая лихорадка царит от Кении до Мозамбика: разведка приносит одно перспективное открытие за другим, крупные компании приходят на смену юниорам и т. п. В отличие от Западной Африки, где преобладает нефть, здесь доминирует газ. В перспективе из восточноафриканского газа будут производить СПГ для азиатского рынка, его первые поставки ожидаются в 2018–2020 гг. Газ Мозамбика и Танзании может создать конкуренцию другим новым проектам в сфере СПГ, прежде всего в Австралии. Ну и «Газпрому», если тот найдёт необходимые инвестиционные ресурсы для прорыва на рынок АТР.

Стимулом к инвестициям в африканские проекты стали современные формы контрактных отношений, которые не ущемляют интересов многочисленных иностранных компаний (ExxonMobil, Shell, Statoil, Eni, Petrobras, Petronas и др.).

В опубликованном в 2012 г. отчёте Геологической службы США технически извлекаемые ресурсы на восточноафриканском побережье от Кении до Мозамбика, а также на шельфе Мадагаскара и Сейшельских островов оценены в 441 трлн ф^3 (12,5 трлн м^3). На зону Мозамбика, Танзании и Кении приходится более половины всего объёма – 250 трлн ф^3 . Понятно, что речь

идёт только о ресурсах, но их сопоставление с доказанными запасами крупных газоксепортирующих государств впечатляет. Так, Мозамбик находится «в одном ранге» с такими крупными экспортёрами СПГ, как Индонезия, Малайзия и Австралия, и опережает Норвегию, Ливию и Алжир, поставляющих газ в Европу. Ресурсы Танзании втрое меньше, чем Мозамбика, но они сопоставимы с запасами газа Азербайджана, и их заметно больше, чем у Омана.

Ещё несколько лет назад Соединенные Штаты импортировали «голубое топливо», но начало активной добычи сланцевого газа позволило резко изменить ситуацию. Эксперты подсчитали: внутренние спотовые цены в США составляют примерно 118 долларов за 1 тыс. м³, что, по крайней мере, в 2,5 раза ниже цен на спотовый газ в Европе и в 4,5 раза – на СПГ в Японии. Столь значительная разница способствовала быстрому появлению проектов по экспорту СПГ, прежде всего в Азию. А в начале мая 2013 г. президент Барак Обама заявил: к 2020 г. США и вовсе станут чистым экспортёром газа.

Если гипотетически представить себе, что все заявки на экспорт газа из США будут одобрены, на мировой рынок может обрушиться более 200 млрд м³ «голубого топлива» («Газпром» поставляет в Европу около 150 млрд м³ в год). Пока право экспорта получила только одна компания – Cheniere Energy (как и «Газпром» в России), которая планирует начать поставки к концу 2015 г.

Тем не менее значительное увеличение экспорта СПГ из США (а также из Канады) скоро станет ещё одной, а может быть, главной головной болью для «Газпрома». В свою очередь, стоимость газа для российской промышленности с 2016 г. будет определяться не только по экспортной цене отечественного монополиста, но и по котировкам на рынках Европы и США (в том числе с учётом дешёвого американского сланцевого газа). Такая мера содержится в Прогнозе социально-экономического развития России на 2014 год и плановый период 2015–2016 гг., подготовленном Минэкономразвития.

Болячки отечественного недропользования

Сырьевая база российской нефтегазовой отрасли переживает сложные времена. Формально новые запасы перекрывают уровень текущей добычи, но замена далеко не равноценная. Отбирая лучшие ресурсы, недропользователи в последние полтора десятка лет компенсируют их в ос-

новном открытием небольших и сложных в разработке месторождений в труднодоступных местностях, доразведкой уже известных объектов и простым пересчётом запасов. Простое воспроизводство ведёт к «проеданию» советского «задела» и утрате страной своих позиций на мировом энергетическом рынке.

Согласно мрачным прогнозам Совбеза РФ, запасы нефти в России к 2030 г. могут быть выработаны на 90%, а добыча снизится до 120 млн т в год. В самом деле, стремительно нарастает диспропорция между темпами извлечения и прироста углеводородного сырья. По оценкам президента Российского геологического общества Виктора Орлова, доля РФ в мировых запасах газа за 15 лет снизилась с 34% до 25%. Правда, большие надежды возлагаются на шельф. По крайней мере, разговоров на эту тему ведётся много, обсуждаются даже шокирующие военно-политические аспекты данной проблемы.

Однако нужны конкретные действия государства и компаний, финансовые затраты, создание соответствующей техники и технологий и т. п. Без этого освоение арктического шельфа грозит затянуться на радость экологам. А то получится вполне по Светлову, который однажды заметил: *«Когда-нибудь на моём доме прибудут табличку: "Здесь жил и не работал поэт Светлов"»*.

На начало 2012 г., в соответствии с Государственным балансом полезных ископаемых, в России учтено почти 3 тыс. нефтяных месторождений, но свыше 92% разведанных и предварительно оценённых запасов «чёрного золота» находятся в распределённом фонде. При этом, согласно «Генеральной схеме развития нефтяной отрасли на период до 2020 г.», две трети разведанных запасов относятся к трудноизвлекаемым, то есть лишь треть более или менее поддаётся рентабельной разработке. Кто-то ведь сидит на этих двух третях, как собака на сене?

Почти половина неразрабатываемых запасов содержится в мелких и средних месторождениях – их более тысячи. Многие из них удалены от инфраструктуры, дороги и сложные в разработке. Поэтому требуется изменить систему недропользования, заменить устаревшие, отжившие своё институты, сложившиеся в стране в постсоветское время.

Сейчас государство больше полагается на инструменты ручного управления и прямого или косвенного административного давления, принуждая недропользователей активнее заниматься ГРП и скру-



пулёзно выполнять свои лицензионные обязательства, пусть даже и в ущерб их собственным коммерческим интересам. Такое положение дел не может сохраняться долго и обеспечить стратегический прорыв в сфере воспроизводства ГРП.

Иными словами, проблема состоит не в том, что не осталось новых месторождений, а в том, что недостаточно внимания уделяется их поиску. Инвестиционный климат таков, что даже ВИНК не заинтересованы в наращивании запасов. А малый и средний бизнес пока крайне ограничен в своих действиях – и государством, и отраслевыми гигантами.

По сути, именно упомянутая «трудная» половина природных богатств является сегодня предметом дискуссии: дойдут ли до неё руки у ВИНК, допустят ли к её разработке малые компании или иностранцев, придумают ли подходящие инвестиционные условия, вспомнят ли про режим СРП... Именно эта половина запасов – идеальное место для экспериментов – и технологических, и правовых. Государство не рискует проиграть, зато может крупно выиграть.

На освоение шельфа, согласно законодательству, имеют право только государственные компании «Роснефть» и «Газпром», а потому самые привлекательные участки недр уже распределены между



StatOil

ними на бесконкурсной основе. Только с начала нынешнего года они получили по полтора десятка блоков арктического шельфа и тем самым исчерпали возможности дальнейшей раздачи таких объектов. А для того чтобы стимулировать поиск новых месторождений, нужно убрать законодательные рогатки для частных компаний.

Однако вопреки здравому смыслу «частникам» закрыт путь на шельф, что в условиях выдавливания России с мирового энергетического рынка выглядит, по меньшей мере, расточительством. Ведь речь идёт об освоении «тяжёлых» запасов на грани рентабельности (Штокмановский проект тому пример), а вовсе не о сеансе невиданной щедрости. Но госкомпаниям не собираются никому отдавать «свой» шельф – они выиграли очередной этап войны с МПР. Осталось дожидаться, чтобы они сами осознали, что этот «подарок» им не нужен...

В сентябре 2013 г. глава «ЛУКОЙЛа» Вагит Алекперов решил проверить, готовы ли госкомпания осознать новые реалии, и написал очередное письмо в правительство, ратуя за доступ частных компаний к шельфу. «Я надеюсь, что это произойдёт. Когда – не знаю. Может ещё затянуться, а может решиться очень быстро. Пока закон ещё действует, мы его будем выпол-

нять, но будем продолжать бороться. Потому что этот закон снижает привлекательность инвестиций в российскую экономику, не идёт на благо её развития», – говорится в письме.

Таким образом, в российском недропользовании (во всяком случае, в его важнейшей части – нефтегазовом секторе) наступает принципиально новый этап. От распределения наследия советской геологоразведки уже в самое ближайшее время придётся переходить к развитию ГРП собственными силами. Компании будут вынуждены не получать из рук государства «готовые» месторождения, а искать их самостоятельно, в том числе с помощью опытных и мощных иностранных стратегических партнёров.

Новым задачам должна соответствовать другая, современная нормативная база, включающая так называемые лучшие мировые практики. Нужны новые государственные институты (в том числе на деле защищающие права собственности), меры государственного регулирования, обеспечивающие рациональное недропользование, дифференцированный подход к налогообложению и т. п.

Предстоит в более сложных (по сравнению с прошедшим десятилетием) внешнеэкономических условиях восстанавливать утраченные позиции. Так, доля России в

мировых затратах на геологоразведку сегодня не превышает 3–4%, в то время как она обладает 10% запасов нефти и около 25% газа (по ряду других полезных ископаемых цифры ещё больше). С учётом ухудшения структуры запасов ситуация будет только осложняться, поскольку уровень ГРП в стране никак не соответствует масштабу стоящих перед ней задач.

ЧТОБЫ МУЛЬТИПЛИКАТОР НЕ «ЭМИГРИРОВАЛ»

В своё время министр природных ресурсов Юрий Трутнев заявлял, что считает необходимым внести изменения в законодательство, направленные на повышение инвестиционной привлекательности недропользования, в том числе для иностранных компаний. Он констатировал, что законодательство, регулирующее деятельность зарубежных корпораций на территории России (в том числе в сфере ГРП и добычи), принималось в то время, когда были иные экономические условия, и что «есть сомнения, что принятое тогда законодательство учитывает новые экономические реалии».

Российские нефтегазовые компании на протяжении последних лет с неизменным успехом стремились оградить «свои» месторождения от иностранцев. Дело Нобелей и Ротшильдов, усилиями которых Россия заняла передовые позиции на мировом нефтяном рынке, было предано забвению. После скандального вхождения «Газпрома» в проект «Сахалин-2», в канун мирового экономического кризиса 2008 г., был принят закон о стратегических отраслях. Не исключено, что, если бы процесс его принятия затянулся, как десятилетиями раньше, сам кризис заблокировал бы эту вредную для экономики страны затею, как в своё время дефолт 1998 г.

Однако в мае 2008 г. российские власти успели принять закон о расширении списка стратегических отраслей. В обновлённый перечень вошли 42 позиции – чуть ли не половину экономики «защитили» от иностранных инвестиций, в том числе и геологическое изучение недр.

Впоследствии Минприроды подготовило программу освоения континентального шельфа на период до 2030 г. И оказалось, что при действующем режиме недропользования освоить потенциал всего шельфа можно лишь за 150 лет. А всё оттого, что состав инвесторов крайне узкий, так как по Закону «О недрах» работать на шельфе могут компании с госдолей свыше 50%, то есть лишь «Газпром» и «Роснефть». А они прекрасно обеспечены ресурсами на

суше, а потому шельфовые объекты резервируются за ними исключительно для повышения их капитализации. Между тем, выполнение уже взятых лицензионных обязательств требует от них резкого увеличения инвестиций.

Чтобы получить доступ к шельфовым проектам, нужно создавать СП с госкомпаниями – по такому пути пошли иностранные Shell, ExxonMobil и тот же «ЛУКОЙЛ». В то же время В. Алекперов заявляет, что ограничение доступа частных корпораций к шельфу дискредитирует нашу страну. Он предлагает поделить арктические акватории между «Роснефтью» и «Газпромом», а все участки, которые будут им неинтересны, предложить частным предприятиям. *«Я считаю, что такая возможность у нас должна быть»*, – полагает глава «ЛУКОЙЛа».

Позиции госкомпаний сводятся к тому, что шельф должны разрабатывать только они. Ведь высока вероятность, что что-то может пойти не так и у недропользователей с небольшой капитализацией может оказаться недостаточно средств для того, чтобы справиться с возникшими трудностями. У частных предприятий порой не хватает технологической компетенции и финансовой ответственности для работы в суровых климатических условиях, на полном серьёзе уверяют представители госкомпаний. При этом они словно забывают, что Россия – новичок в освоении шельфа, а вот у частных зарубежных корпораций имеется опыт в полсотни лет.

Именно благодаря частным компаниям, таким как ExxonMobil и Shell, Россия получила единственную за последние 20 лет новую нефтегазовую провинцию на Сахалине. А два крупнейших проекта принесли стране и региону больше 50 млрд долларов прямых инвестиций на блюдечке с голубой каёмочкой. Именно в совместных проектах с иностранными корпорациями российские госкомпании приобретали опыт работы на шельфе: «Газпром» владеет контрольным пакетом в «Сахалине-2», а «Роснефть» – 20% в «Сахалине-1».

В любом случае сложные шельфовые проекты почти никогда не реализуются компаниями в одиночку. Пора взрослеть и избавляться от привычки быть «первым парнем на деревне», надо становиться полноправным участником «клуба лидеров отрасли» – не только по объёму запасов, но и по умению их разрабатывать и торговать...

Для разработки «трудных» залежей необходимы передовые технологии и инновационное оборудование. Благодаря это-



му создаются дополнительные рабочие места в металлургической и химической промышленности, машиностроении. Именно такой мультипликативный эффект показали проекты, которые осуществляются в Татарстане, Западной Сибири и на Сахалине. То есть ухудшение сырьевой базы и растущие затраты на освоение «тяжёлых» месторождений означают повышение спроса на высокие технологии, больше заказов подрядчикам нефтегазовых компаний. Поэтому вопрос стимулирования освоения месторождений с трудноизвлекаемыми запасами напрямую связан с модернизацией и диверсификацией отечественной экономики.

Однако для этого необходимо развитие отечественной производственной базы. Если в ближайшее время не будут созданы собственные мощности для выполнения работ на шельфе, львиная доля финансовых средств, выделяемых недропользователям, окажется прибылью зарубежных сервисных компаний. А льготы, предоставляемые Россией для работы на шельфе, станут мультипликатором для промышленности других стран, то есть ещё и мультипликатор «эмигрирует»...

Самоизоляция губит отрасль

Так что планы – это хорошо, но за ними должны последовать конкретные шаги навстречу инвестору. В последнее время «Роснефть» договорилась о сотрудничестве на шельфе с ExxonMobil, а «Газпром» – с Shell. Однако такое партнёрство сдерживается действующей моделью привлечения иностранных инве-

стиций, и она нуждается в срочной модернизации.

Если потенциальные инвесторы (свои и зарубежные) ведут себя не так, как хотелось бы властям, то нужно искать слабости в государственной энергетической политике – экспортной, транспортной, налоговой, правовой и т. д. Когда в Австралии огромное месторождение Gorgon разрабатывают совместно Chevron, ExxonMobil и Shell, ни у кого язык не поворачивается говорить об утрате суверенитета, хотя в проекте нет не только какой-нибудь государственной австралийской корпорации, но и вообще местной компании. Тем не менее и госконтроль хватает, и налоги исправно текут в бюджет...

Если в той или иной стране проводится политика «ползучего национализма», или, как теперь стало принято называть в нефтяных кругах, «политика нефтенационализма», то результат её предсказуем. Искушение воспользоваться ситуацией так понятно... Как только у страны за счёт благоприятной экономической конъюнктуры и усилий частного бизнеса появляются «нефтегазовые шансы», начинается закручивание гаек и проводится национализация.

За примерами далеко ходить не надо. Венесуэла выгоняет из страны западные компании. В Аргентине, где только в 2010 г. было сделано первое открытие сланцевого газа, а жемчужиной стал район Vaca Muerta (запасы – почти 23 млрд баррелей нефтяного эквивалента), развернулся конфликт между президен-

том Кристиной Киршнер и испанской Repsol. Последняя владела 57% акций компании YPF, но та в январе – мае 2012 г. была национализирована.

Западные инвесторы фактически объявили бойкот проектам Казахстана на шельфе Каспия. Их массовый уход свидетельствует не только о заметном охлаждении отношений между казахстанскими властями и Западом, но и о том, что страна потеряла свою инвестиционную привлекательность, в значительной мере в результате ликвидации режима СРП. В 2012 г. французская Total отказалась от участия в проекте Женис, а итальянская Eni – от участка Шагала. В нынешнем году американская ConocoPhillips продала КМГ свою долю в проекте «Н» из-за того, что контракт был переписан вследствие изменений в законодательстве. После отмены СРП не был возобновлён проект Южный Жамбай, несмотря на специальное предложение министра нефти и газа РК Сауата Мынбаева, сделанное испанской Repsol и российскому «ЛУКОЙЛу».

В свою очередь, норвежская Statoil вышла из проекта по разработке участка Абай. Это произошло после десяти лет безуспешных переговоров. Хотя, согласно появившейся в СМИ информации, в секретной части госпрограммы освоения казахстанского сектора Каспийского моря управление всеми шельфовыми проектами должно было быть передано совместной компании «КазМунайГаза» и Statoil, поскольку сама госкомпания не обладает технологиями морской добычи нефти.

Компания Shell – признанный мировой лидер в сфере морских разработок – была готова участвовать чуть ли не в каждом проекте на казахстанском шельфе. Но теперь она отозвала все свои прежние предложения. Её директор по внешним связям в Казахстане Антон Рушаков сообщил: *«На данный момент у компании нет планов на участие в новых проектах на шельфе Каспия»*. Shell правда работает на каспийском шельфовом блоке Жемчужина, но, как предполагают эксперты, только потому, что условия контракта остались прежними.

Страны, которые встали на путь самоизоляции, сделали ставку «на собственные силы» – только потеряли. Ещё до обвала нефтяных цен, в 2007 г., Венесуэла и Мексика, не жаловавшие иностранных недропользователей, показывали падение добычи на 7,6–7,7%. Схожая ситуация сложилась и в Казахстане, где ме-

нявшиеся руководители отрасли из всех сил стремились доказать свой патриотизм и продемонстрировать, что их предшественники дали слабину в контроле за иностранцами. Казалось, что государство стремилось получить «по максимуму», но каждый раз попадало впро�ак и лихорадочно меняло правила игры. По той же причине Иран не может стать крупным экспортёром газа, хотя запасы его огромны.

Конкурентная борьба выводит в лидеры совсем не тех, кто обладает наибольшими ресурсами. Добыча углеводородов в Аргентине в последние годы неуклонно снижается, в Мексике она упала с 3,8 млн баррелей в сутки в 2004 г. до 2,6 млн. А президент Чавес в своё время сделал и вовсе невозможное – производство «чёрного золота» сократилось на 20% – с 173,5 млн т в 1997 г. менее чем до 140 млн т в 2011 г.

МЕКСИКА ИСПРАВЛЯЕТ СТАРЫЕ ОШИБКИ

Ещё «запущенной» ситуация в Мексике. Напомним, президент этой страны Ласаро Карденас 18 марта 1938 г. подписал Декрет о национализации нефтедобывающей отрасли, которая была представлена в основном американским капиталом. В итоге извлечением «чёрного золота» больше 70 лет могли заниматься только мексиканские компании без привлечения иностранных инвестиций, а созданная тогда государственная компания Pemex получила статус естественной монополии в нефтяном сегменте.

Однако оказалось, что заниматься добычей нефти не так просто, как представлялось мексиканским властям. Уже в 1960-х годах страна превратилась в импортёра нефти, поскольку острая нехватка инвестиций не позволяла производить достаточно «чёрного золота» для покрытия внутренних потребностей. Приток нефтедолларов начался только во времена нефтяного кризиса 1973-го – 1980-х годов.

Но рано или поздно приходится признавать ошибки. Поэтому нынешний президент Мексики Энрике Пенья Ньето заявил о намерении изменить Конституцию, прямо запрещающую иностранные концессии в нефтедобыче, и впервые за 75 лет допустить зарубежные компании в энергетический сектор страны. Её углеводородные запасы оцениваются в 115 млрд баррелей нефтяного эквивалента, что сопоставимо с запасами Кувейта, но больше половины их приходится на нетрадиционные источники, включая сланцевый газ.

По оценке Petroleos Mexicanos (Pemex), инвестиции и технологии, предоставленные зарубежными инвесторами, увеличат доказанные запасы на 27 млрд баррелей.

Демонопользация энергетической сферы вписывается в логику идущих в Мексике политических процессов. Либерализация экономики последовательно проводится там с середины 1990-х годов. Страна не берёт пример с соседей по региону – Венесуэлы, Аргентины, Боливии и Эквадора, – которые в последние годы активно национализуют свою нефтедобывающую индустрию. Мексика в целом настроенно относится к боливарианскому проекту, она многому научилась и настроена на укрепление партнёрских отношений с США.

БРАЗИЛЬСКИЙ МЕТОД ДЛЯ РОССИИ

По мнению экспертов американской компании BofA Merrill Lynch Global Research, если Россия пойдёт по проложенному Бразилией пути и будет привлекать зарубежные инвестиции и технологии для разработки месторождений, то у неё появится прекрасная возможность расширить объёмы запасов и добычи на шельфе. А это, в свою очередь, значительно увеличит выплаты в бюджет. К тому же российские компании смогут серьёзно повысить коэффициент замещения запасов.

Американские эксперты выделяют три ключевых элемента успеха, опробованных Бразилией для привлечения инвестиций и технологий в освоение шельфовых месторождений:

- позволить частным компаниям принимать участие в аукционах на право разработки морских блоков;
- поощрять создание совместных предприятий, в конечном итоге, иностранное владение лицензиями на шельфе;
- ввести целостный, чёткий и долгосрочный режим налогообложения шельфовых проектов.

Словом, России стоит переосмыслить и поучительный опыт других стран, и собственный, в том числе сахалинский. Без этого невозможно пережить весьма сложный период адаптации к новым экономическим реалиям. Предстоит реформа всей институциональной структуры отрасли, изменение парадигмы государственной политики в сфере энергетики и недропользования. Госкомпаниям, получившим многочисленные привилегии и львиную долю советского геологического наследия, предстоит встраиваться в мировой рынок или же уступить его без борьбы. ■

НДД – значит «Надо Думать Дальше»

Что может дать российскому ТЭК реформа налогообложения нефтедобычи

Анна АННЕНКОВА,
независимый аналитик

Правительство в очередной раз приступило к поиску оптимального варианта налоговых льгот для нефтяников. Цели, которые преследуют отечественные власти, – это, с одной стороны, заинтересовать компании в увеличении добычи, а с другой – обеспечить приток средств в федеральный бюджет. Но не являются ли эти цели взаимоисключающими, можно ли их достигнуть одновременно?

НДПИ ПЕРЕСТАЛ НРАВИТЬСЯ ВЛАСТЯМ

Весной нынешнего года вновь была поднята тема налогового реформирования нефтедобывающей отрасли. Что послужило причиной этого – частичная смена команды в исполнительной власти или усиление нефтяного лобби в законодательной, – вопрос вторичный. Но идея необходимости коренного реформирования набирает силу, и вот уже проект введения налога на дополнительный доход (НДД) снова поднят из законодательных архивов, почищен от пыли, и скоро данный режим будет применён в пилотных проектах на отдельных российских месторождениях.

Что ж, хорошо, что в этом направлении начали происходить хоть какие-то изменения. Напомним, что перевод на налогообложения нефтяной отрасли с НДПИ на НДД (или налог на финансовый результат) обсуждается в профильных министерствах уже несколько лет. Почему же НДПИ именно сейчас перестал устраивать лиц, принимающих решения на федеральном уровне, и чем так хорош (и хорош ли) НДД?

Принципиальной проблемой существующей налоговой системы в нефтедобыче является то, что она не стимулирует разработку новых месторождений

и эффективную доработку старых. И если в отношении новых залежей власти пытаются что-то делать точечными мерами (а попросту чрезмерно щедрыми льготами), то в отношении старых подобный метод неприменим – вся налоговая система «нефтянки» станет «лоскутным одеялом» частных случаев. Ведь крупные месторождения, освоение которых началось ещё в советское время, различны по физическим параметрам и, кроме того, разрабатывались в разных условиях. В результате, следуя логике индивидуализации, фискальным органам пришлось бы вводить особый налоговый режим для каждого месторождения, что в принципе неверно. Скорее, нужно создавать налоговую систему хотя и с различными ставками для разных месторождений, но с единым принципом формирования этих ставок.

НЕФТЯНАЯ НАЛОГОВАЯ ПАНАЦЕЯ

В зависимости от права собственности на разрабатываемые недра существуют два принципиально разных режима недропользования – лицензионный и контрактный. При лицензионной (или концессионной) системе владельцем добытых углеводородов является пользователь недр, в контрактных же системах им остаётся государство, а инвестор получает возмещение затрат и вознаграждение. При этом если инвестору выплачивают его долю в денежном выражении, то такой контракт называется сервисным, а если в натуральном, то он именуется соглашением о разделе продукции (СРП).

Действующее российское законодательство о недрах базируется на лицензировании, унаследовавшем принципы и механизмы (в том числе и властно-распорядительный характер отношений между государством и недропользователем) от советской системы недропользования.

Что же касается налогов, то они делятся на регрессивные, или на валовой доход (роялти, единая ставка), и прогрессивные, или на прибыль (сверхприбыль, ресурсно-

рентный налог). Наиболее распространённым фискальным механизмом, применяемым в сырьевом секторе различных стран мира, является роялти. Данный налог представляет собой платёж собственнику за использование принадлежащих ему природных ресурсов. Изначально наиболее часто встречались ставки роялти 1/6 (16,67%) и 1/8 (12,5%), которые устанавливались на весь период добычи. Со второй половины прошлого века правила расчёта ставок стали гораздо разнообразнее. И сейчас большая часть стран, применяющих роялти, не используют фиксированную ставку, а устанавливают её в зависимости от нескольких параметров. Их можно разделить на две основные группы: природные факторы (качество нефти, география нефтедобывающего района, дебит скважины) и «антропогенные» (годовой/дневной уровень добычи, накопленный уровень производства, стадия разработки, применяемая технология).

В российском налогообложении целесообразно брать за основу опыт США как страны с обширной территорией и, соответственно, достаточно большим разнообразием условий добычи, а также значительным количеством истощённых месторождений. Интересен и опыт Канады с её месторождениями тяжёлой нефти. Кстати, как и Россия, оба эти государства являются федеративными, в результате чего ставки роялти в них устанавливаются региональным, а не федеральным законодательством. Однако столь важная функция, как определение налоговых ставок, вряд ли будет отдана на откуп субъектам РФ. При этом отечественному федеральному законодателю придётся серьёзно потрудиться, поскольку, если даже учитывать опыт этих двух стран, в мировой практике нет примеров дифференциации действующих ставок роялти по территориальному признаку на таких больших пространствах.

Кроме того, и США, и Канада используют самый простой механизм дифференциации ставок роялти – введение



скидок и льгот для определённых категорий объектов. В США, наиболее старой нефтедобывающей стране, где продолжается извлечение сырья из большого количества истощённых месторождений, применяются пониженные ставки для малодебитных скважин (дебит не более 15 барр./сут). Роялти для них устанавливается по формуле:

$$R = 0,5 + 0,8d, \text{ где}$$

R – ставка роялти (%),

d – средний дебит скважины (барр./сут).

В нефтедобывающих провинциях Канады используются различные формулы, зависящие от дебита и возраста скважины, качества нефти, цены на неё, прибыли промысла и т. д.

В итоге в США применяется комбинация из трёх налогов: роялти (12,5–30% для оншорных и 12,5–16,67% для офшорных месторождений), налог на доход (corporate income tax – 35%), а также налог на добычу (severance tax, аналогичен российскому НДС, но расценивается как косвенный налог). Важно отметить, что аналог НДС в США уплачивается в бюджет штата, где производится добыча (это относится и к оншорным, и к офшорным проектам). Его размер варьиру-

ется в зависимости от штата и может исчисляться либо как фиксированная сумма, либо как процент от дохода.

В Канаде налоговая система состоит из роялти (10–45% плюс специальный режим для нефтяных песков) и налога на доход (10–16% в зависимости от провинции).

Теперь о ситуации в России. На настоящий момент в РФ используются три налога: НДС, экспортная пошлина и налог на прибыль. Нас интересуют НДС и возможность его дифференциации. Напомним, что поиски оптимального варианта такой дифференциации начались ещё в 1990-х годах. Так, в 1992–1999 гг. дифференциации подвергся существовавший тогда акциз на нефть. Однако его ставки определялись постановлением правительства без использования какой-либо методики, индивидуально для различных предприятий, что противоречило логике налогового законодательства. В итоге от дифференциации отказались и акциз на нефть стал взиматься по единой ставке.

НДС был введён в 2002 г. (Федеральный закон № 126-ФЗ от 8 августа 2001 г.) и заменил собой акциз на нефть, регулярные платежи за добычу и отчисления на ВМСБ. Изначально налоговая ставка равнялась 16,5%, однако тем же законом № 126-ФЗ была введена и специфическая, потонная, ставка, причиной чему

послужила неспособность государственных органов решить проблему применения нефтяными компаниями трансфертных цен на «чёрное золото». Первоначально специфическая ставка вводилась на период с 1 января 2002 г. по 31 декабря 2004-го, однако затем срок был продлён до 31 декабря 2006-го. А когда правительство осознало полезность данного налога для казны (при этом доля налогов в доходе нефтяных компаний выросла с 61% в 1999 г. почти до 79% в 2005-м), то оно и вовсе оставило только специфическую ставку (Федеральный закон от 27 июля 2006 г. № 151-ФЗ).

К чему это привело – хорошо известно. Один из самых печальных результатов – снижение КИН с 0,5 в советские времена до нынешнего уровня – 0,3. Не решились проблемы низкого КИН и поправки в Налоговый кодекс середины «нулевых», дающие льготы недропользователям в новых регионах, а также по отдельным критериям в старых. А это значит, что задача смены налоговой парадигмы остаётся актуальной.

Если учесть огромное число истощённых месторождений в России и высокую ставку НДС, предоставление послаблений по этому налогу выглядит обоснованным. Однако не всё так просто, и использование дебита скважин как факто-

ра дифференциации имеет свои недостатки. Прежде всего, это дестимулирование методов повышения нефтеотдачи: ведь чем к более высокому дебиту приводят технологии добычи, тем значительно увеличивается ставка налога.

Проблемой является и усложнение администрирования рентных платежей. В частности, требуются дополнительные усилия как для корректного определения объёма добытой нефти по каждому месторождению, так и для контроля за количеством отработанных скважинодней. Теоретически все эти проблемы решаемы, но в РФ с её особым отношением к «оптимизации налогов» они могут свести на нет идею дифференциации.

НА ПОРОГЕ НАЛОГОВОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

Поэтому было решено попробовать наконец-то новый для РФ инструмент – прогрессивный налог на дополнительный доход, зависящий от рентабельности месторождения. НДД минимален на стадиях начала и окончания освоения месторождения и максимален на пике добычи. В результате платежи в пиковый период гораздо выше, чем по действующей системе. Таким образом, доходы в бюджет от месторождения не сокращаются, а лишь перераспределяются во времени. При этом НДД делает экономически оправданным вовлечение в разработку сложных объектов с высокими затратами на освоение. Для нефтяных компаний выгода от НДД состоит в том, что налог позволяет обеспечить определённый уровень прибыли независимо от внешних факторов.

Применение НДД планировалось в России уже давно – первый проект был подготовлен в начале 1996 г. Предполагалось, что НДД станет рентным налогом и заменит акциз на нефть. Различные версии соответствующего закона проходили первое чтение в 1997 и 1998 гг., однако оба раза окончательное принятие нормативных актов откладывалось, а впоследствии они и вовсе были отозваны.

После введения в 2002 г. НДПИ идея НДД не исчезла. В том же 2002 г. в правительство РФ был внесён новый проект закона о НДД. Однако, в отличие от предлагавшихся ранее, в этой версии не предполагалось отменять или снижать другие налоги, то есть НДД просто добавлялся. А это привело к тому, что никто не был заинтересован в принятии данного закона: налоговики смущали технические сложности введения НДД, а ВИНК опасались повышения уровня налогообложения.

В середине нулевых идею данного налога снова выдвинул Минфин, но в очередной раз проект был отложен. Концепция НДД по-прежнему не получила одобрения властей из-за сложности администрирования по сравнению с более простым НДПИ. Хотя сейчас ни в одной стране мира, кроме РФ, не применяется механизм НДПИ, единственным обоснованием которого является простота расчёта поступлений в бюджет.



Введение НДД в России тормозилось ещё и потому, что большинство месторождений начинало разрабатываться во времена СССР и по ним отсутствовал учёт доходов и затрат с момента освоения лицензионных участков. В итоге переход на НДД с большой вероятностью мог обернуться снижением налоговых поступлений, а в условиях сильной зависимости федерального бюджета от нефтегазовых доходов такой эксперимент стал бы для государства довольно опасным. Видимо, высшие чиновники хорошо помнят уроки середины 1980-х годов, когда вследствие «сухого закона» бюджет СССР лишился большого потока «алкогольных денег» и при последовавшем падении мировых цен на нефть экономика страны просто не выдержала.

Тем не менее идея реформирования системы налогообложения в «нефтянке» и перехода на НДД набирает всё больше сторонников. Ожидается, что данный налог станет стимулом для внедрения новых технологий. За последние 10 лет объём дополнительной добычи за счёт их использования составил в РФ всего 3%, в то время как в США – более 10%. Если подобная ситуа-

ция сохранится, то будет сложно достигнуть плановых показателей добычи, указанных в Генеральной схеме развития нефтяной отрасли РФ до 2020 года (505 млн т в год). Ведь в настоящий момент 80% запасов промышленных категорий находятся в недрах уже разрабатываемых месторождений. При этом, по данным Агентства энергетической информации США, по объёму ресурсов трудноизвлекаемой нефти, которую

можно добыть за счёт применения новых технологий, Россия занимает первое место в мире (10,3 млрд т).

Предложение об эксперименте с НДД внесла «Башнефть», позднее к ней присоединился «ЛУКОЙЛ», неоднократно высказывавшийся за переход к этому налогу. Методология НДД может быть разработана к концу 2013 г., а её тестирование – начаться в первые месяцы 2014 г. В течение всего следующего года предполагается вести расчёт НДД по месторождениям двух упомянутых ВИНК. После этого будет дано экспертное заключение о целесообразности введения НДД в России в целом.

Сопrotивление процессу смены налоговой парадигмы может оказывать ФНС, которой и предстоит администрировать новый налог. Против, скорее всего, выступят и таможенники (ФТС), роль которых в случае замены экспортных пошлин на НДД значительно упадёт.

ЛУЧШАЯ НАЛОГОВАЯ МОДЕЛЬ – ГИБРИДНАЯ

Действительно ли НДД насколько хорош? Ведь во многих странах, несмотря на высокую эффективность прогрессив-

ных налогов (в частности, ресурснорентного), продолжают использовать регрессивные налоги, связанные с валовым доходом (роялти). Это объясняется простотой администрирования платежей такого типа и наличием гарантированного денежного потока в бюджет (регрессивные налоги дают доход вне зависимости от эффективности проекта).

Основные проблемы совершенствования фискальной системы в российской нефтедобыче делятся на две группы. Первая носит фундаментальный характер. Это, прежде всего, огромное количество объектов лицензирования с разнообразными условиями разработки. И если в рамках какого-либо месторождения или нефтегазоносной провинции существуют определённые закономерности, которые можно положить в основу дифференциации, то в целом по стране они менее выражены.

При этом в мировой практике отсутствуют примеры единовременной дифференциации условий недропользования по такому огромному количеству действующих лицензий, что также не вдохновляет российских законодателей. Большой проблемой является и чрезмерная зависимость государственного бюджета от нефтегазовых доходов, сокращающая возможности для «налогового маневра».

Во вторую группу входят так называемые административные проблемы. Прежде всего, это невысокая эффективность государственных органов, не способных качественно проводить усложнённое администрирование. Дополнительная трудность связана с отсутствием тщательного учёта месторождений – сейчас он носит не коммерческий, а оперативный характер и осуществляется на основе замера объёма добываемой жидкости.

Кроме того, из-за неразвитости отечественного рынка нефти не решён вопрос определения справедливой внутренней цены на «чёрное золото». В итоге для налогообложения применяется единая потонная ставка НДС – рубли за тонну. Между тем, в зарубежных странах ставка роялти является адвальной (процентной), а не специфической. Таким образом, производитель автоматически уплачивает меньшую сумму роялти за тот же объём добываемой менее качественной нефти при неизменной ставке роялти.

Основные требования к фискальной системе следующие:

- направленность на ресурсную ренту;
- проекты, обладающие эффективностью до уплаты налогов, должны не терять её и после их уплаты;

- лёгкость в администрировании, не требующая «индивидуальной настройки» (принятия отдельных решений по каждому проекту), а также стабильность;

- обеспечение приемлемого уровня доходов в федеральный бюджет.

Налоговая система, основанная на дифференцированном НДС, не полностью соответствует указанным требованиям. Её минус – невозможность учесть всё многообразие условий добычи на российских месторождениях. Сказывается также негибкий механизм налогообложения, провоцирующий государство на частые изменения законодательства, что не делает налоговую систему стабильной. Всё это негативно влияет на инвестиционный климат и подталкивает недропользователей к выборочной добыче ресурсов.

Однако и НДС не отвечает всем требованиям. Проводимые экспертными группами исследования показали, что он не может в полной мере заменить все налоги, зависящие от валовых показателей (НДС и таможенная пошлина). А попытка увеличить ставки НДС сведёт на нет саму идею льготирования освоения сложных месторождений. К тому же нельзя забывать, что налог, нацеленный на финансовый результат, таит в себе искушение для нефтяников «оптимизировать» налогооблагаемую базу за счёт увеличения расходной части.

Таким образом, единого налога, удовлетворяющего всем требованиям российской фискальной системы, похоже, нет. И лучшей моделью для отечественной нефтедобычи является, возможно, некое сочетание налогов обоих типов (регрессивного и прогрессивного), то есть комбинация НДС и таможенной пошлины с гибкими налоговыми механизмами.

«Прогрессивная» составляющая такой налоговой модели потребует особого контроля над расходной частью проектов по разработке месторождений, что, кстати, поднимает и вопрос о коррупции.

Что же касается «регрессивной», или рентной, составляющей, то, основываясь на мировом опыте и учитывая российскую специфику, можно сказать, что наиболее приемлемая форма дифференциации налогов этого типа – предоставление скидок к действующей ставке для тех категорий месторождений, где стимулирование добычи требуется в первую очередь. Преимуществом механизма скидок и льгот является его относительная простота и, соответственно, меньшие затра-

ты на администрирование. При этом величина скидок не должна быть слишком большой, чтобы не пришлось компенсировать выпадающие доходы бюджета за счёт увеличения ставки по месторождениям, не попадающим под льготы. Например, по некоторым оценкам, налоговые льготы, предоставляемые российским недропользователям начиная с 2006 г. и направленные на стимулирование освоения Восточной Сибири и шельфа, являются чрезмерными.

Что касается факторов дифференциации, то наилучший из них – это показатель выработанности запасов. Правда, для применения данного механизма необходимо повысить достоверность сведений Государственного баланса запасов (последний срез – в приказе Минприроды России от 6 сентября 2012 г. за № 265).

А пока будет вестись аудит запасов, есть смысл привязать НДС к внутренним ценам на нефть. Таким образом, нефть, остающаяся в стране, не станет облагаться по «мировым» ставкам, что послужит более эффективной разработке недр. Проблему экспорта нефти под видом мазута законодатель уже решил – с 2015 г. пошлина на этот вид нефтепродукта увеличится с сегодняшних 0,66 до 1.

Нужно и дальше работать в направлении дифференциации НДС: ведь существующие на настоящий момент «налоговые бонусы» пока не вдохновляют нефтяников на повышение КИН. Так, одни из последних нововведений – июльские поправки в Налоговый кодекс (Федеральный закон № 213-ФЗ от 23.07.2013 г.), которые стимулируют новые инвестиционные проекты по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти. В частности, закон устанавливает коэффициенты, понижающие ставку НДС и характеризующие степень сложности добычи нефти (Кд) и степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья (Кдв).

Правда, судя по сдержанной реакции недропользователей, большого эффекта снова не будет – по всей видимости, из-за сложной системы расчёта для получения льгот. В любом случае работа над совершенствованием налоговой системы нефтедобывающей отрасли ещё далека от завершения. И остаётся надеяться, что эффективная фискальная модель будет найдена и начнёт работать до того, как нефтедобыча в России войдёт в долгосрочный падающий тренд. ■

Освоение Арктики: стандарты Ямала

Реализация масштабных промышленных и инфраструктурных проектов в ЯНАО изменит экономическую картину не только Севера России, но и всей страны



Дмитрий КОБЫЛКИН,
губернатор Ямало-Ненецкого автономного округа

Мощный фундамент обеспечения энергетической безопасности государства – это колоссальные ресурсы Арктики. Поэтому реализация Энергетической стратегии России на период до 2030 г. неразрывно связана с исполнением другого документа – Стратегии развития Арктической зоны РФ и обеспечения национальной безопасности на период до 2020 года, утверждённой президентом РФ.

ВТОРАЯ ВОЛНА ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ

Арктический фасад России – это Ямало-Ненецкий автономный округ. Так предопределено природой, что львиная доля всех энергоносителей сконцентрирована здесь. Согласно последним данным, газовые ресурсы округа составляют около 147 трлн м³. В регионе, в зависимости от конъюнктуры, ежегодно добывается до 600 млрд м³ газа. Развитие новых газотранспортных проектов – «Северный поток», «Южный поток», система магистрального транспорта газа Бованенково – Ухта и Ухта – Торжок, которая станет сырьевой базой для поставок природного газа потребителям в Западной Европе, и др. – стимулирует наращивания его добычи.

Сегодня на территории Ямала реализуется ряд масштабных промышленных и инфраструктурных проектов, призванных уже в скором времени изменить экономическую картину Севера России. И не только. Хорошие перспективы откроются перед многи-

ми регионами. В числе этих крупнейших инвестпроектов – комплексное освоение месторождений ЯНАО и севера Красноярского края; разработка запасов полуострова Ямал и прилегающих акваторий; создание производства сжиженного газа – «Ямал СПГ»; развитие транспортной инфраструктуры – строительство арктической железной дороги Северный широтный ход и многофункционального морского порта Сабетта, которые активизируют движение по Северному морскому пути.

Активная реализация и масштаб этих проектов позволяют говорить о том, что регион сегодня переживает вторую волну экономического развития, по объёмам и значимости сравнимую с легендарными открытиями нефтегазовых ресурсов во второй половине прошлого века.

Потенциал топливно-энергетического комплекса не только Ямала, но и России в целом значительно возрастает благодаря масштабному инвестпроекту «Ямал СПГ». Объёмы производства сжиженного природного газа в России не соответствуют имеющимся ресурсам и статусу РФ как энергетической державы. Поэтому, с учётом стратегической значимости проекта, принят закон, предусматривающий предоставление налоговых льгот для организаций, составляющих единый технологический комплекс по добыче и производству СПГ на полуострове Ямал и осуществляющих добычу газа, направляемого на сжижение, на участках недр.

С выходом на проектную мощность Ямальский завод будет давать треть всего объёма российского СПГ. Но дело не только в объёмах, хотя и они очень важны. Главное – арктическая логистика проекта. Транспортно-инфраструктурная единица «Ямал СПГ» – строящийся порт Сабетта. Но сегодня данный объект рассматривается не просто как монопорт для поставок углеводородного сырья, но и как многофункциональный терминал, открывающий всем территориям России ворота Севморпути в Азию, Европу, Америку.

Уникальное расположение порта Сабетта – самый центр российской Арктики – не даёт права нерационально использовать его возможности (только для отправки сжиженного газа). Поэтому принято решение о реализации ещё одного масштабного инфраструктурного проекта – Северный широтный ход. Это объединяющее название нескольких участков железной дороги и мостовых переходов, которые требуют строительства или реконструкции. Его маршрут: Станция Обская-2 – Салехард – Надым – Пангоды – Новый Уренгой – Коротчаево. Сооружение магистрали включено в Транспортную стратегию России на период до 2020 года, подготовленную Минтранс.

Стратегическое значение Северного широтного хода – это соединение Свердловской и Северной железных дорог. А в перспективе – вывод единой транспортной системы России на порт Сабетта, а значит – на Севморпуть. Благодаря этому север страны, связанный транспортными магистралями с Уралом и другими



Пресс-служба Губернатора ЯНАО

регионами, может стать центром схемы поставок танкерным флотом по всему северному контуру материка – на Восток и на Запад. По оценке Минтранса, к 2020 г. перевалка грузов по Севморпути может достигнуть 60 млн т.

ВАЖНА ПРАКТИЧНОСТЬ ДЕЙСТВИЙ

Все ямальские проекты кроме экономической эффективности имеют и иные аспекты. Конкуренция за право владения богатствами Арктики в мире возрастает в геометрической прогрессии. Наступает время, когда крайне важна не декларативность, а практичность действий в области освоения этих широт. Россия сможет позиционировать себя как государство, которое на практике имеет ресурсы, технологии, кадровый, интеллектуальный потенциал, а главное – основания и возможности активно работать в Арктике.

Но активное освоение не может не оказывать влияния на хрупкую арктическую природу. Тем более что большинство работ по реализации промышленных и инфраструктурных проектов ведётся в непосредственной близости к особо охраняемым природным территориям. Например, перспективные для разработки акватории Обской, Тазовской, Байдарацкой и Гыданской губ являются местами зимовки и нереста ценных пород рыб, которыми так славится Ямал. Наш регион – место обитания сотен видов птиц и животных, занесённых в «Красную книгу». Поэтому каждый проект нефтегазовых компаний обязательно проходит процедуру общественных слушаний, где экспертами выступают и представители тундровых общин. При освоении месторождений обязательно проводится оценка техногенного воздействия на места традиционной хозяйственной деятельности коренных северян. Принимаются все меры по снижению нагрузки на хрупкую северную природу. Учитывается расположение объектов культурно-исторического наследия, ещё на стадии их проектирования вносятся необходимые коррективы.

На территории округа работает около 60 крупных предприятий ТЭК, и по сложившейся практике мы ежегодно подтверждаем сотрудничество правительства ЯНАО с крупными компаниями подписанием соглашений. В этих документах фиксируются взаимные обязательства по многим направлениям. Регион благодарен партнёрам за безупречное исполнение обязательств по защите хрупкой природы Крайнего Севера, за активное содействие в сохранении традиционного образа жизни и исконных видов хозяйствования представителей коренных северян, за существенную помощь в социальном развитии округа.

В сентябре в Салехарде состоялся III Международный арктический форум «Арктика – территория диалога», главной темой которого стала экологическая безопасность. Зарубежные участники оценили масштабы природоохранной деятельности на российском Севере. Так, из 770 тыс. км² общей площади округа около 79 тыс. км² – это особо охраняемые природные территории. То есть на Ямале каждый 10-й квадратный метр – заповедный.

Владимир Путин в своём выступлении на форуме особо отметил, что Арктика – очень уязвимый регион с точки зрения сохранения экологического баланса и хозяйство здесь нужно вести в высшей степени аккуратно. Подчеркну, что на Ямале ни один индустриальный проект не реализуется без учёта самых строгих экологических стандартов.

Ямал – не одномерен. У нас много проектов и в уникальном арктическом агропроме. В регионе выпасается крупнейшее в мире поголовье северного оленя, и округ – единственный в России экспортер его мяса. У нас динамичный малый бизнес, технопарки, оригинальные инвестпроекты в сфере туризма. ЯНАО обладает уникальным природным и этнокультурным туристическим потенциалом. Но независимо от того, какие это проекты – инфраструктурные, промышленные, экологические, – для нас принципиально не покоять Арктику, а обживать её. Считаю это главным. ■

Газовый резерв России

Обеспечение баланса между наращиванием добычи углеводородов на Ямале и защитой окружающей среды – вполне решаемая задача

Ямалу принадлежит особая роль в обеспечении энергетической безопасности России, в реализации геополитических и коммерческих интересов страны. В регионе сосредоточены такие объёмы топливно-энергетических ресурсов, замены которым в ближайшие полвека не предвидится. Добыча газа в автономном округе во многом будет определять состояние и развитие энергетики не только в России, но и в Европе, а также других странах мира. О том, сколько нефти и газа добывается сегодня из недр округа, о проблемах и перспективах ТЭК журналу «Нефть России» рассказал первый заместитель директора департамента природно-ресурсного регулирования, лесных отношений и развития нефтегазового комплекса ЯНАО Александр БРУЙ.

– Александр Адамович, каково на сегодняшний день состояние дел в нефтегазовом комплексе ЯНАО?

– Состояние топливно-энергетического комплекса на территории ЯНАО можно оценить как стабильно прогрессирующее. В целом добыча углеводородов, геологоразведочные, поисковые и другие работы в отрасли успешны и, если судить по реализуемым компаниями проектам – перспективны.

Сейчас в округе зарегистрировано 218 лицензий на право пользования недрами. В том числе 185 лицензий выданы на добычу углеводородного сырья и геологическое изучение или разведку и только 33 – с правом проведения геологоразведочных работ. Обладатели лицензий – 59 предприятий.

Добыча газа за 9 месяцев нынешнего года практически равна показателям этого же периода прошлого года – 395 млрд м³. Производство нефти в округе по-прежнему пока падает – за год оно снизилось на 5% и составило 16,3 млн т. Зато больше чем на четверть выросла добыча конденсата – до 11,5 млн т.

В 2013 г. в режиме пробной эксплуатации начата добыча нефти и газа на Южно-Соимлорском и Соимлорском месторождениях (ОАО «Сургутнефтегаз»), а газа и конденсата – на Ево-Яхинском месторождении (ОАО «Арктикгаз»).

ЯНАО был и остаётся газодобывающим регионом. Природный газ здесь добывают 33 предприятия на 89 месторождениях. Львиная доля извлекаемого из недр сырья приходится на дочерние предприятия ОАО «Газпром» – ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ЗАО «Пургаз», ЗАО «Нортгаз», ОАО «Севернефтегазпром». На них приходится 320,5 млрд м³ газа, или 81,2% всей добычи.

Основными нефтедобывающими предприятиями в округе остаются дочерние предприятия ОАО «Газпром нефть» и ОАО «Роснефть». Структуры «Газпром нефти» – ОАО «Газпром нефть-Ноябрьскнефтегаз» и ООО «Заполярье нефть» – добыли 9,754 млн т «чёрного золота», что составляет 59,8% от общего объёма по округу. «Роснефть» произвела 4,75 млн т (29,1%). Доля остальных предприятий – около 11%.



Добычу газового конденсата осуществляет 21 предприятие на 30 месторождениях. По объёмам опять-таки лидируют «дочки» «Газпрома», на которые приходится 7,84 млн т конденсата (68,7%). Доля предприятий ОАО «НОВАТЭК» – 18,7%, ЗАО «Роспан Интернешнл» – 4,8%, «Роснефти» – 0,9%.

По результатам геологоразведочных работ с начала года на территории ЯНАО открыто три новых месторождения углеводородов: Дороговское, Тычельское и Едейское. На государственный баланс поставлено два: Едейское газоконденсатное (ООО «Газпром добыча Уренгой») и Дороговское нефтегазоконденсатное (ООО «НОВАТЭК-Таркосаленфтегаз»). На Тычельском месторождении (ОАО «Сургутнефтегаз») ведутся работы по испытанию. Кроме того, на ранее открытых месторождениях выявлено 17 новых залежей углеводородов.

С начала года в целом по округу прирост запасов категории С₁ составил: газа – 607,7 млрд м³, нефти – 24,5 млн т, конденсата – 7,2 млн т. По категории С₂: газа – 392,4 млрд м³, нефти – 340,7 млн т, конденсата – 38,4 млн т.

– Кроме газа Ямал обладает значительными запасами жидких углеводородов. Как обстоят дела с добычей нефти? Какие прогнозы существуют в регионе для этой отрасли?

– В округе тенденция к падению добычи нефти сформировалась за последние 10 лет – с 2004 г. Причина вполне очевидна и закономерна: месторождения, которые эксплуатируются с 1970–1980-х гг., переходят в режим падающей добычи. Сейчас объёмы извлечения стабилизировались примерно на уровне 22 млн т в год. Стоит задача переломить ситуацию. И она решается.

Основные перспективы роста добычи нефти связаны с вводом в строй трубопроводной системы Заполярье – Пурпе – Самолор. Вдоль трассы нефтепровода уже в 2016 г. предполагается

ется синхронизированный ввод в разработку ряда нефтяных месторождений – Заполярного, Мессояхской группы, Русского и других. В результате дополнительных объёмов составят более 10 млн т в год.

Кроме того, «Газпром нефть» успешно осваивает Новопортовское месторождение, которое в будущем может давать по 3 млн т в год.

Отличные перспективы роста имеет добыча конденсата. Сейчас она ежегодно увеличивается на 1,5–2 млн т и больше. По итогам 2012 г. было получено 12,5 млн т конденсата, а в 2013 г. планируется добыть около 15 млн т (прирост примерно на 20%). Есть основания полагать, что в ближайшие годы конденсат может стать серьёзным конкурентом нефти. Всего жидких углеводородов в 2012 г. было произведено около 35,5 млн т, а в нынешнем году ожидаем добычу примерно 37 млн т.

– Как складываются отношения между региональными властями и основными недропользователями?

– На территории округа работает около 60 крупных предприятий топливно-энергетического комплекса. И на протяжении многих лет в регионе сложилась отличная практика: ежегодно подписываются соглашения о сотрудничестве между правительством ЯНАО и ведущими компаниями. В этих документах фиксируются взаимные обязательства, в том числе по обеспечению экологической безопасности.

В рамках соглашений о сотрудничестве финансируются строительство и ремонт объектов социально-культурного назначения, спортивных сооружений, жилья, дорог, проведение культурно-массовых мероприятий. Оказывается материальная поддержка общинам коренных малочисленных народов Севера. Кроме того, финансируются мероприятия в сферах здравоохранения, образования и культуры. Существенно укрепляется материально-техническая база предприятий агропромышленного комплекса. Осуществляется благотворительная деятельность на территории муниципальных образований. Компании принимают финансовое участие в организации и проведении мероприятий по развитию физкультуры и спорта.

Совместные региональные программы Правительства ЯНАО и нефтегазовых компаний направлены: на газификацию, энергосбережение и повышение энергетической эффективности, расширение использования нетрадиционных возобновляемых источников электроэнергии, внедрение экологически чистых технологий на объектах теплоснабжения, использование низконапорного газа и нефтяного попутного газа в качестве топлива для новых строящихся электростанций.

– Каково в округе состояние малого бизнеса в сфере ТЭК?

– На сегодняшний день можно говорить только о его возможных перспективах – и то лишь при условии создания государством благоприятной экономической среды для его развития.

В действующем законодательстве о недропользовании отсутствуют нормы и регламентированный порядок участия субъектов малого бизнеса в процессах разведки и добычи углеводородов.

На сегодня сложилось так, что в ТЭК присутствует только крупный бизнес. Это определено рядом обстоятельств: инвестиции в геологоразведку и добычу не по плечу малым пред-



Пресс-служба Губернатора ЯНАО

приятиям – проекты разработки месторождений имеют такой большой срок окупаемости, который небольшие компании не могут себе позволить.

Сейчас на Ямале на долю нескольких предприятий «малого» ТЭК приходится 3,7% добычи газа, около 1% – нефти и 6,8 % – конденсата. Зато в геологоразведку их вклад весомее: в бурение поисково-разведочных скважин – 22%, сейсмику методом 2D – 68%, методом 3D – 11%.

Следует отметить значимость малого и среднего бизнеса в увеличении нефтедобычи за счёт разработки небольших месторождений, ввода в действие простаивающих скважин, а также повышении конкуренции в отрасли.

Для привлечения малого бизнеса в топливную энергетику необходимо создавать определённые преференции на государственном уровне. Нельзя сказать, что в этом направлении ничего не делается. В настоящее время Минэнерго проводит целенаправленную системную работу по созданию стимулирующих условий для деятельности малых и средних нефтяных компаний. Продолжается создание проекта Федерального закона «О нефти», в котором должны содержаться критерии отнесения владельцев лицензий на право пользования недрами к субъектам малого и среднего предпринимательства.

Органы федеральной власти приняли ряд норм, направленных на стимулирование разработки трудноизвлекаемых и труднодоступных месторождений, в том числе и с привлечением малого бизнеса. Так, с 2009 г. действует льготный режим по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ) на нефть, предусматривающий нулевую ставку на участках недр, расположенных севернее Северного полярного круга в акваториях северных морей, а также на полуострове Ямал. Кроме того, с 2012 г. введена нулевая ставка НДПИ на участках севернее 65 градусов северной широты в границах Ямало-Ненецкого автономного

округа. Льгота будет действовать до достижения накопленного объёма добычи нефти – 25 млн т. Поправки также устанавливают понижающий коэффициент для базовой ставки НДС, который планируется применять для малых месторождений с начальными извлекаемыми запасами нефти до 5 млн т.

Однако следует признать, что для решения всех проблем «малого ТЭК» перечисленного недостаточно. Необходимо формирование стройной системы нормативно-правового регулирования деятельности малого бизнеса. В частности требуется: определить критерии отнесения к субъектам малого бизнеса в сфере ТЭК; сформулировать параметры недропользования (мелкие, мельчайшие месторождения); упростить правовое оформление и отчётность; привести к разумным ценам аренду бездействующих скважин и малодобитного фонда для передачи частным лицам, малому и среднему бизнесу. Кроме того, необходимо дать «малому ТЭК» возможность торговать своей долей добытого сырья непосредственно с покупателем, используя общую систему транспорта. Для этого потребуются разработать систему переучёта, взаимодействия с арендодателем и «Транснефтью». Необходимо также определить порядок налогообложения, предоставить меры поддержки на федеральном, региональном и местном уровнях.

– Какие меры принимает руководство округа по развитию перерабатывающей промышленности?

– На территории ЯНАО расположены семь предприятий нефтегазоперерабатывающей отрасли: два по переработке газоконденсата, два – ПНГ, одно – природного газа и два НПЗ.

Однако сегодня объёмы и глубина переработки углеводородного сырья в ЯНАО не соответствуют ресурсному потенциалу и статусу региона на отечественном и мировом энергетическом рынках. Поэтому органы власти округа считают своей стратегической задачей развитие переработки, создание для предприятий данной отрасли стабильных и благоприятных налоговых и таможенных режимов.

В частности, установлена пониженная ставка – от 13,5% до 15,5% – для предприятий, включённых в Перечень организаций, осуществляющих реализацию приоритетных инвестиционных проектов. Предоставляются субсидии в размере ставки рефинансирования Центрального банка РФ либо фактически уплаченной суммы процентов за пользование кредитом (в зависимости от сферы осуществления проекта).

В конце октября «НОВАТЭК» увеличил мощность Пуровского завода по переработке конденсата с 5 до 8 млн т в год. Здесь начата эксплуатация двух из четырёх технологических ниток стабилизации конденсата суммарной мощностью 3 млн т в год. На оставшихся двух нитках производительностью 1,5 млн т в год каждая завершаются строительно-монтажные работы. Пуск в эксплуатацию III очереди намечен на 2014 г. В итоге мощность завода увеличится до 11 млн т в год. Показатели переработки детанализованного газового конденсата на Пуровском ЗПК с начала текущего года увеличились на 22%.

На территории округа ведётся строительство продуктопровода по маршруту Пуровский ЗПК – Южно-Балыкский ГПЗ – Тобольск-Нефтехим. Новый трубопровод общей протяжённостью 1100 км позволит увеличить объёмы транспортировки нефтехимического сырья на фоне существенного роста газопереработки «СИБУРа» и нефтегазовых компаний. Его пропускная способность составит 4 млн т в год на участке от Пуровского ЗПК до Южно-Балыкского ГПЗ и 8 млн т от Южно-Балыкского ГПЗ до «Тобольск-Нефтехима». Ввод в эксплуатацию состоится в 2014–2015 гг. Строительство этой магистрали является составной

частью программы «СИБУРа» по расширению производственных мощностей по переработке ПНГ.

Но, пожалуй, основной в регионе проект по развитию переработки – это «Ямал СПГ». Летом прошлого года в посёлке Сабетта, на востоке полуострова Ямал, началось строительство морского арктического порта, который станет ключевой частью транспортной инфраструктуры упомянутого проекта. Его реализует ОАО «НОВАТЭК» по поручению правительства РФ. Проект включает в себя создание мощностей по производству, хранению и отгрузке продукции на базе Южно-Тамбейского месторождения. Ресурсная база позволяет добывать 25 млрд м³ в течение 20 лет. Проектная мощность завода – 16,5 млн т СПГ ежегодно. Таким образом, Ямальский завод будет давать треть всего объёма российского СПГ (вместе с проектами на Сахалине и Штокманом – около 45 млн т), что покроет значительную долю мирового спроса.

Для вывоза СПГ с полуострова Ямал уже ведутся работы по созданию танкерного флота ледокольного класса. Уникальное месторасположение Ямала даёт возможность сформировать гибкую логистическую модель, обеспечивающую круглогодичные поставки СПГ на рынки Европы, Северной Америки и в Азиатско-Тихоокеанский регион по Северному морскому пути.

Сейчас идёт реализация ещё одного проекта – Северный широтный ход. Он соединит единую транспортную систему России с инфраструктурой арктической зоны страны, с Северным морским путём. Это откроет принципиально новые возможности не только для топливно-энергетического комплекса, но и для всей экономики России.

– Не раз подчёркивалось, что геологоразведочные работы в ЯНАО и в стране вообще необходимо активизировать. Насколько должна быть усилена геологоразведка в регионе, чтобы можно было вести речь о восстановлении запасов?

– Есть прямая связь между развитием страны и объёмами геологоразведочных работ. Для нашей огромной, недостаточно изученной территории крайне важно заниматься опережающим, стратегическим исследованием недр.

В советское время значительный прирост запасов был обеспечен именно за счёт опережающего геологического изучения. Сейчас в России практически исчерпан поисковый задел, являющийся единственной научной основой для последующего наращивания разведанных запасов.

Начиная с 1996 г. формирование программ ГРП в округе осуществлялось на основе концепции развития минерально-сырьевой базы ЯНАО. Суть её заключается в концентрации работ в пределах Надым-Пур-Тазовского междуречья, в регионах с наиболее развитой инфраструктурой, на достаточно обоснованных объектах, характеризующихся высокой оценкой перспективных ресурсов, находящихся в горизонтах, залегающих на технически доступных глубинах.

Такой подход в сложный (с точки зрения экономики) для страны и отрасли период позволил существенно повысить эффективность геологических работ и подготовить активные запасы углеводородов. К сожалению, эти меры не решили всех проблем: с 1993 г. по настоящее время, то есть за 20 лет, на территории ЯНАО превышение добычи газа над приростом запасов категории С₁ составило 4,4 трлн м³.

Поэтому необходимо менять стратегию геологоразведочных работ: задачи, актуальные 10 лет назад, не соответствуют сегодняшним реалиям. Обеспечить воспроизводство добычи углеводородов за счёт прироста запасов возможно несколькими путями

ми. Самым действенным из них в настоящее время представляется значительное увеличение объемов ГРП, которое возможно благодаря вовлечению в лицензирование нераспределённого фонда недр и ужесточению контроля над исполнением действующих лицензионных соглашений.

– Каков сегодняшний объём финансирования геологоразведки в Ямало-Ненецком автономном округе?

– За последние 10 лет на территории округа геологическое изучение недр практически на 98% проводится за счёт собственных средств недропользователей. На долю государства приходится лишь 2% всех средств. В 2012–2014 гг. за счёт федерального бюджета проводятся региональные сейсморазведочные работы на полуострове Гыданский, в 2013 г. там началось бурение параметрической скважины № 130. В связи с недостаточным федеральным финансированием самая ответственная и рискованная часть геологоразведочного процесса – открытие месторождения – фактически полностью переложена на компании, получившие лицензии. Надо признать, что корпоративная геология справляется с разведкой месторождений.

Мы ежегодно проводим заседания Экспертного совета по недропользованию ЯНАО, на которых геологические службы отчитываются о результатах ГРП и представляют планы работ на следующий год.

Территория округа обладает колоссальными запасами углеводородного сырья. При этом наиболее изученными в геологическом плане являются центральная и южная части его территории, где уже давно ведётся промышленная добыча углеводородов. Но даже на этих участках по глубине разреза сегодня наиболее изучены лишь сеноман-валанжинские отложения. Менее исследованы более глубокие горизонты – районы залегания ачимовских отложений, и в частности юрский и палеозойский комплексы, – с явными перспективами нефтегазоносности. К примеру, в ачимовских отложениях сосредоточены запасы 3 трлн м³ газа и 1 млрд т нефти с конденсатом, что по своему углеводородному потенциалу превосходит знаменитый Самотлор.

Ещё один нетронутый блок – полуостров Гыдан и Гыданский шельф, где, по оценке специалистов, запасы достигают 30 трлн м³ газа и 7 млрд т нефти. Изученность Гыданского полуострова – менее 30%, а акваториальной части Карского моря и того меньше. Поэтому перспективы для дальнейших геологических исследований территории региона вполне очевидны – как по глубине разреза, так и по площади.

Соответственно, вероятность открытия новых месторождений – не только средних, но крупных и значимых для добывающей отрасли – в этих районах Ямала достаточно высока.

– Каковы Ваши взгляды на проблему освоения арктического шельфа Ямала?

– Новые северные территории автономного округа, выход на которые с целью промышленного освоения в перспективе неизбежен, таят в себе массу проблем. На примере полуострова Ямал остановлюсь на некоторых трудностях, с которыми столкнулись недропользователи.

Прежде всего, экстремальные природно-климатические условия региона, которые необходимо учитывать при проектировании и строительстве всех объектов жизнедеятельности и инфраструктуры: ледовый период продолжительностью 9–10 месяцев, низкие отрицательные температуры до –51... –55 °С, ледяной покров значительной толщины (до 2,5 м), торошение льда и образование стамух, возможное наличие айсбергов, взлом припая и

подвижки ледяного покрова в зимнее время, экзарация (ледовое выпаживание) дна, механическое воздействие льда на берега, наличие грунтов со слабой несущей способностью и т. д.

При строительстве магистрального трубопровода Бованенково – Ухта через Байдарацкую губу выяснилось, что поскольку губина губы небольшая, то при движении торосистых образований на дне появляются борозды выпаживания. Поэтому было принято решение о заглублении магистральных трубопроводов. А наличие слабых и разжижаемых грунтов заставило разрабатывать специальные мероприятия по обеспечению устойчивости заглублённых трубопроводов.

Ещё одной сложностью при проектировании и строительстве береговых сооружений является механическое воздействие льда на берег. Вследствие активных процессов абразии берегов и наличия мёрзлых грунтов пришлось разрабатывать специальные технические решения по устройству берегового примыкания морских трубопроводов. Немалые трудности вызывает развитие термоэрозийных процессов на почве, а также подтопление и размыв тела насыпи, образование оползней.

Суровые климатические условия территории предопределили необходимость применения дорогостоящих свайных фундаментов для сооружений (вследствие слабых грунтов оснований и высоких ледовых нагрузок для надводных сооружений).

Не секрет, что экосистемы тундры под воздействием человека разрушаются исключительно легко, самовосстановление крайне затруднено и в большинстве случаев невозможно. Поэтому приходится разрабатывать специальные правила воздействия техники на почвенный покров тундры.

Но основным фактором, препятствующим освоению любой территории и реализации любого инвестиционного проекта, является отсутствие инфраструктуры.

В процессе обустройства месторождений полуострова Ямал предусматривается ускоренное строительство объектов, обеспечивающих возможность производственной деятельности и проживания людей (железная дорога, автодорожные мосты и автодороги, крупные электростанции и линии электропередачи, газопроводы и трубопроводы).

Большой блок проблемных вопросов связан с экологией проектов, которые будут реализовываться в Арктике. Надо сказать, что сегодня в мире не существует эффективных технологий по ликвидации разливов нефти и продуктов её переработки в условиях Крайнего Севера. Поэтому при освоении арктического шельфа основной упор необходимо делать на недопущение аварийных ситуаций и ужесточение требований к безопасному ведению работ.

В настоящее время первоочередная задача для правительства ЯНАО и недропользователей – минимизация негативного воздействия на окружающую среду и уклад жизни коренных малочисленных народов Севера при промышленном освоении территорий. Необходимо обеспечить гармоничное сочетание индустриального развития и традиционного уклада жизни коренных северян.

Вопросы экологической безопасности Арктики рассматривались на Международном арктическом форуме, который состоялся в сентябре. И неслучайно местом его проведения был избран Салехард. Одна из причин – большой опыт ЯНАО в соблюдении баланса между активным экономическим развитием и эффективной охраной окружающей среды, традиционного уклада жизни и видов хозяйствования представителей коренных малочисленных народов Севера.

Беседовал Дмитрий Гуртовой

Ресурсные альтернативы становятся реальностью

ОАО «РИТЭК» разрабатывает инновационные методы освоения нетрадиционных залежей углеводородов, и в первую очередь – баженовской свиты

Одной из главных мировых тенденций нефтегазового комплекса является ухудшение структуры запасов. В связи с этим многие страны мира обращают внимание на нетрадиционные углеводородные ресурсы. Следствием этого, в частности, стала так называемая сланцевая революция в Северной Америке. Некоторые страны Европы и Китай пытаются следовать американскому примеру и осваивать собственные запасы сланцевой нефти. Ряд экспертов высказываются за то, чтобы данный опыт взяла на вооружение и Россия.

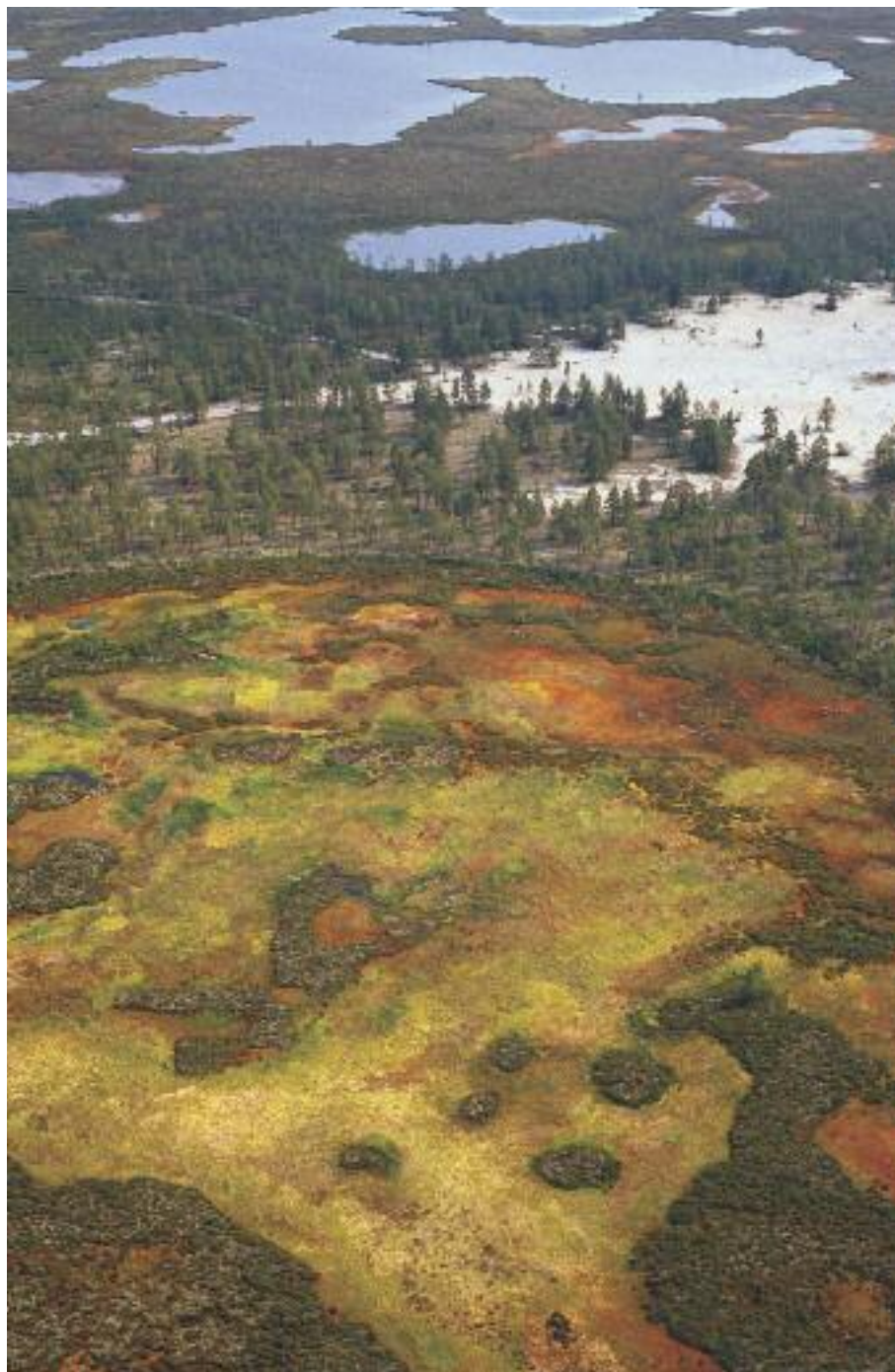
Наша страна обладает собственной «альтернативой», которая может обеспечить значительный прирост добычи сырья. Речь идёт о баженовской свите.

Три «АЛЬТЕРНАТИВЫ» РОССИИ

Основными нетрадиционными ресурсами нефти в России являются горючие сланцы, сверхтяжёлые нефти, битуминозные пески, а также нефтематеринские породы баженовской свиты.

Сверхтяжёлые нефти залегают, в частности, в недрах Ярегского месторождения. Уже несколько десятилетий ведётся эффективная разработка данного объекта с использованием тепловых методов воздействия. Данные технологии могут быть адаптированы и для эксплуатации залежей природного битума. Их наибольшее количество – около 450 с запасами 7 млрд т – сконцентрировано на территории Республики Татарстан.

Другой вид нетрадиционных углеводородов – горючие (нефтеносные) сланцы. В нашей стране имеется около 80 месторождений, в основном они расположены в европейской части – Республике Коми и Поволжье. Горючие сланцы раз-



рабатываются как открытым, так и подземным способами.

Большие надежды нефтегазовой промышленности РФ связаны с третьей «альтернативой» – отложениями баженовской свиты. Они являются аналогом североамериканских нефтяных сланцев, но их отличительная особенность – высокое содержание в залежи вместе в лёгкой нефтью органического вещества керогена (около 23%), процесс преобразования в нефть которого не завершён.

Впервые промышленные залежи нефти в отложениях баженовской свиты были обнаружены в 1960 годах на Салымском месторождении, что обусловило повышенный интерес к этому объекту. Помимо Салымского месторождения, продолжительная эксплуатация запасов баженовской свиты проводилась на Ем-Ёговском, Правдинском и Маслиховском месторождениях.

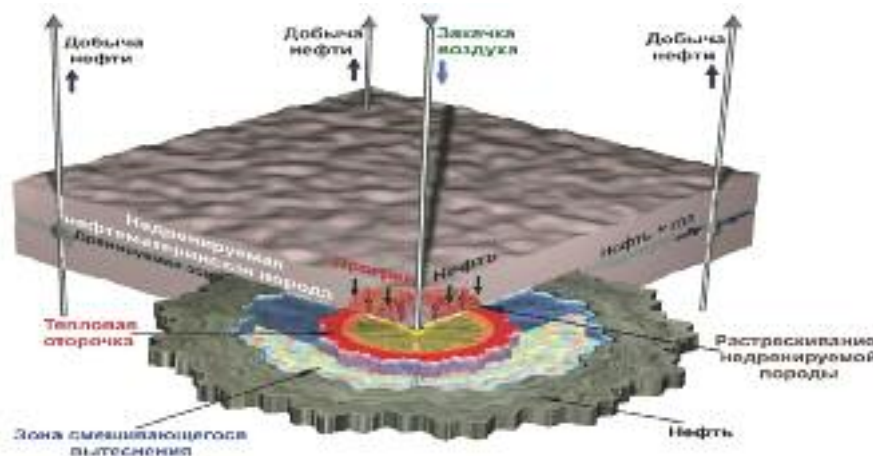
Согласно последним научным данным, отложения баженовской свиты распространены в центральной части Западно-Сибирской низменности на площади более 1 млн км². Месторождения с данными залежами имеют высокие пластовые давления (более 300 атм) и температуры (свыше 80 °С). Причём фильтрационно-ёмкостные характеристики пород баженовской свиты в значительной мере определяются именно уровнем температуры.

По расчётам ведущих специалистов, ресурсы баженовской свиты составляют от 50 до 150 млрд т. В частности, Мировое энергетическое агентство оценивает её запасы в целом по Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции в 140 млрд т.

Разработка данных ресурсов выглядит более привлекательно, чем ряд альтернативных направлений, ориентированных на поддержание нефтедобычи (освоение арктического шельфа и новых районов Восточной Сибири). В регионе распространения баженовской свиты уже есть вся необходимая инфраструктура, поэтому можно рассчитывать на меньшие затраты и меньший ущерб для окружающей среды.

В связи с этим многие специалисты возлагают надежды на то, что именно «бажен» обеспечит нашей стране в долгосрочной перспективе лидирующие позиции по экспорту «чёрного золота». В частности, как отмечает вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» Леонид Федун, добыча сырья из баженовской свиты может нивелировать падение объёмов

Рис. 1. Схема термогазового способа разработки



производства в старых нефтяных районах страны.

Крупнейшие российские нефтегазовые компании – «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газпром нефть» и «Сургутнефтегаз» – приступили к разведке месторождений, содержащих запасы баженовской свиты. В частности, «Роснефть» и ExxonMobil создали совместное предприятие для оценки потенциала 23 лицензированных участков, площадь которых превышает 10 тыс. км².

ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ РЕСУРСОВ

Традиционные способы нефтедобычи не учитывают особенности залежей баженовской свиты и не позволяют эффективно извлекать сырьё из дренируемых пород и вовлекать в разработку недренируемую матрицу. Попытки применить заводнение не дали значительных результатов, так как породы обладают гидрофобными свойствами. В результате в настоящее время огромный потенциал баженовской свиты используется неэффективно, а нефтеотдача залежей составляет всего 3–5%.

В 2007 г. компания «РИТЭК» выиграла конкурс Федерального агентства по науке и инновациям на выполнение трёхлетнего государственного контракта по теме «Создание и внедрение инновационного технологического комплекса для добычи трудноизвлекаемого и нетрадиционного сырья (кероген, битуминозные пески, высоковязкая нефть)». В рамках данного Контракта обоснован инновационный способ раз-

работки залежей баженовской свиты с помощью термогазового метода воздействия на пласт (ТГВ).

В чём заключается сущность ТГВ? Как отмечают специалисты «РИТЭКа» технология термогазового воздействия создана на основе интеграции тепловых и газовых методов увеличения нефтеотдачи и предполагает закачку в пласт воздуха и воды. В результате закачки воздуха в пласте инициируются окислительные процессы, которые приводят к образованию высокоэффективного вытесняющего агента, состоящего в основном из азота, диоксида углерода и лёгких фракций нефти. Такой состав вытесняющего агента обеспечивает смешивающееся вытеснение лёгкой нефти.

Особенностью процесса является также и то, что активное окисление в дренируемых породах происходит в основном за счёт керогена, а не остаточной нефти.

Закачка водовоздушной смеси обеспечивает формирование в дренируемой зоне тепловой оторочки. Её скорость перемещения и температура регулируются величиной отношения закачиваемых воды и воздуха. Создаваемая в данной оторочке тепловая энергия оказывает определяющее влияние на прогрев окружающих недренируемых зон и на извлечение из них лёгких нефтей и углеводородных газов.

Кроме того, закачка воды и воздуха позволяет достичь синергетического эффекта термического и гидродинамического воздействий. Благодаря гидровоздействию ускоряется распространение теплового воздействия и повышается его

эффективность, что, в свою очередь, приводит к улучшению фильтрационно-ёмкостных характеристик пород и в конечном счёте к повышению степени извлечения нефти из них.

Таким образом, закачка воздуха в залежи баженовской свиты сопровождается более широким спектром процессов, чем применение термогазового воздействия в традиционных коллекторах. Это позволяет достичь ряда положительных результатов.

Во-первых, обеспечивается максимально возможное извлечение лёгкой нефти из дренируемых пород (в основном макротрещиноватых). Это происходит благодаря уже упоминавшемуся эффективному смешивающемуся агенту.

Во-вторых, достигается максимально возможное извлечение лёгкой нефти из микротрещиноватой матрицы вследствие преодоления её негативных фильтрационно-ёмкостных особенностей под влиянием теплового воздействия из дренируемых зон.

В-третьих, при использовании в качестве топлива керогена существенно сокращаются затраты лёгких нефтей на самопроизвольные внутрипластовые процессы окисления и горения.

ОТ ТЕОРИИ – К ЭКСПЕРИМЕНТУ

ОАО «РИТЭК» выполняет большой объём научных исследований и экспериментальных работ в области применения метода ТГВ. Для его отработки создан опытный участок на Средне-Назымском месторождении в Ханты-Мансийском автономном округе. Он состоит из пяти скважин (одной нагнетательной и четырёх добывающих) и комплекса наземного оборудования (воздушной компрессорной установки, насосной установки, дизельной электростанции, операторной, индивидуальных замерных установок на устье каждой из добывающих скважин и т. д.).

Забор воздуха осуществляется из атмосферы, откуда он поступает в компрессорный блок, где сжимается до необходимого давления. После этого сжатый воздух подаётся в скважину, в которую также поступает вода из артезианской скважины посредством насосного блока (см. рис. 2).

Уже получены положительные результаты испытания технологии ТГВ, а также систем контроля и мониторинга за реализацией данного процесса. Сегодня объём дополнительной добычи

Рис. 2. Принципиальная схема реализации термогазового воздействия



Учитывая полученные результаты, для проведения испытаний ТГВ обустроивается второй участок в районе скважины № 210 Средне-Назымского месторождения.

На основе комплекса теоретических, лабораторных и промысловых исследований в ОАО «РИТЭК» определены направления повышения эффективности ТГВ: применение воздуха, обогащённого кислородом, в качестве рабочего агента; циклическое термогазовое воздействие и использование преимуществ рабочих агентов в сверхкритическом состоянии.

Рис. 3. Установка «Мера-Массомер» с блоком газоаналитического оборудования



нефти, полученной за счёт внедрения данной разработки на опытном участке ОАО «РИТЭК», оценивается более чем в 15 тыс. т. Одновременно подтвердились теоретические основы ТГВ. В результате закачки рабочих агентов в скважину № 219 наблюдается повышение пластового давления в зоне дренирования добывающих скважин, увеличение объёмов добываемого углеводородного и углекислого газа, а также произошло изменение фракционного состава нефти в сторону увеличения содержания лёгких фракций. При этом в извлекаемых газах отсутствует кислород, что свидетельствует о протекании активных внутрипластовых окислительных процессов. Таким образом, промысловые исследования подтвердили высокий потенциал дальнейшего развития термогазового воздействия.

Успех экспериментальных работ на Средне-Назымском месторождении, а также применение новой технологии к различным геолого-фильтрационным условиям баженовской свиты позволят значительно повысить нефтеотдачу данных объектов – до 30–40%.

Дальнейший успех в деле освоения баженовской свиты будет определяться как темпами технологического прогресса, так и налоговым режимом освоения данных запасов. В частности, как отмечают представители администрации ХМАО, сегодня в Югре ежегодно добывается около 1 млн т нефти из отложений баженовской свиты. По прогнозам, при сохранении существующей налоговой системы этот показатель к 2020 г. составит 2–2,5 млн т, а в случае введения налоговых льгот он увеличится до 20–30 млн т в год.

Дорогие друзья!

От всей души поздравляем вас
с наступающим Новым годом и Рождеством!

Пусть 2014 год станет для вас годом
стабильного роста и победных свершений.

Пусть любовь и дружба наполняют вашу жизнь,
делая каждое ее мгновение бесценным.

Желаем вам и вашим близким счастья,
здоровья и финансового благополучия!

Всегда ваш,

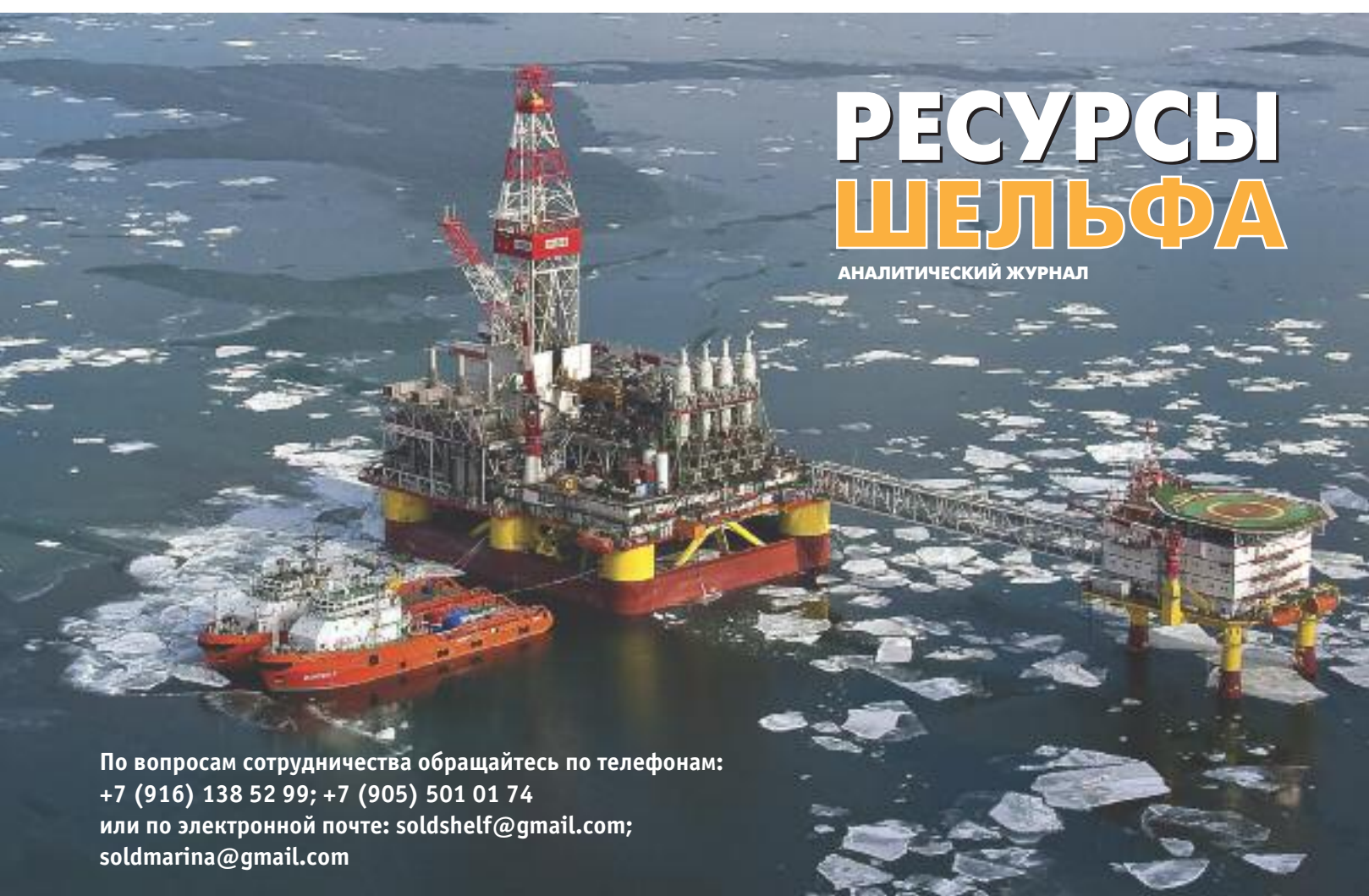
 **Банк
Петрокоммерц**

www.pkb.ru 8 800 200 6 411

Звонок по РФ бесплатный



СМД Банк «Петрокоммерц»
Генеральная лицензия ЦБ РФ №1775, Реклама



РЕСУРСЫ ШЕЛЬФА

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

По вопросам сотрудничества обращайтесь по телефонам:
+7 (916) 138 52 99; +7 (905) 501 01 74
или по электронной почте: soldshelf@gmail.com;
soldmarina@gmail.com

Идеальный «коктейль» от Emerson

Лидер рынка автоматизированных систем измерений, управления и диагностики открывает новые перспективы развития отрасли

Валерий АНДРИАНОВ

Нефтегазовый комплекс сегодня стоит перед лицом серьёзных вызовов. Истощение запасов наиболее «лёгких» в добыче углеводородов заставляет продвигаться в не освоенные ещё регионы деятельности, расположенные в неблагоприятных геологических и климатических условиях. Данный процесс, естественно, требует разработки передовых технологий, создания новых методов безопасной эксплуатации месторождений и, как следствие, огромных инвестиций. Между тем, глобальная конкуренция с относительно дешёвыми источниками сырья, такими как американский сланцевый газ и ближневосточные нефть и газ, заставляет компании уделять особое внимание экономической эффективности производства и по возможности избегать дополнительных расходов. Как одновременно соблюсти оба условия – высокую технологичность и экономическую эффективность новых проектов? Это требует от ведущих игроков рынка разработки новых подходов, новой философии бизнеса. И помочь им в этом способны лидеры в области автоматизации и контроля технологических процессов, одним из которых является компания Emerson.

Прошедшая осенью нынешнего года в штате Техас всемирная конференция Emerson Global Users Exchange в очередной раз продемонстрировала, что эта корпорация способна дать ответ на вышеупомянутые вызовы и обеспечить высокую экономическую эффективность бизнеса именно благодаря внедрению передовых технологий. Лозунг конференции – «Сочетая элементы» (Combining the elements) – в предельно лаконичной форме выразил философию Emerson: только правильное объединение знаний, технологий и кадров компаний различных отраслей и лидеров сервисного рынка позволит добиться максимального успеха в нынешних нелёгких условиях.

ЧЕТЫРЕ ЭЛЕМЕНТА УСПЕХА

Исполнительный вице-президент компании Emerson и президент её подразделения Emerson Process Management Стив Сонненберг в своём выступлении на конференции нашёл очень яркий образ для того, чтобы продемонстрировать роль этой корпорации в современном бизнесе.

Он вспомнил, как недавно 64-летняя американская пловчиха Диана Найэд установила рекорд, проплыв 110 миль от Ку-

бы до Флориды. Это была её пятая попытка, а первую она предприняла 35 лет назад, когда ей было меньше 30. И только перешагнув 60-летний рубеж (!), она смогла исполнить свою давнюю мечту, продемонстрировав фантастическую волю и целеустремлённость. За 53 часа она преодолела бурные воды, холод и темноту. Впоследствии она признавалась, что боль и усталость были настолько сильны, что она постоянно страдала галлюцинациями. «Это большое достижение и вдохновляющая история, но как это связано с надёжными консультантами?» – заинтриговал аудиторию Стив Сонненберг.



«Когда Найэд вышла из воды, она сообщила журналистам очень интересную вещь. Она сказала, что всем представляется, будто плавание – это одиночный вид спорта, но на самом деле – это командный спорт. В этой истории она – герой, потому что смогла это сделать. Но она полагалась на команду примерно из 40 человек, которые были её надёжными консультантами во всём, начиная с вопросов навигации, погоды и заканчивая питанием. Для неё специально даже разработали маску, чтобы защитить от ожогов медузы (из-за чего не удалась её предыдущая попытка). Она доверяла этим специалистам консультировать и направлять её, обеспечивать её безопасность, служить её интересам, чтобы сделать её цель своей целью и помочь в её достижении», – продолжил свой рассказ топ-менеджер Emerson.

И аналогия стала очевидной. Настоящие герои – это компании различных отраслей, которые преодолевают неимоверные трудности и с неизменным упорством добиваются поставленных целей. А Emerson становится частью их команды, выступает в роли надёжного консультанта в вопросах автоматизации. При этом корпорация стремится с самого начала видеть, понимать и разделять цели своих бизнес-партнёров, а в чём-то даже предвидеть их нужды и потребности.



Стратегическая концепция Emerson базируется на четырёх элементах: отношениях с заказчиками; технологических инновациях; сервисном обслуживании на протяжении всего жизненного цикла и безупречном выполнении проектов.

Отношениям с заказчиками Emerson отводит особую роль. «Наша цель – тщательно изучить вашу ситуацию, планы и цели, чтобы мы могли предоставить то решение, которое подходит именно вам. Люди из команды Дианы Найэд не только понимали её цель, но также знали о тех преградах, с которыми ей придётся столкнуться, поэтому они смогли найти способ преодолеть их», – отмечает С. Сонненберг.

Компания взяла на вооружение антропоцентрический принцип: «В центре внимания – пользователь». Это означает, что любая разработка начинается с понимания интересов заказчика, а лишь затем разрабатываются продукты с учётом особенностей его деятельности. То есть Emerson не пытается менять процессы клиентов под свои технологии, а наоборот – создаёт процессы под их технологии. В отдельных случаях даже приходится перепроектировать некоторые уже существующие продукты для того, чтобы повысить их эксплуатационную и ремонтную пригодность для конкретных предприятий.

Сейчас в компании работает более 800 специалистов по различным отраслям, областям применения и технологиям, которые тесно взаимодействуют с заказчиками. Для того чтобы они могли расширить свои знания в конкретных сферах, в компании была разработана программа он-лайн обучения Process University. А чтобы они могли поделиться передовыми идеями с коллегами, был создан внутренний веб-портал. В результате заказчики могут воспользоваться ноу-хау экспертов Emerson независимо от того, в какой точке мира они находятся.

При этом Emerson не только выполняет конкретные предложения заказчиков, но и предлагает готовые отраслевые решения, то есть проверенные на практике комбинации технологий и услуг – в частности по процессам механизированной добычи нефти и нефтепереработки. Пока у компании более 20 таких решений, но ряд новых уже на подходе. В качестве одного из ярких примеров С. Сонненберг привёл оптимизацию установки крекинга для получения этилена. Один из отраслевых консультантов приехал на нефтехимическое предприятие и после тщательного изучения ситуации предложил использовать решение SmartProcess Ethylene Cracking. Когда оно было внедрено, сразу стали очевидны его преимущества – установки начали работать более стабильно, повысилась их мощ-

НАША СПРАВКА

Компания Emerson была создана в 1890 г. братьями Местон, изобретателями надёжного электромотора.

В 1992 г. Emerson приобрела компании Fisher Controls и Monsanto и создала промышленную Группу Fisher-Rosemount. В последующие годы корпорация росла за счёт поглощения таких успешных фирм, как Saab Marine Electronics (радарные уровнемеры и системы коммерческого учёта в резервуарах), Westinghouse Process Control (системы управления для энергетики), Daniel (турбинные и ультразвуковые расходомеры). В 2009 г. в состав Emerson Process Management вошла компания Rohar, крупнейший в мире поставщик продуктов и услуг в области управления месторождениями и оптимизации разработок.

Сегодня Emerson является мировым лидером в области разработок современных технологий и внедрения инновационных решений. Она располагает 235 производственными площадками в различных точках земного шара, её представительства открыты в 150 странах мира. Объём продаж за 2012 финансовый год составил 24 млрд долларов, а в инжиниринг и создание новых технологий было вложено свыше 800 млн долларов.

Наибольшая часть выручки компании, 28%, приходится на долю подразделения Emerson Process Management, которое занимается разработкой и реализацией средств измерений, управления и диагностики.

Emerson Process Management проводит ежегодные форумы с участием компаний-заказчиков со всего мира. В ходе этих мероприятий она представляет собственные новейшие разработки, а специалисты фирм-заказчиков имеют возможность поделиться опытом внедрения технологических решений, а также пройти обучение по интересующим их курсам. В общей сложности в рамках данного форума проходит несколько сотен различных заседаний, дискуссий, презентаций, семинаров и т. д., что позволяет не только подробно обсудить все аспекты деятельности компании, но и наметить пути технологического прогресса целых отраслей промышленности.

ность, увеличилась эффективность использования топлива. Экономический эффект составил около четверти миллиона долларов с каждой установки.

Второй элемент – технологические инновации. Их роль хорошо видна на примере того же заплыва Дианы Найэд. Её рекорд мог бы и не состояться без уже упомянутой силиконовой маски для защиты от медуз, а также без других плодов инноваций. Так, она использовала специальный крем, нейтрализующий действие ожогов, а ночью к лодке, которая сопровождала её, привязывали светящуюся ленту, указывающую направление движения. И в самой лодке, конечно же, использовался GPS, чтобы не сбиться с курса.

Глава Emerson Process Management привёл примеры того, как технологические решения компании помогают «не сбиваться с курса» предприятиям многих отраслей. Так, разработанная её специалистами электронная кроссировка с использованием модулей CHARM значительно облегчает разработку и реализацию проектов. Общая наработка систем, имеющих электронную кроссировку, уже приближается к 1 млрд часов более чем на 300 предприятиях по всему миру.

Главная тенденция последних лет в сфере автоматизации – широкое внедрение беспроводных технологий, что позволяет существенно повысить надёжность, безопасность и энергоэффективность оборудования, а также соблюсти самые жёсткие требования в области охраны труда и защиты окружающей среды. Благодаря беспроводным технологиям удаётся обеспечить полномасштабный контроль и получить максимум информации о том, что происходит на предприятии.

В этом году Emerson представила пять новых беспроводных продуктов, ещё большее число новинок должно появиться на рынке в следующем году. Темпы внедрения подхода Smart Wireless («умные» беспроводные сети) удивляют даже специалистов, объём их наработки в полевых условиях уже приближается к 2 млрд часов.

Но количество далеко не всегда переходит в качество. И увеличение числа датчиков или же расширение объёма собираемой информации о производственных процессах вовсе не означает автоматического повышения их эффективности. Поэтому Emerson идёт дальше и предлагает своим заказчикам интегрированные системы для принятия бизнес-решений.



Удалённые интеллектуальные операторские (iOps-центр) дают возможность объединить информацию, поступающую с разных производств, и обеспечить доступ к ней не только операторам, но и специалистам различных областей деятельности. Например, экспертам по надёжности оборудования, которые из любой точки мира могут определить, проанализировать и устранить проблемы ещё до того, как произойдут какие-либо реальные сбои технологических процессов. Первый такой iOps-центр уже создан на одном из предприятий Emerson в г. Остин (Техас).

Чтобы удовлетворить интересы заказчиков, Emerson сотрудничает с сотнями различных компаний, специализирующихся в тех или иных технологических областях. При этом она постоянно расширяет собственное производство – как за счёт строительства новых предприятий, так и путём приобретения тех фирм, которые могут удачно дополнить её бизнес-структуру. Так, недавно была достигнута договорённость о покупке фирмы Virgo

Valves and Controls, занимающейся выпуском специализированных двухпозиционных клапанов для нефтегазовой отрасли.

Третьим элементом стратегической концепции Emerson является сервисное обслуживание на протяжении всего жизненного цикла. Реализация крупного проекта – от планирования до начала полноценного производства – может растянуться на пять-шесть лет, после чего на протяжении 20–60 лет предприятие будет нуждаться в постоянном техническом обслуживании, оптимизации процессов и усовершенствовании оборудования. *«Получение максимальной выгоды от инвестиций, вложенных за жизненный цикл проекта, становится намного проще, если сервисное обслуживание осуществляется экспертами, которые знают вас, ваше производство, а также лежащие в его основе технологии»*, – отмечает С. Сонненберг.

За последний год компания открыла семь новых сервисных центров и расширила существующие. В течение двух последующих лет планируется открыть ещё 12 – в результате их суммарное количество превысит четыре сотни. В этом году в штат компании были приняты 215 специалистов по сервисному обслуживанию, и их общее число приблизилось к 2700 человек.

Сервисные центры, как правило, базируются поблизости от основных предприятий-заказчиков. Это позволяет оперативно решать любые возникающие вопросы – от мелкого ремонта и поставок комплектующих до проведения капитальной реконструкции.

Наконец, четвёртый элемент – безупречное выполнение проектов. Руководство Emerson прекрасно понимает: чтобы помочь заказчикам улучшить операционную деятельность, необходимо сделать её безупречной внутри самой компании. *«Мы должны стать партнёром, с которым легче вести бизнес. Это значит, что мы должны иметь более простые бизнес-процессы, руководствоваться едиными стандартами реализации проектов и предлагать сроки поставок, на которые вы можете рассчитывать»*, – отмечает С. Сонненберг.

Здесь преимущество компании заключается в том, что она может привлекать как региональные, так и глобальные ресурсы. Например, когда в рамках одного из недавних проектов в сфере нефтепереработки возникла необходимость привлечь дополнительных сотрудников для выполнения пуско-наладочных работ, Emerson оперативно направила туда более 60 квалифицированных специалистов из различных регионов мира. В результате предприятие было пущено в эксплуатацию в требуемые сроки. *«Мы дали понять заказчику, что берём на себя ответственность за его успех»*, – подчёркивает глава Emerson Process Management.

Чтобы оставаться на уровне передовых практик, компания постоянно увеличивает штат менеджеров по проектам. В нынешнем году он возрос на 500 человек, и его численность превысила 5100 специалистов. Кроме того, расширяются функции службы по управлению проектами, что позволяет сформировать единый комплекс инструментов, процессов и профессиональных знаний. В результате все предприятия компании смогут применять передовые практики в рамках каждого конкретного проекта.

Благодаря совершенствованию бизнес-процессов заказчики в любом регионе мира получают критически важные детали в течение одного дня (!), а отгрузка стандартной продукции, собранной под конкретный заказ, осуществляется в течение 10 дней.

«Объединяя эти элементы, мы работаем над тем, чтобы Emerson Process Management стала партнёром, решающим проблемы заказчиков, а также выступала в роли надёжного консультанта, с которым легко вести бизнес», – подытожил С. Сонненберг.

КОМПЛЕКСНАЯ АРХИТЕКТУРА – ПУТЬ К ЭКОНОМИИ

Спектр предлагаемых компанией Emerson технологий весьма широк. Они способны и решить отдельные проблемы предприятий, и обеспечить комплексную автоматизацию технологических процессов. Так, специалистами компании разработана уже доказавшая свою эффективность цифровая архитектура управления PlantWeb. На основе проактивной диагностики она позволяет предвидеть и предотвратить проблемы на производстве ещё до того, как они повлияют на работу оборудования. В отличие от обычных распределительных систем управления эта архитектура даёт возможность сократить капитальные и эксплуатационные затраты и повысить эффективность производства более чем на 2%.

Начиная проект комплексной автоматизации того или иного предприятия, Emerson Process Management берёт на себя полную ответственность за процесс в целом – от функционирования каждой задвижки до выстраивания системы управления всем объектом. Соединение данных функций «в одних руках» позволяет сэкономить на инжиниринге, ускорить реализацию проекта, сократить время принятия решений, свести к минимуму «бумажную работу», обеспечить полную совместимость всех приборов и систем, а также максимальное использование их потенциала.

Ярким примером эффективного применения архитектуры PlantWeb в нефтегазовой промышленности является проект автоматизации двух нефтедобывающих платформ компании BP. Летом прошлого года Emerson Process Management выступила в роли генерального подрядчика по автоматизации (в соответствии с глобальным соглашением с BP) проекта Клэр Ридж.

Осваиваемое месторождение находится в Северном море, на западе от Шетландских островов (Великобритания). Его разработку BP осуществляет вместе с партнёрами – ConocoPhillips, Chevron и Shell. Данный проект является важнейшим из реализуемых ныне на континентальном шельфе Великобритании.

Установка двух новых платформ планируется в 2015 г., запуск производства – в 2016 г. Ожидается, что максимальная добыча на новом месторождении достигнет 120 тыс. баррелей в сутки.

В функции Emerson входит подготовка предпроектной документации для интегрированной системы управления и аварийной защиты, а также проектирование автоматических систем, установка, приёмочные испытания, пуско-наладочные работы, настройка и помощь при вводе в эксплуатацию. Компания также поставляет для данного проекта средства автоматизации: кориолисовые массовые расходомеры Micro Motion, датчики давления и температуры, радарные уровнемеры и вихревые расходомеры Rosemount, регулирующие клапаны и регуляторы Fisher, газовые хроматографы Rosemount Analytical и скважинные влагомеры Roxar.

Цифровая система автоматизации DeltaV обеспечит управление и мониторинг эксплуатации платформ с использованием технологии FOUNDATION fieldbus и интеллектуальных беспроводных приборов Emerson. А система ПАЗ DeltaV при необходимости будет управлять технологическими и аварийными остановками, а также сможет обнаружить пожары и загазованность. Emerson организует систему обучения операторов и будет осуществлять постоянную поддержку автоматизированной системы.

Благодаря технологиям Emerson станут возможны дистанционное управление и диагностика клапанов и средств изме-

рений. Так, для контроля устья скважины используются интеллектуальные беспроводные устройства, позволяющие сократить расходы на проектирование и прокладку проводов, а также снизить вес оборудования, установленного на морских платформах. Отдельная беспроводная сеть обеспечит поддержку таких приложений, как Mobile Worker и потокового видео для обнаружения пожара.

За счёт новейшего программного обеспечения у менеджеров появится удобный единый интерфейс, который поможет оценить состояние активов, оптимизировать эксплуатационные расходы и получить информацию об основных производственных показателях. И это лишь один из множества проектов по разработке морских месторождений, для его реализации заказчики обратились к опыту Emerson.

ОТ ТОЧЕЧНОГО КОНТРОЛЯ – К АВТОМАТИЗИРОВАННОМУ

Впрочем, Emerson готова решать и более локальные задачи. В ходе конференции представители множества компаний приводили примеры эффективного использования её технологий. Так, специалист корпорации Spectra Energy Ричард Кларк рассказал о преимуществах применения ультразвукового детектора утечек.

Spectra Energy является газотранспортной компанией, она владеет трубопроводом, проложенным из канадской провинции Альберта, а также рядом газофракционирующих установок, транспортных терминалов и подземных хранилищ газа. До недавнего времени она сталкивалась с серьёзными проблемами из-за утечек газа, что приводило не только к потерям сырья и поломкам оборудования, но и к травмам на производстве (были случаи получения ожогов обслуживающим персоналом). Поскольку многие объекты компании расположены в неблагоприятных климатических условиях, их старались размещать внутри крытых помещений, но это приводило к скапливанию газа в результате утечек и угрозе взрыва.

Специалисты Spectra Energy пытались улавливать утечки газа из ПХГ с помощью одноточечных детекторов. Но эти датчики оказывались бесполезными, когда на них влияли погодные условия: например, их заваливало снегом или же порывы ветра уносили просачивающийся из хранилища газ в сторону от детектора, что не позволяло обнаружить утечку. Кроме того, датчики приходилось постоянно калибровать.



В результате было решено использовать ультразвуковой детектор утечек GDU-Incus. Он обладает большим радиусом действия и с помощью ультразвуковых волн «слышит» любые утечки. При этом его не нужно калибровать. Благодаря этому изменился сам принцип обеспечения безопасности – если раньше утечку пытались уловить в одной точке (в

которой могло и не наблюдаться опасной концентрации газа, что вовсе не означало отсутствия утечки как таковой), то теперь датчики Emerson позволяют обнаруживать не наличие газа, а негерметичность оборудования. В результате безопасность на этих мощностях существенно возросла.



За счёт технологий Emerson удалось наладить контроль и за насосами на предприятии Spectra Energy. Ранее из 200 насосов только 10 контролировались постоянно. Функционирование остальных отслеживали вручную – работники подходили к оборудованию, вставляли, а затем вытаскивали специальные купоны и считывали с них значения. Это было не только слишком трудоёмким, но и создавало коррозию в местах контроля. Технологии Emerson позволили изменить эту ситуацию – специальная автоматизированная платформа даёт возможность обеспечить полный и постоянный мониторинг работы оборудования.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ СТАРЫХ НПЗ

Большой спектр технологических решений Emerson нашёл себе применение в сфере нефтепереработки и нефтехимии. Особенно они актуальны для России, где большинство НПЗ были построены несколько десятков лет назад и поэтому не отличаются высокой степенью автоматизации. Между тем, чтобы повысить производительность установок, увеличить их энергоэффективность, сократить затраты на техническое обслуживание и обеспечить экологическую безопасность, необходимо осуществлять постоянные измерения всех технологических параметров. И технологии Emerson позволяют модернизировать старые предприятия путём установки беспроводных контрольно-измерительных приборов. Приведём только несколько примеров.

Так, одним из самых энергоёмких процессов на любом НПЗ является дистилляция. На неё приходится около 40% всего энергопотребления и половина общей стоимости производства. Но на процесс перегонки постоянно влияют различные факторы – меняющиеся погодные условия, качество сырья, особенности оборудования и т. д. Изменения технологического процесса заставляют операторов работать с «запасом по качеству», чтобы не допустить выпуска некондиционной продукции. Это снижает выход целевых продуктов, энергоэффективность и производительность колонны.

Часто в ректификационных колоннах возникает и такая проблема, как чрезмерный восходящий поток пара, который мешает нисходящему потоку жидкости, заставляя её наполнять тарелки. В результате происходит «захлёбывание» тарелок, что чревато снижением пропускной способности колонны и даже её остановами.

По расчётам экспертов, зачастую в ректификационных колоннах из-за недостаточного уровня управления технологическими процессами расходуется на 12% пара больше, чем необходимо, а потери продукции достигают 7%.

Полный набор измерительных и аналитических приборов Emerson позволяет в режиме реального времени предоставлять диспетчерам данные о ключевых параметрах процесса, в том числе о качестве исходного сырья и составе готового продукта. А системы интеллектуальной диагностики дают возможность предвидеть проблемы с оборудованием и планировать профилактическое обслуживание в наиболее удобное время.

Огромную экономию предприятию может принести автоматизация мониторинга работы компрессоров. На отказы данного оборудования приходится 0,6% от общего объёма производственных потерь. А порой незначительный на первый взгляд останов компрессора может стать причиной крупной аварии, приводящей не только к потере времени и средств, но и к экологическому ущербу. Автоматизированная система сбора данных о состоянии оборудования с возможностью отслеживания динамики изменения параметров позволяет инженеру оперативно анализировать причину отказа и быстро ликвидировать неисправности. По расчётам экспертов Emerson, внедрение автоматизированного мониторинга компрессоров позволяет нефтеперерабатывающему предприятию мощностью 12,5 млн т в год сэкономить 162250 долларов ежегодно!

Большинство НПЗ уделяют мало внимания и контролю за насосами. Как правило, постоянный мониторинг распространяется только на самые дорогие из них или критически важные, а это не более 20–30% от их общего числа. Между тем, недостаточный контроль за этим оборудованием может привести к разбалансировке насоса, возникновению вибрации или кавитации (образованию пузырьков), что чревато катастрофически-



ми последствиями. Раньше установка датчиков на каждый насос была экономически невыгодна. Но теперь благодаря интеллектуальным технологиям Smart Wireless высокая стоимость больше не является препятствием. Поскольку данная беспроводная технология не требует прокладки кабелей и разработки сложной проектной документации, полноценная защита стала доступной практически для всех насосов. Для уже упомянутого типового предприятия (12,5 млн т в год) экономия от внедрения данной системы составит 1323750 долларов в год.

Ещё 2,21 млн долларов может принести НПЗ организация мониторинга теплообменников. Обычно загрязнение трубок теплообменников асфальтосмолистыми отложениями приводит к повышенному энергопотреблению и снижению производительности установки. Системы контроля Emerson помогают поддерживать оборудование в исправности и осуществлять чистку теплообменников в наиболее выгодное с экономической точки зрения время.

В качестве примера экономического эффекта от автоматизации эксперты Emerson приводят проект, осуществлённый на НПЗ компании GALP Energia в г. Матозиньюш (Португалия). Его мощность составляет 11 тыс. баррелей в сутки, он производит разнообразные нефтепродукты и ароматические соединения, которые служат сырьём для химической, нефтехимической и текстильной промышленности.

Консультанты Emerson провели анализ установки по производству ароматических соединений и сделали вывод о том, что необходимо использовать дополнительные контрольно-измерительные приборы. Благодаря автоматизации процесса контроля и мониторинга операторы получили возможность эксплуатировать ректификационные колонны с оптимальными экономическими параметрами, причём качество продукции остаётся неизменным. Выгода от усовершенствования управления технологическими процессами составила 2,1 млн евро в год. И это только одна установка. При распространении подобного подхода на крупное предприятие экономический эффект может вырасти в разы.

НОВЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ДАВНЕГО СОТРУДНИЧЕСТВА

В России Emerson работает без малого 80 лет. В 1935 г. на Менделеевский завод в Ярославской области впервые поступили клапаны Fisher Controls, а также начались поставки в СССР приборов марки Rosemount. В 1989 г. компания получила аккредитацию и право на осуществление коммерческой деятельности на территории Советского Союза. В 2004 г. Emerson Process Management стала инвестором и стратегическим партнёром Промышленной группы «Метран» (Челябинск). На её базе был создан глобальный инженерный центр, где ведутся разработки новейших средств измерений. ГИЦ оснащён самым современным оборудованием и программным обеспечением как для создания новой продукции, так и для её тестирования и верификации. Кроме того, в 2011 г. в Челябинске была открыта линия производства клапанов Fisher.

Emerson реализовала ряд крупных проектов в нефтегазовой отрасли России. В частности, она осуществила комплексную автоматизацию добывающей платформы на шельфе Охотского моря и берегового терминала мощностью 34 тыс. т нефти в сутки (проект «Сахалин-1»). По заказу «ЛУКОЙЛа» был автоматизирован Варандейский нефтяной отгрузочный терминал пропускной способностью 12 млн т в год. В Казахстане идёт работа над созданием беспроводного предприятия с применением технологий WirelessHART в рамках проекта «Тенгизшевройл» (Chevron).



В ходе конференции в Техасе представители Emerson и «ЛУКОЙЛа» презентовали ещё один совместный проект – создание тренажёрного комплекса для операторов морских объектов обустройства.

Сегодня «ЛУКОЙЛ» наращивает производство углеводородного сырья во многом благодаря освоению ресурсов Каспийского моря. Компания уже ведёт добычу на месторождении им. Корчагина, где к 2016 г. планируется извлекать более 6 млн т нефти в год. В 2015 г. должна начаться эксплуатация второго месторождения – им. Владимира Филановского. Одновременно исследуются ещё три месторождения – Хвалынское, Ракушечное и Сарматское.

Для подготовки специалистов, которые будут работать на Каспии, в 2011 г. в посёлке Ильинка (Астраханская область) открыт Корпоративный учебный центр (КУЦ) «ЛУКОЙЛа». Здесь обучают технике безопасности, работе на морских объектах. Пропускная способность центра – 2500 человек в год.

Поскольку обучение ведётся не на действующем добычном комплексе, а «на суше», где ошибки не влекут реальных последствий, для полноценной подготовки специалистов необходимо было создать тренажёр, который бы моделировал работу АСУТП морской ледостойкой стационарной платформы. И он был создан с помощью технологий компании Emerson.

Решение включило в себя: среду имитации DeltaV Simulate; специализированное ПО моделирования K-Spice (от Kongsberg), которое можно использовать не только для обучения, но и для решения инженерных задач; автоматизированную систему оценки действий оператора на базе программного обеспечения K-Spice Neptune.

Тренажёр отображает те же процессы, оператор видит те же экраны и пользуется той же логикой управления, что и в реальности, на платформе. Обычно обучение проводится для полной смены оперативного персонала, которая включает в себя начальника смены, главного оператора, полевого, оператора по производству и энергетике. Всего разработано 29 индивидуальных сценариев для смен – от тревожной сигнализации до полномасштабного запуска платформы. При этом инструктор может конфигурировать и изменять сценарии, управлять событиями или исправностью оборудования.

И это всего лишь один из многочисленных примеров того, как решения компании Emerson могут повысить эффективность и безопасность деятельности предприятий отрасли. Поскольку сегодня отечественный нефтегазовый комплекс сталкивается с уже упоминавшимися вызовами – необходимостью выхода в новые регионы, повышения качества нефтепродуктов и развития нефтехимии – сфера потенциального применения технологий Emerson будет только расширяться. ■

Ответ на глобальный вызов – модернизация

На фоне ужесточения конкурентной борьбы на мировом рынке российские нефтепереработчики должны или обновлять свои мощности, или уходить из бизнеса

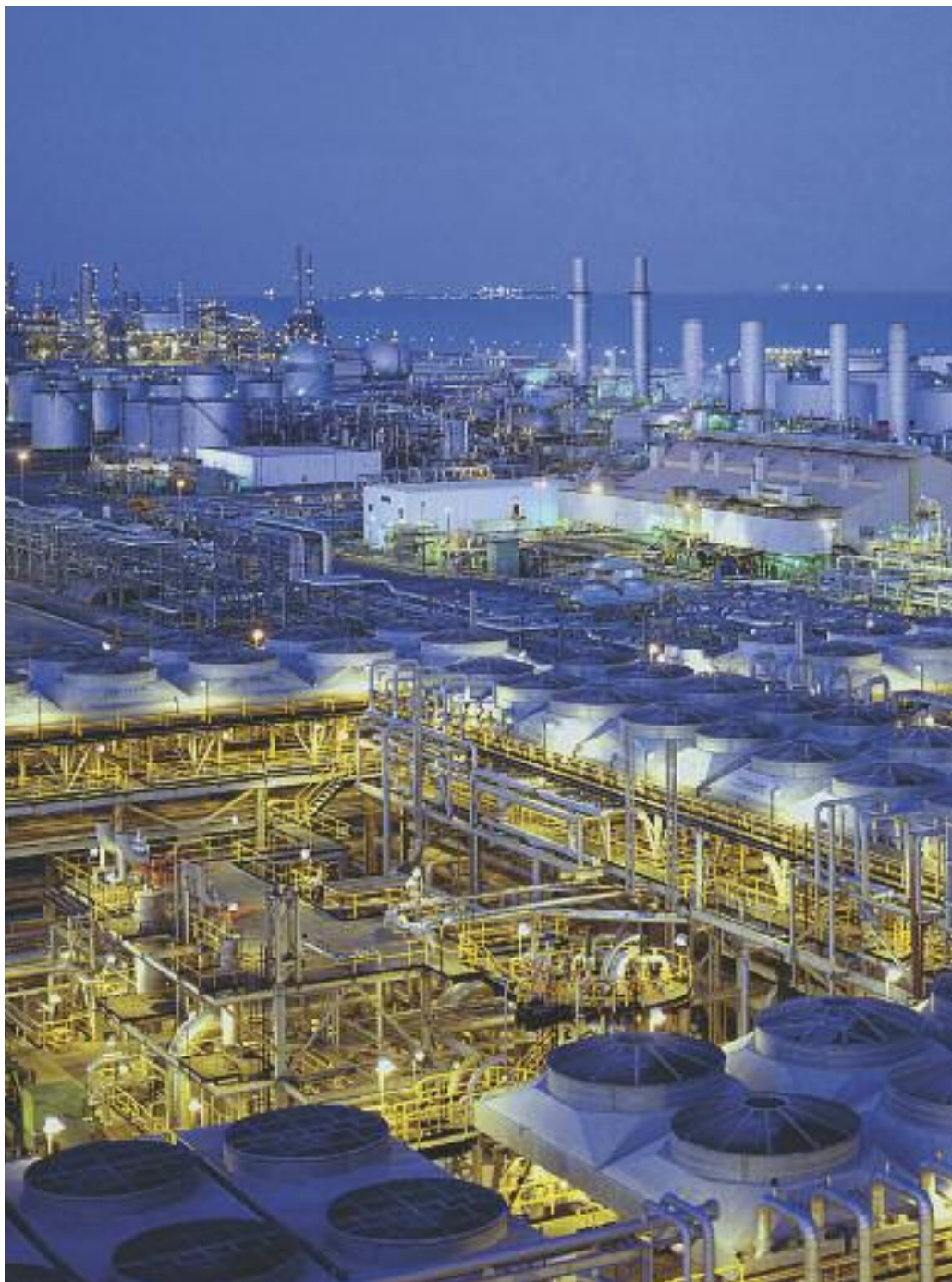
В связи с созданием перерабатывающих мощностей на Ближнем Востоке и в США возникают новые направления экспорта нефтепродуктов. В результате в большинстве регионов мира растёт конкуренция между поставщиками топлива. Европейские компании борются за то, чтобы сохранить свои позиции на фоне снижения спроса на горючее, а их российские «коллеги» сталкиваются с выбором – модернизировать собственные мощности или выходить из бизнеса. Каковы дальнейшие перспективы развития этой глобальной конкурентной борьбы? По просьбе журнала «Нефть России» консалтинговая компания Eugo Petroleum Consultants подготовила обзор мирового рынка нефтепереработки и нефтепродуктов, который даёт ответ на данный вопрос.

Азия и Ближний Восток: ПРОДОЛЖЕНИЕ РОСТА

Азия и Ближний Восток становятся значимыми центрами нефтепереработки, нацеленными на получение преимуществ от быстрого роста спроса на нефтепродукты в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

По данным Управления энергетической информации (EIA) США, мировое потребление нефти вырастет с 87 млн баррелей в сутки в 2010 г. до 97 млн баррелей в 2020 г. и 115 млн баррелей в 2040 г. Большая часть данного прироста придётся на страны, не входящие в ОЭСР, в том числе на азиатские государства – до 70%.

Для удовлетворения увеличивающегося спроса на нефтепродукты новые нефтеперерабатывающие мощности будут возводиться на Ближнем Востоке и в АТР. Китай в течение последующих десяти лет планирует увеличить свою нефтепереработку на 250 млн т в год. В Индии в ближайшие пять лет ожидается расширение



мощностей НПЗ по крайней мере на 50 млн т в год. Ближневосточные нефтепереработчики, в авангарде которых находится Саудовская Аравия, развивают данную отрасль с ориентацией на экспортные рынки. Только что пущен в эксплуатацию НПЗ в Джубайле (совместное предприятие французской Total и Saudi Aramco), и большая часть продукции, получаемой в результате переработки 20 млн т нефти в год, направляется на экспорт. В Саудовской Аравии в стадии строительства находятся два дополнительных НПЗ мощно-



Saudi Aramco

стью по 20 млн т в год, эти заводы будут пущены в эксплуатацию в ближайшие четыре года и станут конкурировать на мировых рынках нефтепродуктов.

Большое количество новых нефтеперерабатывающих проектов, находящихся на разных этапах планирования и реализации, станут способствовать удовлетворению спроса на нефтепродукты как на Ближнем Востоке, так и в АТР. Китай останется крупным импортёром мазута для рынка бункерного топлива и нетто-импортёром бензина и дизельного топлива, что позволит ему обеспечить потребности личного автопарка, который, по оценкам, увеличится с текущих 120 млн т до 200 млн т в 2020 г.

Рост потребления нефтепродуктов в КНР уменьшился с 12,7% в 2010 г. и 5,2% в 2011 г. до 4,8% в 2012 г., что привело к возникновению избытков мощностей по производству автобензина и дизельного топлива. Это вынудило переработчиков экспортировать данную продукцию. В ближайшие несколько лет потребление нефтепродуктов в Китае, как ожидается, догонит установленные мощности НПЗ и страна снова станет нетто-импортёром нефтепродуктов.

Пока Поднебесная увеличивает нефтеперерабатывающие мощности для удовлетворения внутреннего спроса, компании Индии и Саудовской Аравии с целью обеспечения максимальной прибыли делают ставку на экспорт нефтепродуктов. Система субсидий на топливо, которая по-прежнему является нормой в странах Ближнего Востока и Азии, снижает стимулы для продаж на внутреннем рынке и делает экспорт гораздо более привле-

кательным. Экспортные стратегии, принятые переработчиками из Индии и Персидского залива, приведут к росту конкуренции за долю на мировом рынке. Она будет усиливаться, поскольку в ближайшее время начнётся эксплуатация новых мощностей в странах Ближнего Востока.

ЕВРОПА: НЕФТЯНЫЕ РЫНКИ ЕЩЁ В ДЕПРЕССИИ

Европейская нефтепереработка сталкивается с большим количеством неопределённостей и проблем, чем эта отрасль в других регионах. В 2013 г. признаки восстановления спроса на нефтепродукты (а именно – увеличение спроса на дизельное топливо) были замечены в Германии и Великобритании. Но Испания и Италия по-прежнему демонстрируют его резкое снижение на моторное топливо – на 4% и 8% соответственно за первое полугодие 2013 г. За тот же период во Франции, согласно данным Французского союза нефтяной промышленности (UFIP), зарегистрировано уменьшение спроса на дизельное топливо и автобензин на 1,8%.

Экономический спад оказал значительное влияние на потребление нефтепродуктов в Европе. По данным Евростата, в 2012 г. спрос на дизельное топливо снизился на 2,5%, что прервало тенденцию его роста, продолжавшуюся более 10 лет. А спрос на бензин упал на 6,5% (см. рис.).

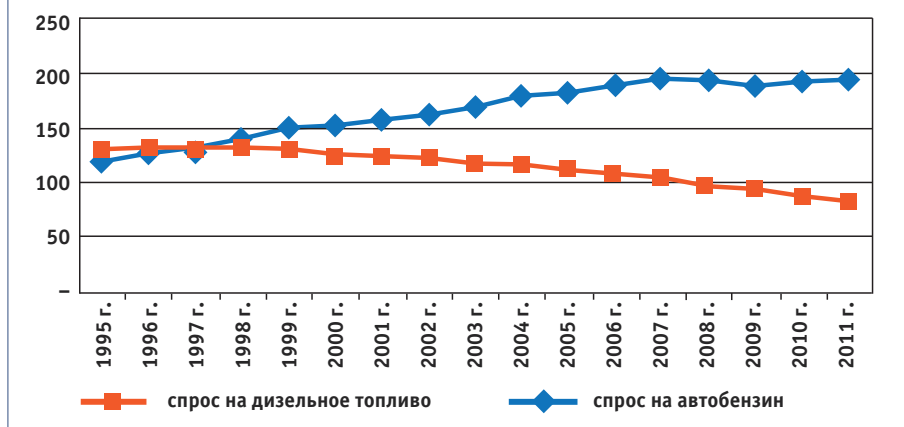
Как ожидается, в обозримом будущем европейское потребление останется слабым. Британская ассоциация нефтяной промышленности (UKPIA) оценивает его рост на уровне 0,1% в год до 2015 г.

Переход потребителей с автобензина на дизельное топливо в последние десять лет



Saudi Aramco

Рис. Спрос на автобензин и дизельное топливо, млн т / г.



увеличил темпы роста спроса на «дизель». Тем не менее дальнейшая динамика его расширения будет не столь быстрой, как ранее, что объясняется ростом эффективности двигателей и насыщением рынка дизельных автомобилей. Уже сейчас в Испании и Франции их доля приближается к 80% от общего числа транспортных средств, а во многих других странах Европейского союза она превышает 70% в общем парке автомобилей. В будущем европейский рынок дизельного топлива станет развиваться за счёт реального экономического роста, а не благодаря замещению других видов горючего.

Высокий уровень безработицы в Европе снизил размеры располагаемого дохода, что нашло отражение в данных по продажам автомобилей, предоставленных Европейской ассоциацией автопроизводителей (ACEA). Они указывают на сокращение данного показателя за первые 9 месяцев 2013 года на 3,9% по сравнению с аналогичным периодом прошлого года. Существенный рост (на 10,8%) наблюдался лишь в Великобритании.

В течение последних 10–12 лет спрос на нефтепродукты в Европе имел устойчивую тенденцию. Потребление автобензина сокращалось, поскольку автомобили становились всё более экономичными, увеличивалась доля новых машин с дизельными двигателями. В Центральной и Восточной Европе спрос на бензин продолжает расти, но в таких странах, как Польша, Турция и Украина, начинается обратная тенденция. В целом в Старом Свете появился значительный профицит автобензина, который по-прежнему будет экспортироваться в США.

За последнее десятилетие в Европе увеличился дефицит дистиллятных топлив на фоне значительных объёмов газойля и

«дизеля», импортируемых из России, растущих поставках из США и снижающегося импорта авиатоплив с Ближнего Востока.

Структурный дисбаланс на рынке автобензина и растущий спрос на дизельное топливо ставят европейскую нефтеперерабатывающую промышленность в крайне невыгодное положение. Экономический спад, высокие цены на нефть и повышение эффективности транспортных средств сократили потребление нефтепродуктов, что привело к существенному снижению доходности данного бизнеса. В результате, по данным Международного энергетического агентства (МЭА), в 2008–2013 гг. 16 НПЗ общей мощностью 85 млн т в год были закрыты. А многие всё ещё находятся под угрозой закрытия. В их числе – нефтеперерабатывающий и нефтехимический комплекс компании INEOS в Грейнджмуре (Великобритания). Он несёт большие потери в нефтехимическом подразделении, а также страдает из-за трудовых споров. НПЗ в Мантуе (Италия), принадлежащий компании MOL, планируется закрыть к концу года.

Слабость европейской нефтеперерабатывающей отрасли усугубляется резким сокращением экспорта бензина в США. Два фактора – снижающееся потребление и замещение поставок из-за рубежа местным производством – значительно сократили потребности Соединённых Штатов в импорте. Европейские компании пытаются найти новые рынки (например, Западная Африка и Средиземноморье), но сталкиваются с жёсткой конкуренцией со стороны других центров нефтепереработки.

США: ПОБЕДИТЕЛЬ ПОЛУЧАЕТ ВСЁ

США экспортируют всё больше нефтепродуктов и расширяют свою долю на мировых рынках. Своим успехом они не в по-

следнюю очередь обязаны добыче сланцевой нефти и газа. Низкие удельные затраты на переработку позволяют НПЗ Мексиканского залива поставлять дизельное топливо и бензин за границу по конкурентоспособным ценам – даже с учётом транспортных расходов. Снижение внутреннего спроса на автобензин также способствует повышению доступности данного продукта для экспорта.

По данным EIA, в 2013 г. экспорт нефтепродуктов из США увеличился на 65% по сравнению с уровнем 2010 г. При этом его расширение происходит по всем географическим направлениям. Так, значительно возросшие объёмы бензина отправляются в Северную и Западную Африку, которые традиционно являлись потребителями европейского горючего. В первом полугодии 2013 г. масштабы данных поставок увеличились более чем на 50%.

Кроме того, американские компании упрочили своё положение на внутреннем рынке. Увеличение на 8 млн т в год мощности продуктопровода компании Colonial Pipeline, имеющего протяжённость 9 тыс. км и соединяющего Техас и Нью-Йоркскую бухту, способствовало сокращению импорта бензина из Европы.

Экспорт дизельного топлива из США тоже значительно увеличился. В 2013 г. поставки в Азию возросли на треть (основные направления – Индия, Китай и Япония), в Латинскую Америку – на 5%, более чем до 80 млн т в год. В то же время США стали поставлять большие объёмы «дизеля» в Европу, воспользовавшись увеличением дефицита на данный продукт (поскольку европейские НПЗ останавливались на длительные ремонты). В сентябре 2013 г. объём данных поставок достиг 2 млн т, что является рекордным показателем за всю историю.

В прошлом нефтеперерабатывающая отрасль США боролась с низкой рентабельностью, а теперь она обрела новую жизнь: поток сланцевой нефти открыл новые перспективы. Её рентабельность повысилась и благодаря снижению эксплуатационных затрат ввиду наличия дешёвого газа. В частности, это позволило заводам, расположенным на побережье Мексиканского залива, осуществить значительные инвестиции и вовлечь в переработку новые сорта нефти. В настоящее время это приносит существенную отдачу и повышает конкурентные преимущества по сравнению с европейскими НПЗ.

Сланцевая революция ответственна и за новую эру индустриализации, возвращение интереса к нефтехимической, ме-

таллургической и другим энергоёмким отраслям, которые становятся всё более рентабельными благодаря доступным и дешёвым источникам газа.

Поскольку в обозримом будущем внутренний спрос на нефтепродукты останется на прежнем уровне или будет тяготеть к снижению, американские нефтепереработчики для поддержания своей рентабельности полагаются на экспорт. По оценкам ЕИА, в этом году спрос на автобензин в стране останется на прежнем уровне, а в 2014 г. он сократится на 0,4% за счёт повышения эффективности транспорта. В то же время ожидается, что потребление дизельного топлива в будущем году вырастет на 2% благодаря увеличению экономической активности.

НЕФТЕПЕРЕРАБОТКА В РОССИИ: ЗИГЗАГ УДАЧИ

По прогнозу ЕИА, потребление энергии в российском транспортном секторе будет расширяться на 1,6% в год в период 2011–2020 гг. Причём большая часть роста станет обеспечиваться за счёт автобензина. Относительно скромные темпы являются следствием сокращения численности населения и некоторого повышения эффективности применения горючего.

Хотя и умеренный, но всё же рост потребления топлива обусловлен увеличением числа частных автомобилей и активизацией сферы грузовых перевозок в связи с повышением уровня жизни и развитием экономики. Россия имеет относительно низкий уровень автомобилизации населения – 290 машин на 1 тыс. жителей (в то время как в среднем по Европе – 500 автомобилей), что создаёт значительные возможности для роста. В 2012 г. продажи легковых машин в РФ выросли на 12% по сравнению с предыдущим годом, но 2013 г. в этом плане оказался трудным. По оценкам Ассоциации европейского бизнеса (АЕБ), продажи сократятся на 5%. Однако дальнейшие перспективы оцениваются как благоприятные. Согласно прогнозам большинства отраслевых организаций, объёмы реализации автомобилей будут увеличиваться в период до 2020 г. на 3–6% в год.

Нефтеперерабатывающая промышленность РФ переживает этап серьёзной модернизации и готовится стать более заметным экспортёром высококачественных нефтепродуктов. Недавние изменения в законодательстве создали стимулы для инвестиций в технологии глубокой переработки и запустили процесс обновления отрасли. Система налогообложения, известная как 60-66, сократила вели-

чину поправочного коэффициента в расчёте экспортной пошлины на нефть с 65% до 60% и привела к выравниванию ставок на светлые и тёмные нефтепродукты на уровне 66% от ставки на нефть.

Исключение составляет бензин, экспорт которого облагается по более высокой ставке – 90%, что поощряет продажи внутри России. Увеличение пошлин на мазут до 66% от ставки на нефть (с перспективой дальнейшего повышения до 100% на-



Александр Лыскин

чиная с 2015 г.) является стимулом для инвестиций в процессы глубокой переработки сырья и сокращения производства тёмных нефтепродуктов.

Однако существуют и другие предложения по изменению экспортного налогообложения. Так, весной нынешнего года профильные министерства активно обсуждали схему 55-60, а также возможность увеличения пошлины на мазут до 70–80% начиная с 2014 г.

Инвестиционные программы, настоятельно стимулируемые правительством России, являются основой для преобразования всей нефтеперерабатывающей отрасли страны. Структура экспортных пошлин гарантирует, что производимый автобензин будет поставляться в первую очередь на внутренний рынок, а у дизельного топлива больше шансов для экспорта. Эти меры призваны обеспечить внутренние потребности в бензине, недостаток которого наблюдался в прошлом. Данный вид горючего по-прежнему остаётся предпочтительным топливом для личного автотранспорта – в настоящее время Россия потребляет 80% производимого бензина.

Выпуск дизельного топлива и мазута на отечественных заводах значительно превышает внутреннее потребление, и данная продукция экспортируется (главным

образом в Европу и Турцию). На внутреннем рынке реализуется только 50% дистиллятных топлив и 20% мазута. Экспорт дизельного топлива продолжит увеличиваться, поскольку многие НПЗ наращивают его производство.

Для того чтобы идти в ногу с проектами модернизации переработки, логистика экспорта должна быть расширена и улучшена. Некоторые инвестиции в развитие инфраструктуры уже осуществляются.

Так, в последние годы введён в эксплуатацию продуктопровод мощностью 8,4 млн т в год до терминала в порту Приморска на побережье Балтийского моря, который используется для экспорта в Европу дизельного топлива стандарта Евро-5 с содержанием серы 10 ppm. Существуют планы по расширению данного продуктопровода до 15 млн т в год к 2015 г.

Второй экспортный продуктопровод для перекачки дизельного топлива мощностью 8,7 млн т в год планируется дотянуть до порта Новороссийска. Несколько портов в Прибалтике получают дистиллятное топливо по железной дороге и по продуктопроводу Полоцк – Вентспилс. Экспорт «дизеля» из портов Балтийского моря значительно увеличился – с 15 млн т в прошлом году до 25 млн т в этом году. Ожидается, что данные объёмы продолжат расти по мере того, как российские НПЗ будут завершать свои проекты расширения и модернизации.

Вместе с тем, наблюдатели указывают на опасность избыточного предложения дизельного топлива в европейском регионе и давления на цены. Тем не менее российские компании, скорее всего, останутся конкурентоспособными по сравнению с коллегами с Ближнего Востока и из стран Азии из-за преимуществ в стоимости транспортировки.

Российские рекорды на импортных технологиях

Модернизация отечественных НПЗ набрала ударные темпы, но она базируется на разработках зарубежных компаний и закупленном за рубежом оборудовании

Дмитрий ЗАВЬЯЛОВ

В последние три года Россия переживает настоящий бум нефтепереработки. В соответствии с четырёхсторонним соглашением между ФАС, Ростехнадзором, Росстандартом и нефтяными компаниями, которое было подписано в 2010 году в Киришах, на отечественных НПЗ должно быть построено или модернизировано 124 установки. Предполагается, что к 2015 г. все предприятия отрасли перейдут на выпуск горючего по стандарту Евро-5, некоторые компании даже опережают этот график. Долго ли удастся отрасли сохранять такие темпы модернизации, и как это повлияет на экономические параметры деятельности нефтяных компаний? Дискуссия по этим вопросам развернулась в ходе III Международной конференции «Модернизация производств для переработки нефти и газа», которая прошла в Москве осенью нынешнего года.

Повод для радости или пессимизма?

Открылась конференция выступлением заместителя генерального директора Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков Владимира Гермаша. Он напомнил, что нефтегазопереработка – это важнейшая отрасль экономики, определяющая суверенитет страны, и поэтому интересы государства должны жёстко диктовать правила поведения менеджмента отдельных компаний, как это делается во всём мире. Однако сегодня правительство подвергается заслуженной критике за нерасторопность, позицию наблюдателя и советчика.

При этом ощущается дефицит прогнозов, оценок глобальных трендов, а также чётких стратегий развития. Да, суще-

ствуют некие корпоративные стратегии, которые, естественно, не состыкованы между собой. А любая государственная программа превращается в «свалку» таких корпоративных стратегий. Правда, Министерство энергетики приняло решение о создании общественного совета по развитию нефтепереработки. И экспертное сообщество, по мнению В. Гермаша, должно принять активное участие в его работе.

Однако, несмотря на слабость госрегулирования, в 2012 г. данная отрасль работала достаточно стабильно. Объём переработки нефти вырос на 1,7% по сравнению с предыдущим годом и составил 268,2 млн т при уровне добычи 518 млн т. Загрузка НПЗ достигла 96,17%, причём в мире данный показатель равняется в среднем 85%, а в некоторых странах он существенно ниже.

В 2011 г. была утверждена Генеральная схема развития нефтяной отрасли, которая предполагает инвестирование в модернизацию НПЗ 569 млрд руб. в период до 2015 г. и 1,5 трлн руб. – до 2020-го. А после подписания вышеупомянутого четырёхстороннего соглашения нефтяные компании также объявили о значительных вложениях в модернизацию НПЗ. Например, «ЛУКОЙЛ» готов инвестировать более 600 млрд руб., «Газпром нефть» – 350 млрд. Однако пока результаты этой деятельности, по мнению В. Гермаша, относительно скромные. В 2011 г. было введено в эксплуатацию девять новых установок, которые в основном нацелены на улучшение качества производимой продукции, но не на углубление переработки. В 2012 г. ситуация не изменилась – также сдано девять установок, и все они ориентированы на выпуск топлива по евростандартам, а не на более комплексное использование углеводородного сырья.

Начальник отдела мониторинга нефтепереработки ЦДУ ТЭК Елена Фокина не согласилась с такой пессимистичной оценкой состояния дел в отрасли. Она

напомнила, что производство бензинов к 2020 г. должно достигнуть 51 млн т. Однако видно: компании уже перевыполняют планы по модернизации НПЗ и выпуску автомобильных топлив высокого класса. Если в 2012 г. ВИНК инвестировали в нефтепереработку почти 190 млрд руб., то в 2013-м будет вложено около 280 млрд, в 2014-м – в районе 320 млрд руб. Правда, в 2015 г. инвестиции в отрасль несколько сократятся.

Четырёхстороннее соглашение предполагало строительство в прошлом году шести новых установок и реконструкцию девяти, и этот план был выполнен. На 2013 г. запланированы пуск 10 новых установок и модернизация трёх старых, на 2014-й – девяти и двух соответственно, на 2015-й – 22 и четырёх. А в целом к 2020 г. будут введены в строй 119 новых установок вторичной переработки нефти. В результате мощность вторичных процессов увеличится на 128 млн т в год, глубина переработки достигнет 90%, а выпуск моторных топлив, отвечающих требованиям техрегламента, вырастет с 74 до 176 млн т в год.

Компании наращивают инвестиции

О модернизации нефтеперерабатывающих активов «Газпром нефти» рассказал начальник управления поставок материально-технических ресурсов компании Сергей Даценко. Он сообщил, что только в реконструкцию Московского НПЗ в 2012 г. инвестировано больше 24 млрд руб., что почти в пять раз больше, чем годом ранее. Кроме того, в 2012–2013 гг. проходила модернизация Омского НПЗ, благодаря которой он полностью перешёл на выпуск топлив класса Евро-4 и Евро-5. Дальнейшие работы здесь будут направлены на увеличение глубины переработки. В целом же на очереди 20 крупных проектов на МНПЗ и примерно столько же – на ОНПЗ.

В компании создана дирекция реализации крупных проектов в области неф-

тепереработки, которая является координатором программ на Омском и Московском НПЗ. Активно используется мировой опыт привлечения ЕРС и ЕРСМ подрядчиков, уже определён ряд объектов для строительства «под ключ». Среди поставщиков оборудования для этих предприятий есть как российские, так и зарубежные компании.

Другая отечественная компания – «Башнефть» – также ведёт активное обновление своего нефтеперерабатывающего комплекса. Напомним, он включает в себя три НПЗ совокупной мощностью 24,1 млн т в год: «Башнефть-Уфимский» (9,5 млн т), «Башнефть-Уфимский НПЗ» (7,5 млн т) и «Башнефть-Новый» (7,1 млн т).

В 2012 г. компания вложила в развитие нефтепереработки 12,5 млрд руб., а в ближайшие три – пять лет данная сумма составит около 80 млрд. Об этом сообщил директор департамента управления программами модернизации нефтепереработки и нефтехимии компании Яков Полункин.

Основной объём инвестиций в нынешнем году направлен на строительство установок производства водорода на заводе «Башнефть-Новый». Данная установка предназначена для обеспечения потребностей в водороде Группы уфимских НПЗ, вырабатывающих моторные топлива с низким содержанием серы стандарта Евро-4 и Евро-5. Во втором полугодии 2014 г. компания планирует перейти на выпуск топлива только пятого класса.

В ближайшее время на Уфимском НПЗ начнётся строительство установки замедленного коксования, что позволит увеличить глубину переработки до 94%. Её пуск в эксплуатацию намечен на 2017 г.

В число реализуемых компанией проектов входит и расширение мощностей по ароматике. В настоящее время уже выполнено технико-экономическое обоснование и начата разработка базового проекта.

ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ РЕКОРДЫ

Конечно, в процессе модернизации нефтепереработки многое будет зависеть не только от ВИНК, но и от тех компаний, которые непосредственно станут заниматься производством, поставкой и монтажом оборудования. Их представители высказали в ходе конференции свои пожелания по улучшению ситуации в отрасли.

Генеральный директор ЗАО «КМУС-2» (Второе Краснодарское монтажное управление специализированное) Алексей Притыка предложил способ повышения эффективности проектов по модернизации НПЗ.

Дело в том, что существуют три вида монтажа нового оборудования. Первый – элементный, когда оно привозится на площадку и под солнцем и дождём собирается в установку. Второй – узловый, когда до 70% работ выполняется на производственных базах, а на площадке узлы собираются в единое целое. И третий метод – промышленный, то есть блочная поставка. При этом большая часть работ осуществляется на базах. К сожалению, в России пока преобладает поэлементный метод монтажа на месте.

В связи с этим А. Притыка выступил со следующими предложениями:

- выполнять до 70% механомонтажных работ узловым методом, то есть на производственных базах;
- сократить количество объектов с полевым проектированием, дать возможность монтажным организациям переходить на комплектную поставку оборудования и материалов;
- предусмотреть в поправках к Закону «О Техническом регулировании» использование методов блочного и суперблочного монтажа оборудования и трубопроводов на этапе проектирования;
- допускать к тендерам на серьёзные объекты только те монтажные организации, которые имеют оборудованные производственные базы для изготовления узлов и блоков или хотя бы располагают необходимым мобильным оборудованием;
- осуществлять поставку узлов и блоков в зону монтажа с антикоррозионным покрытием (в необходимых случаях и внутренним);
- рассмотреть вопрос разработки и строительства типовых установок различных технологических процессов нефтепереработки;
- предоставлять льготы по налогам компаниям, участвующим в промышленном строительстве, в части инвестиций, направляемых на развитие персонала и техническую модернизацию;
- инициировать создание федеральной структуры, отвечающей за промышленное строительство, с функцией технического и ценового регулирования.

Однако доставка на строительные площадки крупных узлов – дело непростое. К примеру, транспортировка на Ачин-

ский НПЗ четырёх реакторов гидрокрекинга превратилась в целую героическую эпопею. Об этом в ходе конференции рассказал председатель правления Группы компаний «Спецтяжавтотранс» Сергей Тропин.

Проект перевозки готовили полгода. Сначала оборудование везли морем, затем по Енисею и, наконец, по суше (203 км). Четыре реактора общей массой свыше 2,5 тыс. т начали путешествие 27 августа 2013 г. от пристани Кубеково под Красноярском. Они перемещались поэтапно: отдельно – самый массивный, весом 1300 т и длиной 40 м, а остальные три – вместе, на 200-метровом автопоезде.

Поскольку опыта транспортировки груза такой массы в России ещё не было, на преодоление сухопутного участка ушло около двух месяцев. Самый большой реактор прибыл на территорию Ачинского НПЗ 28 октября. Общие затраты на перевозку составили 1,5 млрд руб. По габаритам и массе груза, дальности перемещения и сложности маршрута данная операция стала беспрецедентной – уже подана заявка на внесение этого рекорда в Книгу Гиннеса.

Но плоды этой уникальной операции, возможно, придется «уничтожать собственными руками». «К сожалению, многие конструкции, которые способны выдержать перевозку груза массой 1,5 тыс. т и могут служить не один десяток лет, приходится затем разбирать. Нет механизма передачи их в Управление автодорог», – сокрушался С. Тропин.

На конференции продемонстрировали свои разработки и представители зарубежных компаний. И тот факт, что процесс реконструкции НПЗ опирается в основном именно на западные технологии, не может не волновать. Вместе с иностранными технологиями и оборудованием на наш рынок приходят катализаторы, присадки и другие продукты из-за рубежа. Переход на всё импортное ведёт к деградации отечественного машиностроения, тонкой химии, к сворачиванию отечественной промышленности. В результате страна теряет рабочие места. Конечно, президент призвал создать 25 млн рабочих мест, но зачем же уничтожать «старые»? И неужели полтора триллиона рублей, которые планируется вложить в модернизацию нефтепереработки до 2020 г., уйдут на создание рабочих мест в Европе, Японии, Южной Корее и других зарубежных государствах? ■

Неисповедимые пути отечественного нефтесервиса

Для развития производства буровых установок нужно принять государственную программу выдачи утилизационных премий

Борис ЛЕСНОЙ

Россия в январе – сентябре 2013 г. увеличила добычу нефти с газовым конденсатом на 0,88% по сравнению с аналогичным периодом 2012 г., до 390,038 млн т. Продолжающийся рост производства на фоне общей стагнации экономики, казалось бы, не даёт оснований для беспокойства. Однако именно беспокойство доминировало в выступлениях как делегатов V Всероссийского съезда горно-промышленников, так и участников предшествовавшей ему конференции «НЕФТЕГАЗСЕРВИС-2013». Дело в том, что даже простое поддержание уровня добычи требует новых технологий, выхода на более сложные для разработки запасы и, соответственно, больших затрат.

ПОДДЕРЖАТЬ ЧЕРЕЗ МОДЕРНИЗАЦИЮ

Добыча нефти в стране достигла наивысших показателей за последние 20 лет, констатирует председатель Высшего горного совета, председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России Юрий Шафраник. Однако дальнейшее сохранение достигнутых объёмов возможно только на основе модернизации нефтесервиса и значительного увеличения объёмов бурения.

«Это колоссальная задача, – подчёркивает он. – Чтобы только удержать нынешний объём добычи, надо бурить не менее 40 млн м в год, а лучше 50 млн м». (В 2012 г. пробурено 20 млн м. – Прим. ред.) Устаревший парк бурового оборудования у российских нефтесервисных компаний не позволяет решать эту важнейшую задачу.

Не секрет, что российские нефтесервисные компании используют в основном буровые установки (БУ), изготовленные во времена СССР. Последний их массовый выпуск состоялся в период 1987–1991 гг., когда ввели в эксплуатацию бо-

лее 1 тыс. единиц. В последующие 20 лет БУ произвели в три раза меньше. При максимально разрешённом сроке эксплуатации станков – 25 лет – их массовое списание произойдёт в 2013–2016 гг.

В связи со значительным падением производства БУ в стране и невозможностью разместить заказы на отечественных предприятиях российские сервисные компании переориентировались на приобретение китайских станков. Компании из КНР нарастили производственные мощности, и сегодня они в состоянии быстро поставлять требуемые объёмы оборудования. В настоящее время, например, китайские тяжёлые и мобильные буровые установки занимают доминирующее положение на нашем рынке.

При текущей потребности – 300 БУ в год – бывший флагман отрасли «Уралмаш» изготавливает не более 30.

Кроме того, в условиях кризиса отечественного машиностроения и низкой рентабельности российских нефтесервисных компаний, отмечает Ю. Шафраник, на рынке растёт доля западных компаний – с 10% в 2003 г. до 23% в 2012 г.

ОТРАСЛИ НУЖНА ГОСПРОГРАММА

Для развития внутреннего производства предлагается рассмотреть возможность запуска государственной программы выдачи утилизационных премий на буровые установки 1987–1991 гг. выпуска с целью приобретения новых – российского производства. Необходима также программа льготного кредитования наших сервисных предприятий с целью обновления производственных мощностей за счёт приобретения оборудования отечественного производства. В таких условиях нефтесервисные компании совместно с нефтепользователями смогут разработать и согласовать план модернизации парка БУ. В частности, надо предусмотреть включение в стоимость бурения инвестиционной составляющей, достаточной для приобретения нового оборудования.



Причём сегодня, полагает Ю. Шафраник, именно характер взаимоотношений между заказчиками (добывающими компаниями) и подрядчиками (сервисными компаниями) составляет главную проблему. Эту точку зрения поддерживает президент Союза производителей нефтегазового оборудования Александр Романихин. По его мнению, ключевую роль в координации работы добывающих, сервисных и машиностроительных предприятий должно играть Министерство промышленности и торговли РФ.

А ФАС ВСЁ ЖАЛОБ ЖДЁТ

На упомянутой конференции выступил начальник управления контроля ТЭК ФАС Дмитрий Махонин. От него ждали ответа на вопрос: как разрешить проблему взаимоотношений между нефтесервисными компаниями и нефтегазодобывающими, в особенности если они с государственным участием. К сожалению, Д. Махонин лишь сообщил, что денежные средства хозяйствующих субъектов в несколько раз превышают расходную часть федерального бюджета, поэтому дело самих участников рынка разрешать



возникающие конфликты вокруг ценовой политики крупных компаний. В случае, например, несогласия с результатами тендера на проведение ГРП или буровых работ следует в течение 10 дней после их опубликования на сайте подавать соответствующую жалобу в ФАС.

В связи с этим гендиректор ОАО «НИИнефтепромхим» Николай Лебедев спросил чиновника: «Как вы себе представляете жалобу одной из нефтесервисных компаний на гиганта?»

Поскольку ничего вразумительного представитель ФАС сказать не смог, тему развил Ю. Шафраник, заметивший, что практика 2012 г. показала: разница в ценах на подрядные работы аффилированных структур и сторонних компаний доходила до 4–5 раз. В ответ Д. Махонин заявил, что в ФАС не поступило ни одной жалобы. Между тем, ФАС должна обеспечивать конкуренцию независимо от наличия или отсутствия конкретных жалоб.

Противоречивый характер развития нефтегазового комплекса хорошо просматривается на примере Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

С одной стороны, добыча нефти и газа в округе продолжает расти (в 2012 г. получено 259,9 млн т «чёрного золота»), развивается и нефтесервисный сектор, в котором работают около 300 компаний. В прошлом году они пробурили 13,7 млн м, что выше уровня 1992 г. (13,6 млн м). Здесь на нефтегазовых сервисных предприятиях трудится 91 тыс. человек, то есть больше, чем в добыче. С другой стороны, 65% объёма работ приходится на иностранные компании, и весь фонд ГРП в округе – иностранного производства, потому что российская промышленность не может делать такое оборудование.

Правда, А. Романихин сообщил, что ещё в 1994 г. на наших предприятиях было произведено три комплекса ГРП, которые затем поставили в Казахстан, где они успешно работают. Дальнейшего развития эти разработки не получили, так как на территории РФ условий для выпуска такого оборудования просто нет.

ПОРА ОБЪЕДИНЯТЬСЯ!

По мнению президента Ассоциации нефтесервисных компаний Югры Юрия Алексеева, для радикального улучшения

положения необходимо создать общероссийскую организацию предприятий данной отрасли и добиваться от законодателей установления налогового вычета по НДС для ГРП по твёрдым полезным ископаемым, который распространить и на нефть, и на газ.

Ещё энергичнее за создание общероссийского объединения нефтесервисных и машиностроительных предприятий выступает председатель правления ОАО «Машпром» Эдуард Гарибян. Он полагает, что главным препятствием для развития данных отраслей является их неравноправное положение по сравнению с потребителями услуг и продукции – добывающими компаниями. Пример тому – позиция менеджмента «Сургутнефтегаза» относительно подрядчиков и поставщиков: поставьте нам оборудование, и, может быть, через год мы его оплатим (для сравнения – за рубежом отсрочка платежа от 3 до 12 месяцев является нормой. – Прим. ред.).

«Пора объединяться и вместе выстраивать отношения с потребителями», – уверен Э. Гарибян. А пока грани партнёрства производителя и заказчика довольно острые.

Многие считают, что вступление России в ВТО стало серьёзным препятствием для развития отечественных нефтесервисных компаний, что существует реальная угроза полной утраты собственного производства геофизического и бурового оборудования.

Иного мнения придерживается Юрий Шафраник: «Вступление в ВТО несколько осложнило жизнь российским компаниям, но не настолько. Если руководствоваться разумом, то и профессионализма хватит. Но «шлюмбержезацию» страны допустить нельзя. Это дело министерства и компаний. Почитайте предвыборную программу президента – там всё об этом сказано. Министерства и компании должны решать суперактуальную сейчас задачу модернизации, внедрения новейших технологий. В качестве положительного примера работы западной компании в России могу назвать Shell. Она пришла на наш рынок, выбрала партнёров и подрядчиков, в основном российских, которые были заведомо слабее западных. А сейчас российские подрядчики обеспечивают качество и дают хороший результат. Такой подход можно только приветствовать. Поэтому нефтегазовый комплекс, а также предприятия угольной промышленности не должны бояться ВТО. Есть трудности? Да. Надо их преодолевать».

Место России – за праздничным столом

В следующем году СПГ-индустрия отметит свой полувековой юбилей*

Мария БЕЛОВА,
кандидат экономических наук,
старший аналитик направления
«Мировая энергетика» Энергетического
центра Московской школы управления
«СКОЛКОВО»

В 1964 г. был заключён первый контракт на поставку сжиженного природного газа, предполагавший его экспорт с алжирского СПГ-завода CAMEL в Великобританию и Францию. За прошедшие с тех пор полвека отрасль добилась серьёзных успехов. В течение последних 30 лет каждые 10 лет фактически происходило удвоение объёмов производства СПГ. Сегодня на него приходится 30% мировой торговли газом, его экспортом занимаются 18 стран, мощности по регазификации есть в 26 государствах.

За счёт повышения экономической эффективности производства и транспортировки СПГ начинает конкурировать с трубопроводным газом уже на куда меньших расстояниях. Это не только позволяет расширить географию его поставок, но и делает его конкурентоспособной альтернативой трубопроводному газу даже внутри Европы. А с каким багажом подошла к полувековому юбилею СПГ-индустрии Россия?

Контрактная «гибкость» СПГ
Долгие годы формальное преимущество СПГ перед трубопроводным газом – гибкость поставок – на практике не играло существенной роли. Из-за крупных вложений в соответствующую инфраструктуру поставляемые объёмы СПГ, как правило, законтрактовывались ещё к мо-



Shell (x3)

менту начала строительства заводов по сжижению. До 1990 г. спотового рынка СПГ фактически не существовало.

Со временем доля СПГ, реализуемого по долгосрочным контрактам, начала снижаться. В настоящее время около 75% сжиженного газа продаётся по 20–25-летним контрактам, но доля краткосрочных договоров (спот-поставки и соглашения длительностью 1–4 года) неуклонно увеличивается (причём наиболее активно в последние шесть лет). Она уже достигла четверти всех торгуемых объёмов СПГ. При общем размере рынка 236 млн т поставки в рамках краткосрочных договоров в 2012 г. составили около 60 млн т.

Основным игроком на рынке краткосрочных продаж СПГ (36% от общего объёма спотовых поставок) остаётся Катар, который к тому же является и самым крупным в мире производителем сжиженного газа. Активность этой страны в данной сфере во многом связана с тем, что значительная часть мощностей по сжижению изначально была ориентирована на американский рынок, но оказа-

лась не востребованной из-за североамериканской сланцевой революции.

В 2009 г. Катар поставлял свободные от контрактных обязательств объёмы СПГ в Европу по демпинговым для данного рынка ценам – 120 долларов за 1 тыс. м³. Однако он не делал этого себе в убыток, поскольку себестоимость производства сжиженного газа полностью покрывается за счёт продаж побочных продуктов (этан, СУГ, конденсат). Но в последнее время Катар изменил свою маркетинговую стратегию. Страна последовательно снижает долю спотовых поставок СПГ в Европу – с 57% в 2010 г. до 28% в 2011 г. и до 20% в прошлом году. Одновременно компания Qatargas заключила долгосрочный договор с EDF Trading на реализацию собственного газа в объёме 3–4 млн т в год в Бельгию с привязкой цен СПГ к нефтяным котировкам.

На втором месте по объёмам СПГ, продаваемого по спот-ценам, находится Нигерия (15%). Крупными поставщиками на данный рынок являются Тринидад и Тобаго, Индонезия, Египет и Экваториальная Гвинея. Россия также вовлечена

* Материал подготовлен на базе исследования Энергетического центра бизнес-школы «СКОЛКОВО» «Развитие мирового рынка СПГ: вызовы и возможности для России». 2013 г. Май.

в спотовую торговлю СПГ. Согласно данным GIGNL, в 2012 г. с завода «Сахалин-2» в рамках спотовых и краткосрочных сделок было продано 1,3 млн т сжиженного газа (2% спотового рынка и 12,5% российского экспорта СПГ).

Ещё в 2008 г. из-за мирового экономического кризиса, роста добычи газа в США и различных подходов к ценообразованию на основных газовых рынках, обеспечивающих 70% мирового потребления данного энергоносителя (без учёта России), сформировался ценовой дифференциал. Это не только стимулирует дальнейшее развитие торговли СПГ, но и делает её более гибкой. В погоне за премиальными ценами теперь уже и поставщики, и потребители газа начинают перенаправлять газовые потоки. В 2012 г. было реэкспортировано порядка 3,5 млн т СПГ, или около 1,5% от объёмов мировой торговли.

Одними из первых реэкспортировать сжиженный газ начали США, которые в 2009 г. в условиях избытка «голубого топлива» на внутреннем рынке (из-за роста добычи в результате сланцевой революции) перестали нуждаться в его импортных поставках. При этом продавать СПГ на внешнем рынке американские компании стали по гораздо более низким (по сравнению с закупочными) ценам. Объёмы реэкспорта в 2011 г. выросли до 1,5 млн т (что соизмеримо с мощностью одного из старейших СПГ-заводов, расположенных на Аляске), однако в прошлом году они упали до 0,4 млн т.

Лидирующие позиции США были перехвачены Европой: Испания и Бельгия уверенно замкнули на себе почти три четверти реэкспортируемых объёмов СПГ.

ДВЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕВОЛЮЦИИ

В последние годы в отрасли происходят революционные преобразования, которые, прежде всего, связаны с технологическими прорывами, призванными повысить гибкость рынка СПГ. Причём речь идёт о переменах как на стороне спроса – появление плавучих приёмных регазификационных терминалов СПГ (Floating Storage Regasification Unit, FSRU)¹, так и на стороне предложения – проектирование и строительство плавучих заводов по сжижению газа (FLNG).

Несмотря на то что первый FSRU – американский терминал Gulf Gateway у побережья Луизианы – вошёл в строй ещё в 2005 г., интерес к такому рода объектам стал расти лишь с конца прошлого десятилетия. По данным Enerdata LNG Trade Database, в настоящее время в мире функционируют 15 плавучих установок по приёму и регазификации СПГ, к 2015 г. их число должно перевалить за

низкого коэффициента загрузки мощностей. Плавучие терминалы имеют ряд преимуществ.

Во-первых, они размещаются на плавучих сооружениях или искусственных островах на значительном расстоянии от береговой черты, нередко за пределами территориальных вод (так называемые офшорные терминалы). Это позволяет сократить сроки строительства, а также обеспе-



В последние годы при выборе технологии для своего приёмного терминала СПГ в 50% случаев инвестор принимает решение в пользу плавающей установки.

два десятка². Ещё более 30 проектов находятся на стадии рассмотрения.

Любопытно, что в последние годы при выборе технологии для своего приёмного терминала СПГ в 50% случаев инвестор принимает решение в пользу плавающей установки, несмотря на то, что операционные расходы на создание FSRU по сравнению со стационарным терминалом несколько выше из-за более

чить удаление терминалов от береговых объектов на безопасное расстояние.

Во-вторых, они могут принимать суда со значительной осадкой. Глубоководные терминалы, например Gulf Gateway, вообще не имеют ограничений по данному параметру, другие проекты предусматривают осадку до 21–25 м, соответственно, потенциальная вместимость принимаемых судов может составлять 250–350 тыс. м³.

В-третьих, в отличие от стационарных терминалов, требующих отчуждения больших площадей земли в прибрежной

¹ Плавучий терминал по приёму СПГ представляет собой танкер с размещённой на борту установкой по регазификации плюс подводный газопровод до берега.

² См.: Презентация Goral LNG «FSRU growth update: Full Steam ahead» на CWC World LNG Series: Asia Pacific Summit. 2012 г. 11 сентября.



черте (как правило, дорогостоящих), специального глубоководного судового хода и причала для приёма судов, плавучий терминал можно расположить вдали от основных морских путей и обойтись на берегу лишь небольшим участком для подключения к газораспределительной сети. Возможен также вариант швартовки регазификационного судна к отдельному причалу порта на постоянной основе, а уже к нему могут швартоваться челночные транспортные суда для передачи СПГ с борта на борт.

В-четвертых, сроки сооружения плавучего терминала намного короче, чем наземного. Оператору не нужно ждать несколько лет (порядка двух лет уходит на подготовку техпроекта и ещё два-три на строительство). Показательным примером является Аргентина, которая начала импорт СПГ через плавучий терминал Bahia Blanca. На его установку потребовалось меньше года. Можно арендовать свободную плавучую установку на рынке и в кратчайшие сроки получить доступ к альтернативному источнику газовых поставок. Именно этот вариант сейчас активно прорабатывается Украиной и Литвой в целях диверсификации своего импорта и сокращения закупок российского трубопроводного газа.

Наконец, использование FSRU удобно и в том случае, если страна-импортёр заинтересована лишь в краткосрочных поставках СПГ. Тогда экономически более целесообразно арендовать плавучий терминал на этот период, нежели сооружать стационарный объект с длительной окупаемостью.

Что касается FLNG, то пока в мире таких заводов нет. Два года назад, в мае

2011-го, компания Shell приняла окончательное инвестиционное решение о начале строительства первого плавучего завода по сжижению газа для австралийского морского месторождения Prelude. В прошлом году о готовности соорудить подобный завод для своего офшорного месторождения заявила малайзийская Petronas (проект Kanowit). Причём, согласно планам, он будет введён в строй в 2015 г., то есть даже раньше австралийского проекта Shell, где производство СПГ должно начаться в 2016 г. Проектная мощность завода Petronas составит 1,2 млн т сжиженного газа в год против 3,6 млн т у Prelude. Ещё порядка 30 проектов находятся на стадии рассмотрения.

Очевидно, что стоимость строительства плавучего завода СПГ (по сравнению с традиционным) выше. Фактически это цена «сухопутного завода», плюс цена огромной платформы (в случае с

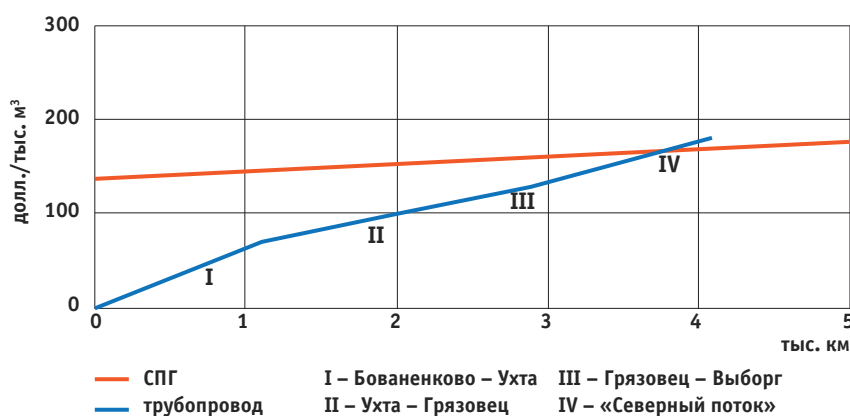
Prelude она равна четырём футбольным полям стандартов FIFA), плюс плата за компактность размещения. Однако есть объективные причины для обращения к таким технологиям.

С истощением запасов углеводородов на суше всё большее значение приобретают шельфовые месторождения. Обычно добытый на них газ направляется по подводному трубопроводу на берег, где он сжижается или попадает в трубопроводную систему. Но чем дальше новые месторождения от берега (а также чем глубже уровень океана в районе запасов газа), тем выгоднее становится отказ от транспортировки на берег в пользу плавучего завода по сжижению. Месторождения, которые планируется разрабатывать подобным способом, находятся примерно в 200 км от побережья, если же говорить о российском Штокмане – это беспрецедентные 600 км.

Ещё одним преимуществом плавучих заводов СПГ является их мобильность. Подобный объект по мере истощения запасов можно перебазировать с одного месторождения на другое. А малотоннажные плавучие заводы позволяют разрабатывать небольшие морские залежи, где традиционная доставка газа на берег вообще никогда не стала бы рентабельной.

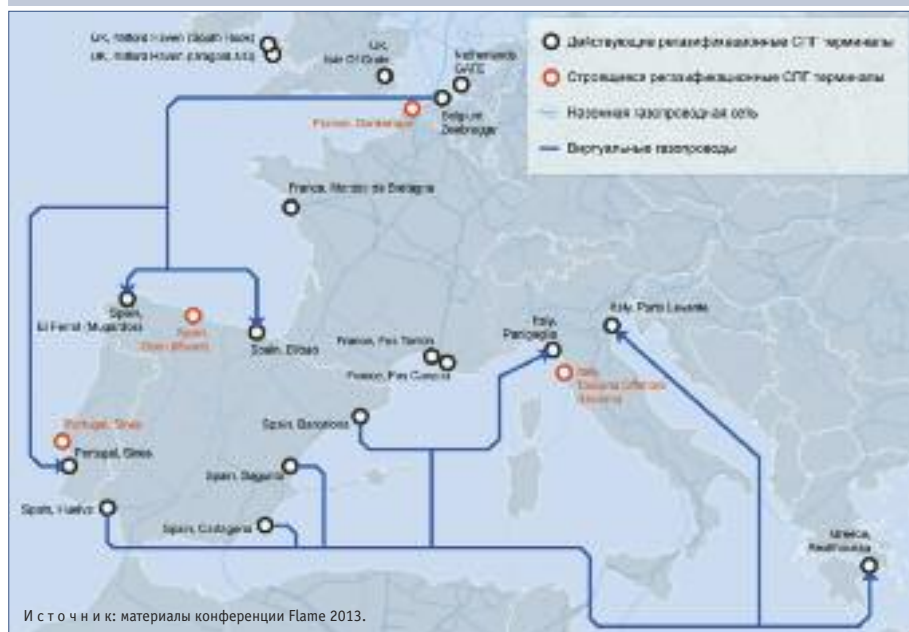
Технологический прогресс в сфере СПГ делает его всё более экономически привлекательным для потребителей. Анализ затрат на транспортировку газа в сжиженном виде и по трубопроводам позволяет определить граничные значения конкурентоспособности соответствующих проектов. На примере доставки ямальского газа видно, что уже при расстоянии около 4 тыс. км СПГ оказывается более привлекательным (см. рис. 1).

Рис. 1. Удельные транспортные расходы при транспортировке ямальского газа



Источники: Энергетический центр бизнес-школы «СКОЛКОВО».

Рис. 2. Схема транспортировки СПГ внутри Европы



Источники: материалы конференции Flame 2013.

Для газопроводов меньшего диаметра или морских труб, расстояние, при котором транспортировка СПГ танкерами становится более привлекательной, сокращается до 2–2,5 тыс. км. В связи с этим СПГ становится конкурентоспособной альтернативой трубопроводным поставкам газа и внутри Европы. В 2012 г. в регионе были организованы поставки сжиженного газа (перегрузка) – из Бельгии во Францию и Испанию, из Испании в Италию и Грецию (см. рис. 2). Расширение подобных операций является положительным трендом российских арктических СПГ-проектов. Очевидно, что гонять танкеры ледового класса в Южную Европу экономически нецелесообразно, необходимо будет перегружать СПГ, например, в Великобритании или Франции.

На пороге смены лидеров

Существенные изменения могут произойти и со стороны предложения СПГ – с течением времени традиционные поставщики будут уступать свои лидирующие позиции новым производителям.

Как уже отмечалось, крупнейшим экспортёром СПГ сегодня является Катар, на долю которого приходится 36% рынка. Добыча газа в этой стране началась в 1997 г., а восемь лет спустя было принято решение о производстве СПГ. Однако в настоящее время Катар не планирует дальнейшего наращивания мощностей по его выпуску. К тому же в 2005 г. был введён мораторий на увеличение

Технологический прогресс в сфере СПГ делает его всё более экономически привлекательным для потребителей.

добычи на Северном месторождении, доказанные запасы которого составляют около 28 трлн м³. Изначально его установили до 2010 г., однако в 2009 г. продолжили ещё на пять лет, и есть основания полагать, что срок его действия будет вновь пролонгирован.

По мере истощения ресурсной базы утрачивают свои позиции и другие традиционные экспортёры СПГ – Алжир и Индонезия. Причём последняя в прошлом году начала импорт СПГ, став 26-й страной, обладающей регазификационными мощностями.

Противоположные тенденции наблюдаются в Австралии, Восточной Африке и Северной Америке. Именно в этих регионах планируется наибольшее число СПГ-проектов.

В Австралии уже действуют три СПГ-завода общей мощностью 24 млн т в год. Благодаря этому страна в прошлом году вышла на третье место в мире по экспорту СПГ. Семь строящихся предприятий к концу нынешнего десятилетия увеличат производственные мощности отрасли до 80 млн т в год. Ещё три проекта мощностью 10 млн т находятся в стадии рас-

смотрения. Если Катар оставит в силе мораторий на новые разработки, то Австралия выйдет на первое место в мире по производству СПГ.

Однако за оптимистическими прогнозами скрывается ряд проблем. В частности, Австралия озабочена тем, что работы отстают от графика, а стоимость проектов увеличивается. Это видно на примере завода Pluto, который был запущен с отставанием в год и перерасходом на 33% от первоначального бюджета. Данные тенденции с учётом сложных геологических и географических условий делают австралийский СПГ наиболее дорогостоящим на рынке.

Несмотря на это, уже подписаны контракты на поставку СПГ, в основном с азиатскими покупателями. В среднем уровень контрактации достигает 70%. Кроме того, ряд компаний из стран АТР имеют долевое участие в австралийских проектах, что гарантирует им рынок сбыта.

Огромным потенциалом для того, чтобы стать значимым игроком на мировом газовом рынке, обладает Восточная Африка. Её запасы ещё до конца не изучены, но недавно разведанные шельфовые месторождения продемонстрировали, что данный регион вполне может претендовать на звание газовой провинции глобального значения.

Крупнейшие газовые запасы обнаружили в Мозамбике (около 3,4–4 трлн м³), следом идёт Танзания (630 млрд м³). Бассейн Ровума в Мозамбике представляется наиболее перспективным, и в настоящее время там проводятся активные геологоразведочные работы. Некоторые компании возлагают большие надежды на шельф Кении, хотя ГРП там ещё не начались.

Однако огромный газовый потенциал Восточной Африки может быть реализован лишь при условии создания мощной инфраструктуры, которую возможно сформировать только совместными усилиями всех компаний, работающих в регионе. Удалённость от основных рынков сбыта и недостаточное общее развитие Восточной Африки ставят серьёзные технические задачи. Поэтому местные правительства должны обеспечить благоприятный инвестиционный климат – укрепить государственное управление и создать стабильную и надёжную нормативно-правовую базу. А поскольку это займёт немало времени, можно прогнозировать, что экспорт СПГ начнётся не раньше следующего десятилетия и к

2025 г. может достигнуть 8–11 млн т, а к 2030 г. – около 18–22 млн т.

Наиболее амбициозные планы в области развития СПГ-индустрии озвучены Северной Америкой. Уже объявлено о строительстве в регионе 20 экспортных СПГ-терминалов суммарной мощностью около 270 млн т (220 млн в США и 50 млн в Канаде).

Объём уже законтрактованного газа составляет 60 млн т в год, из которых 44 млн т – это американский и 16 – канадский. Постепенно Департамент энергетики США выдаёт заводам экспортные лицензии. К сентябрю 2013 г. четыре СПГ-завода получили разрешение на поставки своей продукции в страны, не имеющие соглашений о свободной торговле с США.

Экспорт североамериканского сжиженного газа начнётся уже в 2015 году. Он может составить 25% от сегодняшней мировой торговли данным энергоносителем. Если же все планируемые сегодня СПГ-терминалы будут построены и загружены на 100%, то предложение североамериканского газа превысит масштабы нынешней глобальной торговли. Поэтому логично предположить, что в США из заявленных 220 млн т мощностей до 2030 года может быть востребовано рынком лишь порядка 80–100 млн т, остальные же проекты, скорее, являются спекулятивными³.

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ РАЗВИЛКИ для России

Текущая доля России в мировой торговле СПГ составляет 4,5% (восьмое место в мире). При благоприятном стечении обстоятельств (то есть в случае введения в эксплуатацию большинства планируемых заводов) эта ниша может увеличиться до 6%.

К 2020 г. объём производственных мощностей СПГ в мире удвоится и, согласно прогнозам, составит порядка 580 млн т в год. Причём наибольший прирост запланирован на 2015 г. (+53 млн т в год) и 2017 г. (+53 млн т)⁴. Поэтому большое значение имеют сроки ввода новых объектов и заключения контрактов на поставку газа. Любые проекты, которые не смогут обеспечить спроса на своё сырьё на период 2016–2020 гг., могут оказаться за пределами рынка.

Если верить планам российских компаний (см. рис. 3), ввод основных отече-

Рис. 3. Планируемые СПГ-проекты российских компаний

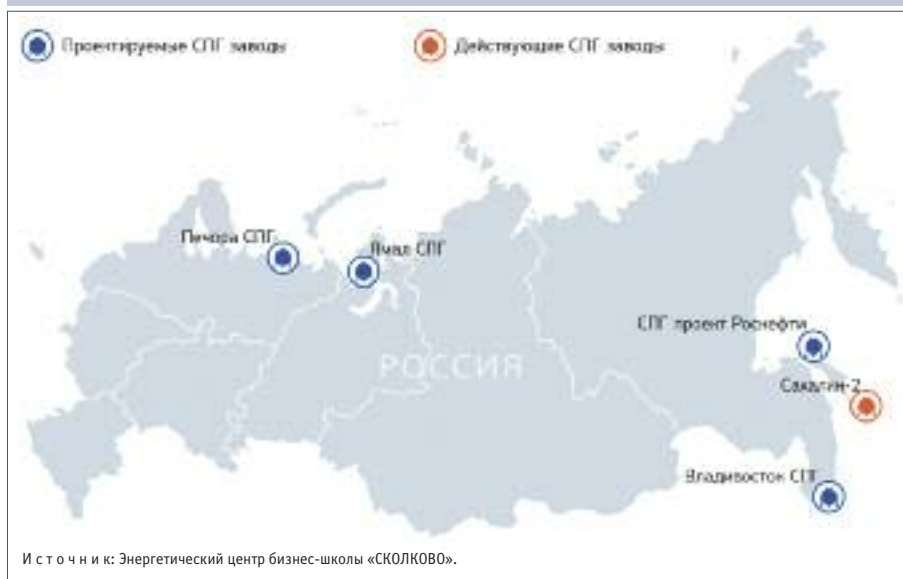
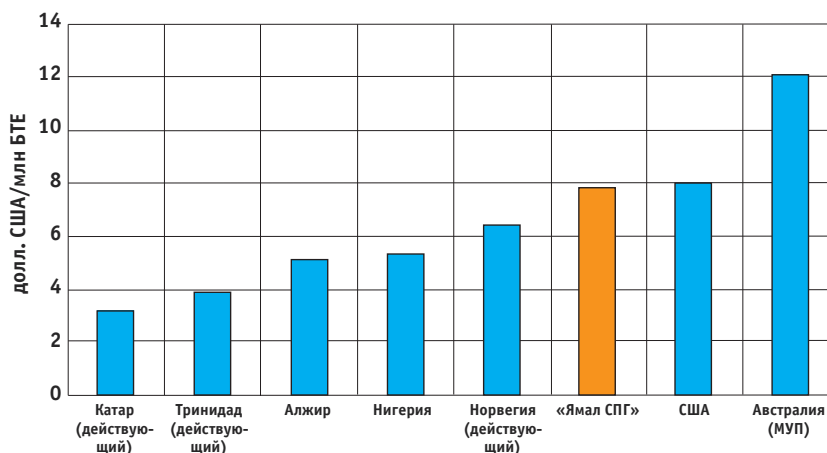


Рис. 4. Предполагаемая стоимость СПГ из разных источников



Источники: Энергетический центр бизнес-школы «СКОЛКОВО».

ственных мощностей по производству СПГ состоится годом позже. В 2018 г. должны стартовать «Печора СПГ» (2,6 млн т), «Владивосток СПГ» (5 млн т), совместный проект «Роснефти» и Exxon Mobil на Дальнем Востоке (5 млн т). В связи с этим наиболее выигрышным выглядит проект «Ямал СПГ», запуск которого намечается в конце 2016 года. Его мощность – 5,5 млн т, а к 2018 г. она может возрасти до 10 млн т.

Большая часть наших СПГ-проектов ориентирована на страны АТР. Только географическое положение «Ямал СПГ» позволяет ему снабжать газом и Азию, и Европу.

Что касается Европы, то Россия к 2017 г. сможет поставлять туда порядка 2,8 млн т

СПГ в год⁵. Это всего 3,5% потребностей региона, или 3% от общего объёма российского экспорта в Старый Свет. А к 2020 г. данный объём может возрасти до 11,5 млн т (12% и 10% соответственно)⁶.

Такие масштабы экспорта вряд ли составят конкуренцию трубопроводному газу «Газпрома». Однако СПГ будет обладать рядом очевидных преимуществ – отсутствием зависимости от стран-транзитёров, снятием некоторых вопросов Третьего энергопакета относительно трубопроводных поставок, маркетинговой гибкостью и выходом на новые рын-

⁵ «Ямал СПГ» будет поставлять 50% производимых объёмов в Европу.

⁶ 50% мощностей «Ямал СПГ» (7,5 млн т) и «Печора СПГ» (4 млн т).

³ Подробнее о перспективах экспорта североамериканского СПГ см. исследование Энергетического центра «СКОЛКОВО» «СПГ: Made in USA». 2013 г. Март.

⁴ Без учёта российских объёмов.

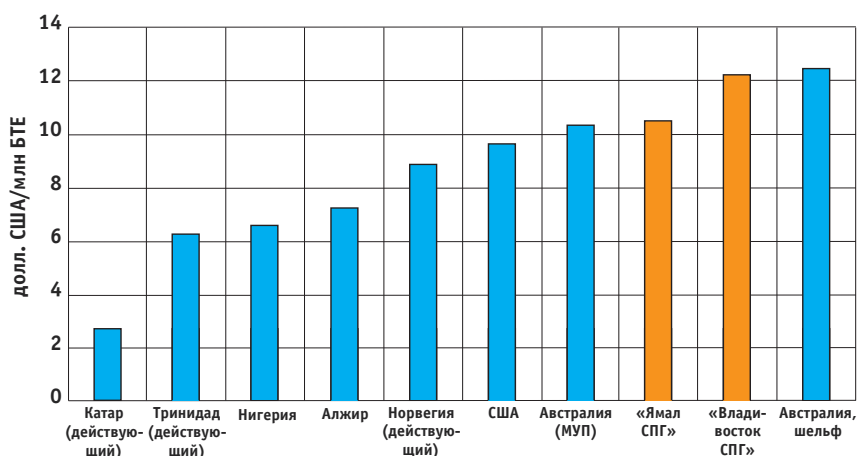
ки. В этих условиях проекты СПГ могут стать удачной альтернативой новым экономически неэффективным трубопроводам. Причём российский СПГ, в отличие от нашего «нового» трубопроводного газа,⁷ по цене сможет составить конкуренцию американскому сырью (см. рис. 4).

На «восточном фронте» ситуация складывается не столь благоприятно. Стоимость ямальского газа в Японии может составить порядка 10 долларов за 1 млн БТЕ, что позволит проекту получать маржу в случае самого неблагоприятного ценового сценария в АТР (на уровне 12 долларов за 1 млн БТЕ). А вот проект «Владивосток СПГ» не спасает даже небольшое транспортное плечо⁸. В Японии стоимость этого газа будет сопоставима с ценой австралийского СПГ, который, в отличие от российского, уже закон-



Газпром

Рис. 5. Предполагаемая стоимость поставок СПГ в АТР в 2020 г.



Источники: Энергетический центр бизнес-школы «СКОЛКОВО».

Очевидно, что стоимость продукции «Владивосток СПГ» из-за значительной удалённости ресурсной базы от завода послужит верхней планкой для всех восточных проектов России.

Нашему газу с каждым годом становится всё труднее найти себе сбыт в

Азии, которая активно контрактует будущие объёмы СПГ. Свободная рыночная ниша в Японии и Южной Корее на 2015 г. составляет всего 12 млн т, на 2025 г. – 31 млн т, на 2030 г. – 60 млн т. Китай уже закрыл свои потребности в импортном газе на ближайшее десятилетие. Рыночная ниша в объёме 19 млн т (26 млрд м³) появится не ранее 2025 г., что ниже уже существующих договорённостей о поставках нашего газа по «восточному трубопроводу» (28 млн т, или 38 млрд м³).

В настоящее время «Газпром» обладает монопольным правом на экспортные поставки газа, в том числе СПГ. Поэтому другие компании, планирующие строить заводы по сжижению, могут реализовы-

вать свою продукцию только через агентское соглашение с газовым монополистом. А это не послужит достаточным основанием для привлечения финансирования. Соответствующие инвестиционные соглашения могут быть подписаны только после либерализации экспорта СПГ.

В феврале нынешнего года Владимир Путин провёл совещание в рамках президентской комиссии по ТЭК, на котором обратил внимание на реализацию проектов по производству СПГ: «Для развития такой отрасли следует сформировать все условия. Речь идёт в том числе о необходимости продумать возможную поэтапную либерализацию экспорта СПГ... И в ближайшем будущем эту тему не оставим, будем ею последовательно и предметно заниматься».

В начале сентября Минэнерго наконец-то завершило разработку законопроекта «О внесении изменений в статью 3 ФЗ «Об экспорте газа» и статьи 13 и 24 ФЗ «Об основах государственного регулирования внешнеторговой деятельности»». Его принятие разрешит независимым производителям газа самостоятельный экспорт СПГ. Проект был передан на согласование с администрацией президента, далее около двух месяцев его будут согласовывать в профильных министерствах и потом внесут в Госдуму.

Будем надеяться, что в юбилейный для СПГ-индустрии год Россия войдёт с либеральными правилами экспорта сжиженного природного газа.

⁷ Поставки российского газа с новых месторождений по новым экспортным трубопроводам.

⁸ Приведённая на рис. 5 стоимость СПГ в Японии (проект «Владивосток СПГ») рассчитана исходя из того, что ресурсной базой проекта будут удалённые от завода Иркутский и Якутский центры газодобычи. Однако, если считать, что ресурсной базой станет Южно-Киринское месторождение, это позволит сократить затраты на транспортировку сырья до завода. Но пока на месторождении ведутся разведочные работы и есть вероятность того, что его запасов окажется недостаточно для удовлетворения потребностей завода или добыча на нём будет начата уже после ввода завода в строй.

От Белого тигра до Белого зайца



Перспективы развития газовой промышленности Вьетнама – многообещающие, но смутные

Валерий ЛИФШИЦ,
доктор географических наук;
Екатерина ФЁДОРОВА,
кандидат экономических наук

В начале октября нынешнего года начался новый этап освоения углеводородных ресурсов вьетнамского шельфа – был дан старт добыче газа на лицензионных блоках 05.2 и 05.3, совместную разработку которых ведут «Газпром» и PetroVietnam. Планируется, что объёмы производства сырья составят 8,5 млн м³ газа и 3,5 тыс. т газового конденсата в сутки.

Это очень важное событие для Вьетнама. Ведь по мере весьма быстрого роста экономики страны увеличивается и потребление энерго-ресурсов – с 53 млн т н. э. в 2002 г. до 69 млн т в 2010-м. Причём доля промышленного сектора за указанный период расширилась с 6,5 до 13,4 млн т н. э. Более чем в два раза выросло производство электроэнергии (и, что симптоматично, благодаря развитию не только угольной, но и газовой генерации).

До недавнего времени основу энергобаланса Вьетнама составляли уголь, нефть и гидроэнергетика, а природный газ играл скромную роль. Но его потребление наращивается достаточно быстрыми темпами: если в 2001 г. оно равнялось 1,3 млрд м³, то к 2012 г. достигло 9,3 млрд м³. Сейчас его доля в выработке электроэнергии составляет 42% и продолжает увеличиваться. Правда, в коммунальном секторе, частных домохозяйствах и на транспорте «голубое топливо» пока не используется из-за отсутствия развитой газотранспортной инфраструктуры.

ВЬЕТНАМ СТАНОВИТСЯ ГАЗОВОЙ ДЕРЖАВОЙ

Ранее считалось, что природный газ не станет для Вьетнама перспективным энергоресурсом, так как оценка его запасов была достаточно скромной. С 2001 по 2008 год она не менялась и составляла 192 млрд м³. Но в 2009 г. Международное энергетическое агентство резко подняло планку – до 610 млрд м³, в 2010 г. повысило её до 680 млрд м³, а в настоящее время оценка приближается к 1 трлн м³. Этого достаточно для поддержания добычи на уровне 30–50 млрд м³ в год на протяжении не менее 20–30 лет. За это время, несомненно, будет открыто не меньше запасов. Ведь 70–75% площади вьетнамского шельфа ещё не разведано, поэтому вероятность новых открытий весьма высока.

В результате многолетних исследований вьетнамские и российские геологи выделили на шельфе страны пять основных нефтегазоносных бассейнов: Шонг-Хонг (между побережьем Вьетнама и о. Хайнань), Фукханьский (к восто-

ку от Камрани), Кыулунгский (примерно на параллели Хошимина), Южно-Коншонский (дальше от побережья, чем Кыулунгский), Малайский (в Сиамском заливе, между южной оконечностью Вьетнама и Малайзией). Первые месторождения были открыты в середине 1980 годов совместным предприятием «Вьетсовпетро».

Пока что весь природный газ добывается на шельфе Вьетнама. Правда, в 2005 г. компания PetroVietnam пробурила разведочную скважину на суше, в северной провинции Тхайбинь, в результате чего на глубине около 3,5 км был вскрыт газоносный пласт. Однако дальнейшая разработка данного участка не осуществлялась.

Значимая добыча началась на месторождении Белый тигр (Bach Ho) в 1995 г. Извлекаемый газ стали перекачивать на берег по трубопроводу. А самым крупным газовым проектом стало освоение месторождения Намконшон (Nam Con Son), начавшееся в 2002 г.

Консорциум во главе с BP разрабатывает блок 06.1, включающий месторождения Ландо (Lan Do) и Лантай (Lan Tay). Данный проект рассчитан на 20 лет, инвестиции в него уже составили 1,3 млрд долларов. В 2011 г. компания «ТНК Вьетнам» приобрела у BP 35-процентную долю упомянутого блока, а также 32,7% в трубопроводе и терминале Намконшон и 33,3% в электростанции «Фуми-3». В октябре 2012 г. на месторождении Ландо началась добыча газа. На первом этапе она составит 2 млрд м³ в год, а в последующем возрастет как минимум в два раза. Извлечение сырья ведётся с использованием двух подводных вертикальных скважин, пробуренных на глубине 185 м и соединённых с платформой «Лантай» 28-километровым трубопроводом диаметром 12 дюймов.

Недалеко от упомянутых участков находятся ещё два перспективных месторождения – Хайтхачь (Hai Thach) и Моктинь (Moc Tinh).

В 2006 г. к числу разработчиков вьетнамского шельфа присоединилась Korea National Oil Corporation (KNOC), которая ввела в эксплуатацию газоконденсатные месторождения Ронгдой (Rong Doi) и Ронгдой-Тай (Rong Doi Tay). По мере выхода на проектную мощность они должны давать 1,5 млрд м³ газа в год, срок их эксплуатации оценивается в 20–25 лет.

Консорциум во главе с Chevron (доля – 42%) в 2011–2012 гг. готовился к вводу в строй месторождений Аккуй, Кавои и

Кимлонг в северной части Малайского бассейна. Извлекаемое на них сырьё будет перекачиваться по трубопроводу на южное побережье Вьетнама и служить для обеспечения газовых электростанций.

В 2012 г. на шельф Вьетнама вышла кувейтская компания Kuwait Foreign Petroleum Exploration Co., получившая лицензии на три участка ещё в 2009 г.

Вьетнам предложил Индии продлить на два года лицензии на участки 127 и 128, права на которые оспаривает Китай. Правда на данных блоках перспективных залежей пока не найдено, и индийская сторона собиралась прекратить дальнейшие работы. Однако Вьетнам пытается заинтересовать индийцев новыми геологическими данными. В свою очередь, Китай также предлагает спорные участки иностранным компаниям.

Итальянская Eni приобрела 50-процентные доли двух лицензионных участков – 105 и 120. Вьетнам предлагает по ним существенные налоговые льготы в обмен на получение технологий для компании PetroVietnam. Партнёры Eni на этих участках – австралийская Neon Energy Ltd. и сингапурская KrisEnergy Ltd. (по 25% участия).

Рядом с участком 120 расположены блоки 117, 118 и 119, лицензиями на которые владеет ExxonMobil. В октябре 2011 г. компания заявила, что на участке 119 вторая разведочная скважина вскрыла залежи нефти и газа. Оценка запасов не публиковалась, однако эксперты называют данную акваторию очень

перспективной. Об открытиях в этом районе сообщали также компании Petroliaam Nasional Bhd. (Малайзия), PMO.LN (Великобритания) и Total (Франция).

Среди последних открытий особое внимание привлекает структура Белый заяц, расположенная на северо-западе Блока 09.1, в который также входят месторождения Белый тигр и Дракон. Они разрабатываются СП «Вьетсовпетро» (акционеры – «Зарубежнефть» и PetroVietnam). На Белом зайце сейчас проводятся испытания перспективных горизонтов. В интервале 3493–3634 м был получен приток лёгкой нефти дебитом 214 м³ в сутки, а в интервале 3422–3472 м – приток нефти и газа.

Наконец, крупным игроком на нефтегазовом рынке Вьетнама в последние годы стал «Газпром». Он создал с PetroVietnam совместную операционную компанию (СОК) «Вьетгазпром», которая ведёт разведку и добычу углеводородов на шельфовом блоке № 112. В 2007 г. там было открыто газоконденсатное месторождение Бао Ванг, а в 2009-м на соседней площади Бао Ден также обнаружили запасы природного газа.

Кроме того, между «Газпромом» и PetroVietnam действует долгосрочный контракт на условиях СРП по блокам №№ 129, 130, 131 и 132. Оператором здесь также является СОК «Вьетгазпром».

15 декабря 2009 г. стороны подписали соглашение о стратегическом партнёрстве. В соответствии с документом



Сергей АРМИТОВ



Газпром

они продолжают совместную работу в рамках заключённых ранее контрактов, а также изучат дальнейшие возможности сотрудничества на свободных лицензионных блоках Вьетнама. Документ также предусматривает активное взаимодействие «Газпрома» и PetroVietnam на территории России и третьих стран в рамках компании «Газпромвьет». Так, объектами их сотрудничества в РФ станут Нагумановское нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное в Оренбургской области, и Северо-Пуровское газоконденсатное месторождение в Ямало-Ненецком автономном округе.

Наконец, в апреле 2012 г. «Газпром» вошёл в проект по освоению лицензионных блоков 05.2 и 05.3. Они расположены в юго-восточной части шельфа Вьетнама, в Южно-Коншонском нефтегазовом бассейне на расстоянии 300 км от города Вунг Тау. В пределах блоков открыты два газоконденсатных месторождения – Мок Тинь и Хай Тхатъ, – извлекаемые запасы газа которых составляют 35,9 млрд м³, газового конденсата – 15,2 млн т. Как уже упоминалась, добыча на этих блоках началась осенью нынешнего года.

Об открытии газоконденсатных месторождений в этом же районе (блок 05.1) сообщил и консорциум японских компаний. Результаты оценки запасов пока не опубликованы, но вероятно, что речь идёт о месторождении того же класса, что и на блоках 05.2 и 05.3.

Таким образом, благодаря реализации вышеперечисленных проектов Вьетнам вошёл в число газовых держав.

ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЕ ПРЕТЕНЗИИ ТОРМОЗЯТ ГРП

Однако расширение геологоразведки на шельфе Вьетнама тормозится из-за того, что с 1970 годов остается нерешённой проблема разграничения акваторий Южно-Китайского моря и Сиамского залива между странами региона. На них, помимо самого Вьетнама, заявляют свои права Китай, Тайвань, Филиппины, Бруней и Малайзия. Взаимные претензии стран только усиливаются, доходя иногда до открытых экономических и политических конфликтов с демонстрацией военной силы.

Основными объектами спора являются архипелаг Наньша (о-ва Спратли), группа островов Сиша (Парасельские о-ва) и Чжунша. Наиболее активен в

притязаниях Китай, считающий эту акваторию площадью 3 млн км² своей исключительной экономической зоной. Кроме того, ведутся споры о разграничении шельфа между Вьетнамом и Камбоджей в Сиамском заливе.

Из последних событий заслуживает упоминания заявление президента Филиппин Бенигно Акино, который официально объявил о переименовании Южно-Китайского моря в Западно-Филиппинское.

А Китай направил военные корабли к островам в Восточно-Китайском море, подобная акция может повториться и в Южно-Китайском море.

На обострение обстановки отреагировал российский МИД, поспешивший заявить: «Российские компании не занимаются разведкой и добычей полезных ископаемых в спорных районах Азиатско-Тихоокеанского региона».

Данные обстоятельства препятствуют активному привлечению иностранных инвесторов. Так, компания Neon Energy Ltd. сообщила о возможном прекращении работ на спорных лицензионных участках. Корпорация Essar Energy, ранее владевшая блоком 114, в июле 2012 г. продала его компании Epi и перешла в статус оператора.

ИНФРАСТРУКТУРНЫЕ ПЕРСПЕКТИВЫ

От месторождений в южной части шельфа к суше проведены три трубопровода, по которым газ перекачивается на электростанции. Основная из них – Намконшон (Nam Con Son) – длиной 250 миль. Первый соединяет месторождение Лантай с установками по подготовке газа, откуда сырьё поступает на электростанцию «Фуми» (Phu My) и на заводы по производству удобрений. Пропускная способность данной магистрали – 7 млрд м³ в год.

Газопровод Бачхо (Bach Ho) мощностью 1,5 млрд м³ в год подаёт попутный газ одноимённого месторождения на электростанцию «Фуми». Третья труба (2 млрд м³ в год) проложена от лицензионного участка РМ-3 САА (Малайский бассейн) к электростанции комбинированного цикла «Камау» (Ca Mau).

Оператор магистрали Намконшон – компания ТНК-ВР (теперь поглощённая «Роснефтью»), остальных двух – PetroVietnam.

В ближайшее время планируется построить вторую нитку Намконшона параллельно первой. Уже идёт подготовка к тендеру, намеченному на 2014 г. Проект включает, помимо сооружения трубопровода мощностью 5,8 млрд м³ в год, возведение комплекса по подготовке газа мощностью 7 млрд м³ в год, а также береговой распределительной системы. PetroVietnam заявляет, что после пуска данной инфраструктуры потребление газа в стране вырастет на 30–40%.

Также строится газопровод мощностью 5 млрд м³ в год от лицензионных участков компании Chevron в Малайском бассейне к электростанции Ca Mau. Его пуск в эксплуатацию намечен на 2014 г.

Протяжённость наземных газовых магистралей на 2012 г. составляла всего 216 км. Между тем, для увеличения внутреннего потребления природного газа необходима разветвлённая транспортная инфраструктура. Существуют три варианта её создания. Первый – строительство единой системы газопроводов по всей стране. Однако этому мешают географические особенности – большая протяжённость территории, значительное расстояние между центрами потребления, гористый рельеф. Второй – сооружение нескольких локальных трубопроводных систем. Это потребует прокладки дополнительных морских газопроводов. Третий вариант – обеспечение авто-

номного газоснабжения. Но оно сдерживается неразвитостью транспортной инфраструктуры во Вьетнаме. В связи с этим использование природного газа для выработки электроэнергии – эффективное и экономически грамотное решение. Можно ожидать, что в среднесрочной перспективе Вьетнам продолжит двигаться в данном направлении.

Планируется также создание инфраструктуры для производства и сбыта газомоторного топлива. 14 мая нынешнего года «Газпром» и PetroVietnam заключили меморандум о сотрудничестве в данной сфере. А в октябре глава «Газпрома» Алексей Миллер и президент компании PetroVietnam До Ван Хау подписали соглашение об осуществлении совместного проекта по использованию природного газа в качестве горючего. В частности, документ предусматривает перевод на GMT общественного транспорта г. Хошимин.

«Реализация столь масштабных совместных проектов позволит вывести сотрудничество наших компаний на новый, стратегически значимый уровень. Уверен, что это внесёт весомый вклад в развитие топливно-энергетического комплекса Вьетнама и обеспечит его потребителей экологически чистым видом топлива на долгосрочную перспективу», – заявил Алексей Миллер.

ИМПОРТ СПГ: УДОБНО, НО ДОРОГО

Во Вьетнаме неоднократно поднималась тема импорта сжиженного природного газа. В частности, обсуждается возможность строительства регазификационного терминала в южной провинции Vung Tau для обеспечения приёма 1 млн т СПГ в год.

Кроме того, существовали планы сооружения ещё одного терминала, мощность которого на первом этапе (до 2015 г.) может составить 1 млн т, на втором – до 3 млн т, а на третьем (к 2020 г.) – до 6 млн т. Однако аналитики компании Wood Mackenzie заявили, что этот проект экономически необоснован, практика же подтвердила данный вывод.

Одним из экспортёров сжиженного газа во Вьетнам может стать «Газпром». 30 июля 2012 г. был подписан меморандум о взаимопонимании в сфере поставок СПГ между «дочкой» российского концерна, Gazprom Marketing and Trading Singapore, и вьетнамской корпорацией PetroVietnam Gas. А в начале октября, в ходе визита А. Миллера во Вьетнам была

достигнута договорённость об ускорении переговоров по поставкам СПГ с нового завода, который «Газпром» планирует возвести в районе Владивостока. Соответствующее рамочное соглашение планируется заключить до конца нынешнего года.

Предложения о поставках сжиженного газа во Вьетнам сделала также норвежская Statoil.

Однако цены на импортный СПГ гораздо выше, чем те, по которым ныне приобретают газ вьетнамские потребители. До аварии на АЭС «Фукусима» сжиженный газ на азиатском рынке стоил 8–10 долларов за 1 млн БТЕ, что в среднем в два-три раза превышало внутренние цены Вьетнама. Так, «голубое топливо» с месторождения Cuu Long в 2010 г. продавалось по 1,68 доллара за 1 млн БТЕ, с месторождений проекта Намконшон – по 3,32 доллара, а добываемое Chevron – свыше 7 долларов за млн БТЕ.

В 2011–2012 гг. СПГ в Юго-Восточной Азии существенно подорожал, почти до 18 долларов за 1 млн БТЕ. И только к осени цены снизились до 14 долларов. То есть ножницы между внутренними и региональными ценами значительно увеличились. А хорошие перспективы собственной добычи делают реализацию проектов по импорту СПГ ещё менее привлекательной.

Более того, Вьетнам в перспективе может стать не импортёром, а экспортёром СПГ. После получения «Газпромом» 49-процентной доли в проекте освоения блоков 05.2 и 05.3 возникла идея строительства на базе ресурсов данных месторождений завода по сжижению газа. Насколько обоснованы эти планы? Для подобного проекта нужны запасы не менее 600 млрд м³. А их в таком объёме пока не обнаружено. Кроме того, газ нужен Вьетнаму для внутреннего потребления.

Не исключено, что необходимые для сооружения СПГ-завода ресурсы будут открыты в Сиамском заливе – в спорных между Вьетнамом и Камбоджей акваториях, а также на самом камбоджийском шельфе. Но пока лицензирование данных акваторий не осуществлялось, а срок между проведением конкурсов и аукционов и началом эксплуатации месторождений (если они будут найдены) составляет не менее семи лет, обычно – более десяти. Тем не менее данный проект всё же достаточно перспективен из-за близости района предполагаемого сооружения СПГ-завода к Китаю и Индии. ■

На шельфе по-прежнему штиль...

...и буря в сфере нефтедобычи грянет ещё не скоро

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

Полтора года назад, оценивая ход изучения и освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа РФ, мы пришли к грустному выводу. Дела обстоят неважно, несмотря на массовое получение новых лицензий двумя государственными компаниями – «Газпромом» и «Роснефтью». Этот процесс начался во втором полугодии 2010 г. и к 2012 г. охватил практически все перспективные районы шельфа. Однако грандиозные уровни добычи нефти и газа на морских месторождениях, намечавшиеся в ряде серьёзных документов (в том числе озвученные и получившие одобрение на заседании правительства РФ 12 мая 2005 г.), в начале 2012 г. выглядели, мягко выражаясь, малореальными. Эти рубежи не были абстрактными, а представляли

собой разницу между объёмами, необходимыми для обеспечения внутренних и экспортных потребностей страны (согласно Энергетической стратегии РФ на период до 2030 г.), и добычей из уже эксплуатируемых и новых сухопутных месторождений. По расчётам Минэнерго, уровень производства сырья на шельфовых месторождениях в 2015 г. должен составить 50 млн т нефти и 125 млрд м³ газа, в 2020 г. – 55 млн т и 195 млрд м³. В подготовленном Минприроды в конце 2011 г. и неоднократно обсуждавшемся на уровне правительства проекте программы разведки континентального шельфа и разработки его минеральных ресурсов сопоставимые уровни добычи УВ – до 66,2 млн т нефти и 231 млрд м³ газа – должны быть достигнуты лишь к 2030 г.

Изменились ли за истекшие полтора года ситуация на российском шельфе и отношение государства к ней? Ведь на мировом нефтегазовом рынке произошли существенные перемены, связанные с интенсивным освоением сланцевых углеводородов в США и постепенным превращением этой страны из импортёра в экспортёра сжиженного природного газа (СПГ). В свою очередь, государства ЕС настойчиво стремятся снизить зависимость от поставок «Газпрома». Растут потребности в углеводородном сырье Азиатско-Тихоокеанского региона, куда в настоящее время поставляется более 70% мирового производства СПГ. Как же эти факторы повлияли на динамику освоения российского шельфа?

«БОЛЬШАЯ ДЕСЯТКА» РОССИЙСКОГО ШЕЛЬФА

Региональные геолого-геофизические работы за счёт средств федерального бюджета выполнялись в 2012 г. по 10 объектам. Всего в Береговом и арктических морях было отработано 19893 пог. км сейсмопрофилей МОВ ОГТ 2D, 21536 пог. км гравиразведки, 20536 пог. км магниторазведки.

Максимальные объёмы полевых работ выполнены в Баренцевом море – 7800 пог. км, из них 5 тыс. пог. км в северной части Предновоземельской структурной области и 2800 пог. км на Гусиноземельской площади южного Предновоземелья. Полевые работы проведены в Карском море (северная акватория Енисейского залива, Приямальская часть Южно-Карского шельфа, Северо-Сибирский порог и сопредельные структуры), в море Лаптевых (Притаймырский район, северо-западная часть моря), в пределах континентальной окраины Восточно-Сибирского моря. В Беринговом море «Дальморнефтегеофизика» выполнила 4 тыс. пог. км комплексных геофизических исследований (см. табл. 1).



Газпром

Табл. 1. Объёмы ГРП, выполненные за счёт средств федерального бюджета в 2012 г. (по акваториям морей РФ)

Шельфы морей	Объёмы ГРП, выполненные в 2012 г.		
	Сейсморазведка (МОГТ, КМПВ), пог. км	Гравиразведка, пог. км	Магниторазведка, пог. км
Баренцево море	7800	7800	7800
Карское море	2600	3000	2000
Море Лаптевых	3293	4536	4536
Восточно-Сибирское море	2200	2200	2200
Арктические моря РФ, всего	15893	17536	16536
Берингово море	4000	4000	4000
Дальневосточные моря РФ, всего	4000	4000	4000
КШ РФ, всего	19893	21536	20536

Основные результаты по объектам региональных ГРП, завершённым в 2012 г., и прирост локализованных ресурсов категории D представлены в табл. 2.

В 2012 г. общий объём финансирования работ по нефти и газу из средств федерального бюджета составил 1571,731 млн руб., в том числе на региональные геофизические работы потрачено 1426,731 млн, на тематические – 145 млн руб. При этом 1316,731 млн (83,78% от общего объёма затрат) направлены на проведение работ в арктических морях, 230 млн (14,63%) – в акваториях дальневосточных морей, а

Табл. 2. Основные результаты по объектам региональных ГРП, завершённым в 2012 г.

Море	Район работ	Прирост ресурсов УВ, млн т н. э.	Категория ресурсов	Основные результаты работ	Количество выявленных нефтегазо-перспективных объектов
Восточно-Сибирское	южные области		D ₂	В осадочном чехле исследованных частей НГБ закартированы 52 локальные антиклинальные структуры, которые объединены в 12 антиклинальных зон. Прогнозные НСР изученных частей Северо-Чукотской ПНГО (min 2711 – max 5601 млн т) и ПНГО Де-Лонга (min 1227 – max 1842 млн т) оценены объёмно-генетическим методом. Локализованные ресурсы выделенных перспективных структур не оценивались.	52
Карское	Вал Минина и Ноябрьский прогиб Южно-Карской синеклизы	377,59	D _{1л} (извл.)	Уточнено строение ранее выделенных 16 локальных поднятий и изучено 8 вновь выявленных антиклинальных структур. Выделенные аномалии сейсмической записи вроде «яркое пятно» на Петровской структуре позволяют рекомендовать её как перспективный объект для последующего опоискования с целью обнаружения многопластовой залежи УВ.	8
Баренцево	Трубячинская площадь	141,43	D _{2л} (извл.)	В пределах изученной площади закартировано 19 локальных антиклинальных поднятий. Уточнены контуры и положение выделенных ранее крупных локальных антиклинальных поднятий – Гидрографов и Южно-Сальмское.	19
Карское	Гыданская губа и южная часть шельфа	2734,42	D _{1л} (извл.)	Закартированы 43 локальные структуры (213 нефтегазоперспективных объектов), из которых вновь выявленные – 21 структура. Проведена оценка прогнозных ресурсов УВ по категории D ₁ , D ₂ и локальных структур по категории D _{1л} . Суммарная оценка прогнозных ресурсов УВ по категории D ₁ составила: по газу – 1486,48 млрд м ³ , по нефти и конденсату – 127,59 млн т. По категории D ₂ : по газу – 3419,33 млрд м ³ , по нефти и конденсату – 1738,62 млн т. По категории D _{1л} : по газу – 2525,943 млрд м ³ , по конденсату – 277,138/208,480 млн т (геол./извл.).	21
За 2012 г. прирост прогнозных ресурсов категорий D₁ + D₂, всего		3253,44	D_{1л} + D_{2л}		100

25 млн (1,59%) – на тематические исследования, охватывающие континентальный шельф РФ в целом.

В 2013 г. из планируемых 12513 пог. км сейсморазведки за первое полугодие выполнено 3719 пог. км профилей МОВ ОГТ 2D (в том числе 3200 пог. км на Гусиноземельской площади в Баренцевом море, 120 пог. км – в северной части Енисейского залива и 399 пог. км – на Приямальской части Южно-Карского шельфа).

Вал новых лицензий для госкомпаний

На 1 ноября прошлого года 22 недропользователя владели 66-ю морскими лицензионными участками (24 лицензии – на геологическое изучение, 27 – на разведку и добычу и 15 – совмещённые). Геологоразведочные и тематические работы за счёт собственных средств недропользователей проводились на шельфах западно-арктических морей (Баренцево, Печорское и Карское), дальневосточных (Охотское), южных (Каспийское, Азовское, Чёрное), а также в российском секторе Балтийского моря.

Кроме того, девять недропользователей владели 19 транзитными (суша – шельф) лицензиями, предусматривающими проведение работ в территориальном море и внутренних морских водах РФ (транзитная зона, прибрежное мелководье).

В январе 2012 г. «Роснефть» получила три лицензии в Баренцевом море (участки недр федерального значения – Персеевский, Центрально-Баренцевский, Федынский), в ноябре – две в Печорском море (Северо-Поморский – 2 и Поморский). Действовать все пять лицензий будут до 2042 г. Действие лицензии «Роснефти» на Лебединский участок продлено до конца 2014 г.

«Газпром» получил лицензию на участок недр федерального значения, включающий западную часть Штокмановского газоконденсатного месторождения. Срок её действия – до 1 марта 2032 г. Кроме того, до конца 2017 г. продлён срок действия четырёх лицензий «Черноморнефтегаза» – на Високосный и Палеозойский участки (Азовское море), Юго-Восточную и Северо-Западную Черноморские площади. При этом изменены лицензионные обязательства: бурение первых скважин перенесено на 2015 г.

Срок действия лицензии ОАО «Севернефтегаз» (участки Кольский-1, 2, 3 в Баренцевом море) также продлён с переносом сроков бурения скважин. Лицензия «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефти» на Центрально-Каспийский участок продлена до конца 2017 г.

Год без открытий

По данным самих компаний, в 2012 г. финансирование ими ГРП на континентальном шельфе составило почти 22 млрд руб. при плане 46 млрд. Основные средства затрачены на проведение работ в Охотском море (почти 45%) и южных акваториях (28%), меньшие объёмы освоены на западе Арктики (23%) и в Балтийском море (4%).

Основной статьёй расходов на континентальном шельфе являлось поисково-разведочное бурение (более 50% от общих за-



трат). Из 13 запланированных на 2012 г. скважин фактически пробурены шесть суммарной протяжённостью 24 тыс. м. В том числе объём поискового бурения составил 17 тыс. м (пять скважин), разведочного – 7 тыс. м (одна скважина). Три скважины (две поисковые и одна разведочная) разработаны в акватории Охотского моря, из них продуктивными оказались одна поисковая и единственная разведочная. Две поисково-оценочные скважины (обе продуктивные) введены в эксплуатацию в Каспийском море. Кроме того, там проведены испытания и завершено строительство продуктивной поисково-оценочной скважины № 2 Сарматская и началось бурение скважины № 2 Западно-Сарматская. В российском секторе Балтийского моря «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть» завершено бурение наклонно-направленной поисковой скважины на структуре D41.

Основные затраты на проведение сейсмических исследований связаны с сейсморазведкой методом 3D (около 22% от общих затрат). Всего за год её объём составил 8 тыс. км². На долю сейсморазведки 2D пришлось 5,5%. Было отработано 16,6 тыс. пог. км сейсмопрофилей 2D, из них более трети выполнено «Роснефтью» на участке Восточно-Приновоземельский – 2 в Карском море. Затраты на НИОКР равнялись менее 4% от общего финансирования ГРП, на другие виды работ затрачено 16,5%.

В 2012 г. пробурено 112 тыс. м эксплуатационных скважин, в том числе на шельфе Охотского моря – более 76 тыс. м, Каспийского моря – свыше 35 тыс. м. По сведениям недропользователей, завершено строительство 13 эксплуатационных скважин, введено в эксплуатацию 12 из них (11 нефтяных и одна газовая). Дебит новых скважин по нефти на Охотоморском шельфе варьируется от 102 до 1832,6 т/сут. На Каспийском шельфе он достигает 601 т/сут по нефти и 191,7 тыс. м³/сут по газу.

В прошлом году открытия новых месторождений и залежей не зафиксировано, по предварительным данным, суммарный прирост запасов категории С₁ составил 82,9 млрд м³ по газу, 13,2 млн т по нефти и конденсату, запасы газа категории С₂ уменьшились на 98,4 млрд м³, а жидких углеводородов – на 6,6 млн т.

На государственный баланс на начало 2013 г. были поставлены две новые структуры с ресурсами категории С₃: D19 на Балтийском участке «ЛУКОЙЛ-Калининградморнефти» и структура Рыбачья в Каспийском море на участке «Каспийской нефтяной компании». В 2012 г. вывод структур из бурения на российских шельфах не осуществлялся.

В течение года продолжалась добыча углеводородов на шельфовых месторождениях: Северный купол Одопту-море («Роснефть»), Чайво и Одопту-море (Эксон Нефтегаз Лимитед), Пильтун-Астохское и Лунское (Сахалин Энерджи) в Охотском море, Кравцовское в Балтийском море («ЛУКОЙЛ-Калининградморнефть»), им. Ю. Корчагина на Каспии (ООО «ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть»). Всего за год, по предварительным сведениям, было добыто 12 млн т нефти и 26 млрд м³ газа, в том числе на Охотоморском шельфе почти 11 млн т и 25 млрд м³ соответственно.

Кроме собственно морских лицензий, в территориальном море и внутренних водах РФ действуют ещё 19 транзитных (суша – шельф) лицензий, выданных органами субъектов федерации. В 2012 г. ГРП и НИОКР в акваториальной части выполнялись на восьми из них, в том числе на семи участках Карского моря (Обская и Тазовская губы и Приямальский шельф) и одном в Каспийском море. Поисково-разведочное бурение не проводилось.

Суммарные затраты на проведение данных работ составили менее 500 млн руб., в том числе на сейсморазведку МОГТ 2D – 29% от общих расходов, на сейсморазведку 3D – 55%, на тематические исследования – 7%, на другие виды работ – 9%. Добыча углеводородного сырья на месторождении Юрхаровское в Тазовской губе Карского моря в 2012 г. составила 33,9 млрд м³ газа, 2,1 млн т конденсата и 0,7 тыс. т нефти. На Бейсугском месторождении в Азовском море добыто 30 млн м³ газа.

РАЗРЫВ МЕЖДУ ПЛАНАМИ И РЕАЛЬНОСТЬЮ

В 2013 г. в акваториях РФ за счёт недропользователей планируется выполнить работы общей стоимостью 44 млрд руб. В том числе намечено пробурить шесть скважин (Печорское море – одна разведочная, Охотское – две разведочные, Каспийское – две поисковые, Азовское – одна поисковая). Суммарный объём бурения на основании предварительных пла-

нов компаний составит более 16 тыс. м; сейсморазведки 2D – почти 28 тыс. пог. км (западно-арктические акватории – 17,5 тыс. пог. км, дальневосточные – 10 тыс. пог. км, небольшие масштабы на южных акваториях); сейсморазведки 3D – 8 тыс. км² (в том числе западно-арктические акватории – 3,5 тыс. км², дальневосточные – 3,6 тыс. км², южные – 0,9 тыс. км²).

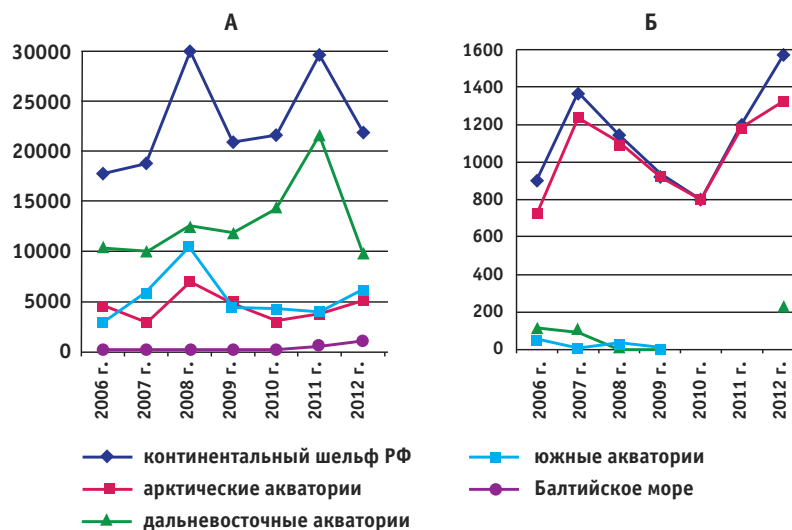
Однако в течение семи последних лет анализ фактических и плановых показателей глубокого бурения выявил соотношение немногим более, чем один к двум. Так, в 2006–2012 гг. компаниями выполнялось 51–64% от запланированных объёмов бурения, и только в 2011 г. этот показатель достиг 81% (пробурено 26,6 тыс. м при плане 33 тыс. м). Минимальные уровни были достигнуты в 2010 г. – 10,5 тыс. м (при плане 17,2 тыс. м), максимальные в 2008 г. – 26,8 тыс. м (при плане 43,4 тыс. м). Вряд ли стоит ожидать резкого изменения этой тенденции.

Но не все проводимые ГРП учитываются статистикой. Так, в 2012 г. были выполнены значительные объёмы сейсморазведочных работ (порядка 40 тыс. пог. км) по программе «Проведение глубинных сейсмических исследований в Западной Арктике и Восточной Арктике для уточнения и совершенствования новой геодинамической модели эволюции Арктического бассейна» (Минобрнауки России). При этом поисковые лицензии не оформлялись.

Данные исследования, по мнению авторов статьи, носят ресурсную направленность, а использованный комплекс методов традиционно применяется для оценки углеводородного потенциала нефтегазоносных бассейнов. Полученные полевые материалы сданы исполнителями в Морской филиал Росгеолфонда. Но по существующей сегодня практике они не представлялись на рассмотрение в Департамент «Моргео», а окончательный геологический отчёт отправлен в Росгеолфонд не в полном объёме. Осуществленные исследования МОГТ 2D, очевидно, не будут учтены при подготовке ежегодного доклада министра природных ресурсов президенту страны, поскольку Минприроды не являлось заказчиком работ.

На рисунке приведены фактические затраты на морские ГРП за счёт недропользователей (А) и госбюджета (Б) за период 2006–2012 гг.

Рис. Затраты недропользователей (А) и за счёт средств федерального бюджета (Б) на геологоразведочные работы, млн руб.



ПРОРЫВА НА ШЕЛЬФЕ НЕ ОЖИДАЕТСЯ

По широко известным оценкам бывшего главы МПР Юрия Трутнева и ныне действующего министра Сергея Донского, при существующих темпах работы «Газпрома» и «Роснефти», которые владеют лицензиями примерно на 25% перспективной площади шельфа (а с учётом всех их заявок – до 45%), освоение шельфовых углеводородных ресурсов растянется на 90–165 лет.

К сожалению, в сложившейся ситуации, видимо, не поможет и вышеупомянутый проект программы разведки континентального шельфа и разработки его минеральных ресурсов, который подготовлен Минприроды России в конце 2011 г. Этот стратегический документ, созданный по поручению председателя правительства, 2 августа 2012 г. в целом был одобрен на заседании Кабинета министров. Согласно заявлению вице-премьера Аркадия Дворковича, для его окончательной «шлифовки» требовался лишь небольшой срок.

В данном проекте предполагалось, что к 2030 г. добыча нефти на шельфе достигнет 66,2 млн т, газа – 231 млрд м³. Намечалось также увеличить число недропользователей на шельфе за счёт частных компаний, разрешить мультиклиентные съёмки, ужесточить условия возврата лицензий в нераспределённый фонд и т. д. Однако и «Газпром», и «Роснефть» выразили отрицательное отношение к этим либеральным нововведениям, а Минприроды России последовательно уступало госкомпаниям. В итоге правительство склоняется к полному отказу от госпрограммы.

В 2013–2023 гг. «Газпром» и «Роснефть», согласно лицензионным обязательствам (на 1 июня 2013 г.), обязаны пробурить 59 поисковых и 11 разведочных скважин (соответственно «Газпром» – 16 и 8, «Роснефть» – 43 и 3). Из них на арктический шельф (моря Баренцево, Карское, Чукотское и Лаптевых) приходится 30 поисковых (в том числе «Роснефть» – 27, из них 21 – в Баренцевом и Карском морях) и семь разведочных (все – в Баренцевом и Карском морях, в том числе – «газпромовские»). При средней оценочной глубине 4 тыс. пог. м общий объём поисково-разведочного бурения составит 280 тыс. пог. м. Это чуть более трети (37%) показателя легендарного советского десятилетия (1981–1990 гг.). Тогда на шельфах СССР, по данным ВНИГРИ, с целью поиска новых месторождений было пробурено 256,21 тыс. пог. м, а для поиска новых залежей – 497,11 тыс. пог. м (итого – 753,32 тыс. пог. м). Иными словами, в ближайшее десятилетие никакого прорыва на шельфе не ожидается.

Вероятный отказ от государственной программы изучения и освоения нефтегазовых ресурсов шельфа представляется неоправданным. Ведь континентальный шельф – это последний (после Западной и Восточной Сибири) крупный нефтегазовый резерв государства, требующий в ближайшие 10–15 лет весьма серьёзной подготовки. Для двух государственных компаний, решающих свои основные задачи (поддержание добычи на сухопутных месторождениях) и не имеющих собственной технико-технологической базы для работы в открытом море, эта сложнейшая дополнительная задача. В условиях быстро меняющейся конъюнктуры в приемлемые сроки она невыполнима.

Поэтому, на наш взгляд, необходимо:

- полноценно завершить региональное изучение обширных районов арктического шельфа;

- приступить к планомерному выполнению поисково-оценочного этапа ГРП;
- определить преимущественно нефтеносные районы шельфа и начать их освоение.

НАДО УКРЕПЛЯТЬСЯ В АРКТИКЕ

Вопросы освоения преимущественно газоносных районов должны решаться с учётом возможностей сбыта газового сырья и не в последнюю очередь – социально-экономической ситуации на прибрежных территориях. В частности, заслуживает обсуждения перспектива ускоренного освоения нефтегазового потенциала моря Лаптевых с ориентацией на Азиатско-Тихоокеанский рынок сбыта в целях подъёма экономики Северо-Востока России. Объёмы геологоразведочных работ на шельфе должны резко увеличиться.



Для полноценного завершения регионального этапа и выполнения поисково-оценочного этапа наиболее подходит организационная форма консорциумов. При главенствующей роли госкомпаний они должны объединять организации Роснедр и частные предприятия. Распоряжением председателя правительства РФ от 3 апреля 2013 г. № 152-р утверждена государственная программа «Энергоэффективность и развитие энергетики». Она предусматривает, что добыча нефти и конденсата к 2020 г. составит не менее 510 млн т. Государству необходимо чётко определиться, какая доля от этого количества должна быть обеспечена морскими месторождениями.

Успешное освоение нефтегазовых ресурсов шельфа возможно лишь при условии ускоренного развития отечественных технологий и техники, создания необходимой инфраструктуры на прибрежных территориях, введения налоговых льгот и т. д. Но без активного участия государства это невыполнимо.

Мы возлагаем большие надежды на Морскую коллегия, чьи полномочия недавно были существенно расширены. Данную структуру возглавляет вице-премьер Дмитрий Рогозин, который в одном из своих выступлений вполне справедливо отметил: *«Лидером XXI века станет тот, кто укрепит в Арктике – там сосредоточены важнейшие ресурсы. Причём укрепит не словом и росчерками в картах, а на деле – платформами и морским флотом...»*



НПП «ГЕРДА» предлагает:

Оборудование пенного пожаротушения, пенообразователь

Переносные уровнемеры и пробоотборники

Сигнализаторы пожара и загазованности

Комплектующие для трубопроводов

Транспортное средство ГЕРДАКАР

Оборудование для эстакад налива

Быстровозводимые помещения

Соединительные коробки (Ех)

Кабель и комплектующие

КАБЕЛЬНАЯ СИСТЕМА «ГЕРДА»

закрывает основную потребность в электрических и оптических кабелях на объектах нефтегазового комплекса и в других отраслях

- **КВИП** (Кабель «Витая Пара») – кабель скоростной передачи данных, цифровых сетей промышленной автоматизации, интерфейсный кабель
- **КУИН** (Кабель Универсальный Инструментальный) – современный контрольный кабель, кабель сигнально-блокировочный, монтажный, управления
- **КУСИЛ** (Кабель Универсальный СИЛовой) – силовой кабель, соответствующий требованиям нового ГОСТ Р 53769–2010, кабель освещения
- **ТЕРК** (ТЕРмозлектродный Кабель) – универсальный компенсационный кабель для подключения термопар
- **ГЕРДА-КСд** (Кабель Судовой) – универсальный кабель морского и речного применения, для морских платформ и т.п.
- **ГЕРДА-КОУ** (Кабель Оптический Универсальный) – универсальный волоконно-оптический кабель

Кабели пониженной пожароопасности для предприятий нефтегазового комплекса, судов и морских платформ

В последнее время номенклатура отечественных кабелей заметно расширилась, что, с одной стороны, связано с появлением новых требований к данной продукции, а с другой – с развитием технологий и материалов, позволяющих оптимальным образом удовлетворить эти требования с учётом тех или иных условий применения.



Кабельные сети на кораблях и офшорных платформах, как известно, должны иметь повышенную надёжность, долговечность и безопасность. Заводом «Донкабель» специально для таких объектов выпускается ряд марок кабеля – универсальные судовые кабели ГЕРДА-КСдПс, ГЕРДА-КСдП, ГЕРДА-КСдТ ТУ 3586–009–76960731–2007.

Все кабели ГЕРДА-КС выпускаются в исполнении «НГ» (не распространяют горение). ГЕРДА-КСдПс изготавливаются из ПВХ композиции пониженной пожароопасности и низкого уровня дымо- и газовыделения «LS», а изоляция – из сшитого полиолефина, поэтому кабели рекомендуются использовать в качестве «витой пары» с улучшенными частотными характеристиками. Изоляция и оболочка кабелей ГЕРДА-КСдП не содержат галогенов («НГ»), а ГЕРДА-КСдТ имеют оболочку и изоляцию из термопластичных эластомеров, поэтому обладают повышенной гибкостью и расширенным диапазоном рабочих температур. Кабели марок ГЕРДА-КСдПс и ГЕРДА-КСдП выпускаются с медными многопроволочными жилами 4-го, а марки ГЕРДА-КСдТ – 5-го класса. Их производят общей или парной скруткой («витая пара» с шагом скрутки 60 мм); жилы (пары) могут иметь отдельный экран (без общего), или общий экран в виде оплётки из медных проволок, или быть вообще без экрана. Под наружной оболочкой используется водоблокирующая лента для предотвращения продольного распространения влаги.

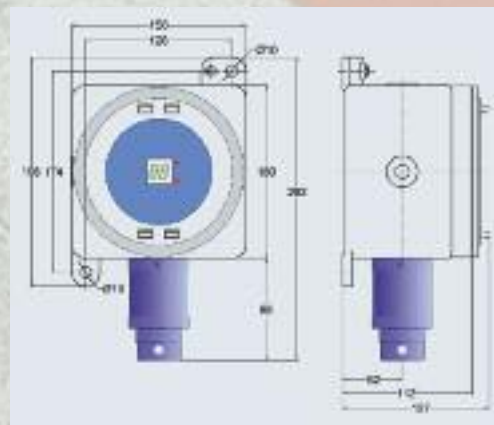
Все кабели могут выпускаться в огнестойком исполнении «FR», токопроводящая жила под изоляцией имеет стеклослюдосодержащую обмотку. Кабель не менее 90 минут сохраняет работоспособность в условиях воздействия открытого пламени и температуры до +780 °С. В случае пожара это помогает избежать аварийного отключения напряжения (например, в цепях систем пожарной сигнализации, аварийного освещения, дымоудаления, в цепях питания пожарных насосов, лифтов и т. д.)

Универсальный датчик загазованности

«Интеллектуальный» инфракрасный датчик загазованности ДЗУ–ГЕРДА может быть откалиброван по любому из 126 углеводородных газов или углекислому газу, обеспечивает надёж-

ное срабатывание и защиту от помех в широком температурном диапазоне (–55... +75 °С) и легко интегрируется в любую систему управления за счёт унифицированного выходного сигнала. Прибор имеет автоматический режим самодиагностики, индикаторы уровня загазованности и порогов сигнализации, а также удобный режим проведения сервисных работ с использованием магнитного ключа.

Корпус датчика ДЗУ–ГЕРДА выполнен из алюминиевого сплава и имеет взрывозащищённое исполнение. На корпусе есть окошко, в котором на цифровом индикаторе отображается текущее значение уровня загазованности, а на световых индикаторах фиксируется превышение заданных уровней концентрации газовых смесей. На боковых сторонах располагается один или два кабельных ввода и блок сенсора. Газ из окружающей атмосферы поступает в измерительную кювету сенсора за счёт свободной диффузии. Пористый керамический фильтр сенсора препятствует попаданию загрязняющих веществ в оптическую систему.



Датчик ДЗУ–ГЕРДА выполняет следующие функции:

- при включении выполняет программу стартовой диагностики;
 - производит измерение уровня загазованности в реальном масштабе времени;
 - выполняет контроль достоверности результатов измерения;
 - обеспечивает возможность калибровки и градуировки, а также аварийного отключения при помощи магнитного ключа (не требуется вскрытие корпуса), что позволяет проводить сервисные работы непосредственно во взрывоопасной зоне;
 - сохраняет в энергонезависимой памяти данные калибровки, пороговые значения концентрации газа, а также протокол событий;
 - периодически выполняет программу самодиагностики, при фиксировании отказа выдаёт соответствующее сообщение;
 - передаёт на систему «верхнего уровня» результаты измерений, сообщения об ошибках и о превышении пороговых уровней концентрации газа по цифровому или аналоговому интерфейсу (4–20 мА, RS-485 или релейный выход);
 - обеспечивает возможность подключения исполнительных устройств автоматики и сигнализации непосредственно к датчику (в исполнении с релейным выходом).
- Данный прибор может поставляться как отдельно, так и в составе Интегрированной системы безопасности ИСБ–ГЕРДА–01, которая способна также комплектоваться подсистемой контроля уровней загазованности СКЗ–12–Ех–01 и/или инфракрасными извещателями пламени ИП 330–ГЕРДА.



Россия, 125480, Москва,
ул. Вилиса Лациса, д. 17, стр. 1
Тел./Факс: +7 (495) 755-88-45 (многоканальный)
Факс: +7 (495) 755-88-46
e-mail: info@gerda.ru, <http://www.gerda.ru>

Сланцевые углеводороды: опасность выше прибыли?

Освоение альтернативных источников нефти и газа связано с ещё большими экологическими рисками, чем эксплуатация традиционных ресурсов

Владимир ТЕТЕЛЬМИН,
доктор технических наук, профессор МНЭПУ, главный научный
сотрудник ВНИИГ, академик РАЕН, заместитель председателя
Всероссийского общества охраны природы (ВООП)



США достигли мирового признания в области добычи сланцевого газа. Так, в 2010 г. она составила 25% от общего производства (413 млн м³/сут). Это стало результатом совпадения нескольких факторов – как политических, так и технологических. Ключевые роли среди них играют благоприятная ценовая конъюнктура и льготная система налогообложения добычи

из нетрадиционных источников. Благодаря сланцевой альтернативе США обошли Россию по объёмам добычи газа. Этот рывок назвали сланцевой революцией. Производство «голубого топлива» в Соединенных Штатах растёт, цены на трубный природный газ в странах ЕС пошли вниз. По данной причине приостановлены работы на Штокмановском газоконденсатном месторождении, продукция которого была ориентирована на американский рынок. Показатели добычи нефти в США также находятся на максимуме за счёт разработки сланцевых месторождений. Добыча СН в Америке увеличилась до 500 тыс. барр./сут. Производство сланцевой нефти в бассейне Баккен, расположенном на площади 65 тыс. км² в штатах Монтана, Вайоминг и Северная Дакота, имеет приемлемый уровень рентабельности в 20% при цене 90 долларов за баррель и 10% при цене 65 долларов. Средняя себестоимость извлечения СН в США – порядка 55 долларов за баррель, традиционной нефти в России – 5 долларов. Однако существуют проекты добычи нефти на шельфе себестоимостью до 80 долларов. По прогнозам, к 2035 г. мировая добыча СН составит 14 млн баррелей в сутки, или 12% всего производства. Но дальнейшее продвижение по планете сланцевой революции может привести к тяжёлым экологическим последствиям.

Что мы понимаем под сланцами?

Метаморфические сланцы в отличие от горючих сланцев – это осадочные породы, которые вместе с органическим веществом прошли все стадии преобразования: от накопления осадков через диагенез и катагенез до метаморфизма. В условиях высокой

температуры и повышенного давления образовались минералы характерной плоской, таблечной формы, а углеводороды адсорбировались на их поверхности. Извлечь их из сланцев трудно, потому что породы имеют очень низкую проницаемость. Но уже сегодня во многих странах за это дело взялись настолько активно, что порой забывают о матушке-природе.

С петрографической точки зрения сланцами могут быть аргиллиты, алевролиты, мергели, а также глинистые известняки и кремнистые породы. Размер слоистых силикатов в породах со сланцеватостью может быть от 0,01 мм в аргиллитах до 5 мм в метаморфических сланцах. Раскалывание сланцеватых пород на пластинки происходит по плоскостям спайности минералов. По этим плоскостям осуществляется разрушение пород при операциях гидравлического разрыва.

Наиболее эффективными при добыче сланцевых углеводородов считаются «хрупкие» сланцы с большим содержанием диоксида кремния. Они имеют достаточное количество естественных трещин. Чем меньше в сланцевой породе диоксида кремния, тем выше себестоимость добычи сланцевых УВ.

Органическое вещество (ОВ) является составляющей практически всех осадочных образований. Среднее содержание (кларк) органического углерода ($C_{орг}$) в осадочных породах составляет около 0,6%, что соответствует 15 кг/м³. Граница между рассеянным и концентрированным распределением ОВ условно проведена по содержанию органического углерода в 2,5%, что в четыре раза выше кларка. В глинисто-карбонатных породах содержание $C_{орг} > 5\%$, в горючих сланцах оно колеблется в пределах 15–25%. В глинистых породах оно больше, чем в песчаных. Например, для глин в пределах Русской платформы отмечено следующее возрастание содержания $C_{орг}$ от протерозойских пород к кайнозойским: PR – 0,35%; PZ – 0,70%; (MZ + KZ) – 0,94%.

Форма нахождения и морфология органических веществ в осадочных породах также различны. Размер частиц дисперсного ОВ меньше 0,005 мм, все они практически находятся в сорбированном состоянии, чем больше поверхность минеральных зёрен, тем больше ОВ сорбируется. Именно поэтому глины наиболее обогащены ОВ по сравнению с другими литотипами.

Элементный состав ОВ сланцев следующий: углерод – 66–78%; водород – 8–10%; кислород – 9–19%; азот – 0,4–3,6%; сера – 1,6–10%. Качественным показателем эффективности сланцев является содержание в них керогена – углеродсодержащей органики, – главными составляющими которого являются углерод и водород ($C = 48–92\%$; $H = 3,2–8,9\%$).

По составу ОВ в сланцах выделяют три типа керогена. Тип I встречается в горючих сланцах, он обогащён алифатическими структурами и водородом, содержание полиароматических ядер и гетероатомных связей в нём невелико. В керогене II типа больше полиароматических ядер, карбоксильных и карбо-

нильных функциональных групп, в гетероциклах присутствует сера. Горючие сланцы рентабельно разрабатывать в том случае, когда при их пиролизе (нагревание до 500 °С) из 1 м³ сланцев получается более 50 л сланцевой смолы. Тип III встречается в метаморфических сланцах и сложен полиароматическими ядрами с кетонными и карбоксильными группами.

Глубина залегания сланцев варьируется от нескольких сотен до 3700 м. Например, в штате Пенсильвания (США) она составляет 1500–2400 м; мощность пластов – до 60 м; содержание УВ – до 12%. В Польше и на Украине глубина залегания сланцев 3–3,7 тыс. м. В Польше мощность сланцевых пластов – около 100 м, но УВ в них всего 4%. Содержание сланцевого газа (СГ) в метаморфических сланцах изменяется от 0,2 до 3,2 млрд м³/км².

Под термином «сланцевая нефть» понимают сырьё двух видов:

- продукт, получаемый из горючих сланцев – высоковязкая сланцевая смола shale oil, требующая дополнительной обработки для перевода её в нефть;
- лёгкая нефть tight oil, получаемая из плотных сланцевых коллекторов с низкими фильтрационно-ёмкостными свойствами.

Для извлечения shale oil и tight oil используются разные технологии.

Сцементированные песчаники и плотные известняки характеризуются низкими значениями коэффициента проницаемости ($k \leq 0,001$ Дарси). В таких породах расход фильтрующейся нефти, переносимой через 1 м² породы, при типичном значении градиента давления 103 Па/м очень мал и составляет всего $8,8 \cdot 10^{-10}$ м³/м² • с. Глинистые сланцы являются практически непроницаемыми. Чтобы нефть более свободно подходила к добывающей скважине-дрене, предварительно осуществляют «разрыхление» сланцевой породы с помощью гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Основные стадии добычи лёгкой сланцевой нефти (СН) следующие:

- бурится наклонно-направленная скважина, переходящая в горизонтальную, проходящую вдоль продуктивного сланцевого пласта;
- скважина обсаживается, затрубное пространство цементируется, стенки трубы и цементный камень в пределах продуктивного пласта перфорируются;
- производится гидравлический разрыв сланцевой породы с помощью воды, химических реагентов и песка;
- осуществляются извлечение на поверхность подтекающего к скважине по трещинам разрыва флюида, его сбор и подача на сепарацию.

Технологии добычи СН и СГ в принципе похожи. Однако при извлечении нефти горизонтальную скважину располагают глубже – на уровне, где залегают более тяжёлый конденсат и нефть.

ПРИРОДА ВСЁ СТЕРПИТ?

Объекты нефтедобычи находятся в лидерах по степени воздействия на окружающую среду (ОС). При извлечении, сборе и подготовке нефти в ОС кроме нефти попадают пластовые воды, попутный нефтяной газ, буровые растворы и многие химические



Marathon Oil

Табл. 1. Выделение вредных веществ при извлечении 1 т нефти

Вещество	Количество
Сточные воды загрязнённые	0,10 м ³
Сточные воды очищаемые	0,18 м ³
Пыль	0,020 кг
Оксид углерода	0,43 кг
Оксиды азота	0,04 кг
Углеводороды	6,60 кг
Твёрдые отходы	2,7 кг

компоненты в их составе. В табл. 1 отражены объёмы загрязнения, образующиеся при добыче 1 т традиционной нефти.

При извлечении сланцевых углеводородов воздействие добывающих предприятий на ОС более сильное. Их производство сопряжено с рядом проблем экономического и экологического характера. Например, запасы природного газа трудно найти, зато легко разрабатывать. А сланцевого газа наоборот – легко найти, но непросто осваивать. Добыча СГ имеет чрезвычайно экстенсивный характер и требует затрат на соз-

дание всё новых скважин на большой территории. Это делает производство данного сырья для густонаселённых стран весьма проблематичным.

Сразу после вскрытия сланцевого пласта дебиты и давление на устье скважины достаточно высоки. Например, дебит СГ может составлять 300 тыс. м³/сут. Однако в течение года этот показатель падает на 60–75%. Годовая продуктивность газовой скважины в течение первых трёх лет – 10–50 млн м³. Через три года давление на устье существенно снижается и скважина даёт 15–20% от начального дебита. Газ с низким давлением нельзя подать в газотранспортную систему, где стандартное давление составляет 7,5 МПа. Поэтому СГ приходится дополнительно сжимать, для этого требуется строить дорогие компрессорные станции.

Падение давления и объёмов добычи надо компенсировать за счёт создания новых скважин. Но бурение и оборудование горизонтальной скважины обходится в 1,5–2 раза дороже, чем строительство традиционной вертикальной.

Добыча сланцевой нефти затрагивает также все составляющие биосферы: атмосферу, гидросферу, недра, почву, флору и фауну. Основные виды негативного воздействия «сланцевого» промысла следующие:

- отчуждение территории, вырубка леса и изменение характера землепользования;
- осушение или подтопление территории;
- прокладка дорог и линий коммуникаций;



- загрязнение компонентов ОС взвешенными, химическими веществами и т. д.;
- шумовые, световые, вибрационные, электромагнитные воздействия.

При бурении скважины глубиной до 4 тыс. м нарабатывается около 500 м³ бурового шлама и примерно 5 тыс. м³ полужидких отходов. Наибольший объём вредных веществ составляют буровые сточные воды (БСВ), представляющие собой многокомпонентные суспензии, содержащие нефть и нефтепродукты, минеральные и органические вещества. В сточных водах в растворённом виде присутствуют минеральные соли натрия, калия, кальция, магния и химические реагенты. Высокий уровень загрязнённости БСВ не допускает их сброса в объекты природной среды без очистки.

Шламовые амбары – это токсичный очаг для прилегающих территорий. Содержание нефти, битума и дизельного топлива в одном амбаре может достигать 1000 т. Кроме того, в не-

го также сбрасывается избыток тампонажного раствора, в котором содержатся такие элементы I и II классов опасности, как свинец, ртуть, фосфор, кадмий, цинк, медь, кобальт. Причём их содержание во много десятков раз превышает предельно допустимые концентрации (ПДК) в воде. Существуют десятки модификаций глинопорошков с различного рода щелочными и полимерными добавками. В составе растворов всегда применяют смазочные добавки, ПАВ, утяжеляющие реагенты и другие ингредиенты. Для многих веществ, используемых в бурении, нет методик определения ПДК в средах.

На месте работы буровой установки площадь засоления грунтов и подземных вод достигает 4,5 га. При этом плодородие почв не восстанавливается даже спустя 10 лет после окончания бурения.

ГРП – ГЛАВНЫЙ ФАКТОР РИСКА

Большой вред наносит и гидравлический разрыв пласта (ГРП). Он сегодня является обычным приёмом, который применяют на стадии завершения эксплуатации традиционных залежей. Без этой операции промышленная добыча сланцевых УВ невозможна. В США гидроразрыву подвергается ежегодно до 35 тыс. скважин, там данная технология была применена на 50% газовых и 30% нефтяных скважин. Всего в мире сделано более 2,5 млн операций ГРП, из них около 1 млн в США.

ГРП производится в следующем порядке. В скважину спускаются насосно-компрессорные трубы (НКТ). Зона, подлежащая ГРП, с помощью пакера отделяется от остального ствола. Скважину промывают водой с целью очистки забоя от глины и примесей. При необходимости перед ГРП проводят кислотную обработку и дополнительную перфорацию. Затем в скважину по НКТ нагнетается жидкость разрыва в объёмах и с расходом, которые необходимы для создания на забое давления разрыва пласта.

Жидкости для ГРП подбираются на водной или углеводородной основе. Первые из них представляют собой смесь воды и кислоты. Для увеличения песконесущей способности в них добавляют загущающие агенты. К загустителям относятся компоненты, имеющие крахмальную основу, полиакриламид, карбоксиметилцеллюлозу и т. д.

Операция ГРП при добыче сланцевых нефти и газа требует много воды – от 4 до 7 тыс. т. Кроме того, необходимо до 1,5 тыс. т песка и до 300 т химических.

Горизонтальная скважина в сланцевом пласте, где осуществляется операция многостадийного ГРП, потребляет от 10 до 23 тыс. т воды. Принудительная фильтрация приводит к загрязнению питьевых грунтовых вод толуолом, бензолом, этилбензолом, мышьяком и т. д. После сброса давления ГРП на дневную поверхность выходит значительный объём отработанной жидкости разрыва, которая требует очистки и утилизации.

Химические смеси, используемые добывающими компаниями в процессе работы, могут содержать до 85 наименований токсичных веществ. Помимо воды и песка в состав типичных жидкостей разрыва входят следующие компоненты: глутаральдегид, диметилформамид, бораты, хлористый натрий, этиленгликоль, гуаровая смола, хлористый кальций, изопропанол, кислоты.

Экологические последствия ГРП наиболее ощутимы при добыче УВ в густонаселённых районах. Если «сланцевый бум» будет усиливаться, это может привести к острой нехватке воды и конфликтам добывающих организаций с населением.

В случае, когда разрыв пласта не удаётся осуществить с первого раза, процесс повторяют с применением жидкости повышенной вязкости. Дополнительный объём закачки при этом составляет сотни кубометров жидкости и десятки тонн наполнителя. При проницаемости пласта 0,001 мкм² оптимальная длина закреплённой трещины может достигать 100–200 м, а масса закачиваемого наполнителя – 100–200 т.

Для ввода в промышленную разработку газовых залежей с коллекторами низкой проницаемости (менее 10–4 мкм²) применяют технологию массивированного ГРП. В этом случае образуются трещины длиной до 1 тыс. м, а объём закачки увеличивается до нескольких тысяч кубометров жидкости и тысяч тонн наполнителя.

Минеральная часть осадочных пород является адсорбентом таких радиоактивных элементов, как уран, торий и калий. Например, известна радиоактивность пород баженовской свиты Западно-Сибирского осадочного бассейна, бурых сланцев Эстонии и силурийских глин бассейнов Алжира. Максимальный уровень гамма-излучения и генерация радиогенного тепла ха-

При испытаниях продуктивных горизонтов, несмотря на их кратковременный характер, загрязнение атмосферы является достаточно интенсивным. В этот период количество сжигаемых на факеле углеводородов может составлять сотни тонн.

При обезвреживании шламов термическим методом (то есть когда они сжигаются в печах) химические хлорсодержащие соединения превращаются в токсичные диоксины, которые вместе с выбросами печей попадают в атмосферу.

Основная часть открытых фонтанов наблюдается на газовых месторождениях. При проводке скважин газ постепенно насыщает циркулирующий раствор, плотность которого уменьшается настолько, что его столб не в состоянии противостоять пластовому давлению. В результате происходит выброс.

Также в процессе бурения и эксплуатации скважин за пределами устья на поверхность по трещинам пород или по их контакту с обсадными трубами могут прорываться газ, нефть или рассолы, которые зачастую вызывают гибель скважин.

В период бурения источниками выбросов в атмосферу являются дизельные установки. Во время цементации обсадных ко-

лонн общая мощность передвижной техники достигает 3600 кВт. Здесь может быть задействовано одновременно пять-шесть дизелей. При их нормальной работе в процессе проходки ствола и спуско-подъёмных операций за сутки выбрасывается (кг): NO_x – 1300, CO – 1140, SO₂ – 142, УВ – 16, сажи – 18.

Транспортировка тысяч тонн жидкости и песка для проведения гидроразрыва осуществляется в тяжёлых трейлерах. Смешивание жидкости с наполнителями производится в смесителях на автомобильном шасси. На них располагаются и насосные установки. При проведении операции гидроразрыва вблизи скважины одновременно работают десятки автомобилей. Дизельное топливо, которое используется в силовых приводах при бурении и ГРП, оказывает масштабное загрязняющее воздействие. В атмосферу выбрасываются оксиды серы, азота, а также твёрдые частицы, в том числе опасные ароматические УВ.

Экологическая опасность дизельной сажи увеличивается за счёт адсорбции на её поверхности полициклических ароматических УВ, в том числе канцерогенных бензапирена и нитрозаминов. Сернистые соединения сгорают в дизельных двигателях в основном до диоксида серы – вещества, которое разрушает металлоконструкции и вызывает кислотные дожди.

По масштабам негативного воздействия на почву и атмосферу на первом месте среди линейных объектов находятся промышленные трубопроводы. Разливы традиционной нефти обусловлены большой протяжённостью и низкой надёжностью промышленных нефтяных и водоводных линий. По статистике, в год происходит три случая утечки на каждые 2 км трассы промышленных труб. При этом атмосфера загрязняется за счёт испарения низкомолекулярных углеводородов. На территории промыслов масса загрязнителя может достигать 200 т на 1 га. Удельная величина выбросов углеводородов в атмосферу с поверхности разлитой нефти при температуре 30 °С изменяется от 6 кг/м² (слой в 1 см) до 30 кг/м² в сутки (50 см).

ФАКЕЛЫ ПНГ – ОПАСНЕЕ, ЧЕМ КАЖУТСЯ

Отрицательное воздействие факелов распространяется на территорию, в три-четыре раза превышающую площадь отвода. Это обусловлено потреблением кислорода, тепловым излучением, загрязнением атмосферы, растительности и почвы про-

Табл. 2. Среднее содержание радиоактивных элементов в осадочных породах

Порода	Уран, ррт	Торий, ррт	Калий, %	Плотность, кг/м ³	Генерация, А, мкВт/м ³
Известняк	2,0	1,5	0,3	2600	0,62
Глинистые сланцы	3,7	12	2,7	2400	1,8
Чёрные глинистые сланцы	20,2	0,9	2,6	2400	5,5

актерны для глинистых сланцев (см. табл. 2). В результате ГРП радиация вместе с водой попадает в верхние слои осадочных пород, что повышает общий радиационный фон.

ЭПИЦЕНТР ЗЕМЛЕТРЯСЕНИЯ – НЕФТЕПРОМЫСЕЛ

К новому классу геодинамических явлений относятся техногенные тектонические движения. Бурение скважин, ГРП и добыча углеводородов всегда сопровождаются нарушением равновесного состояния земных недр. Вскрытие пласта даже одной скважиной – это своего рода провокация, наносящая толще горных пород несколько технологических ударов-воздействий: репрессия при проходке и вскрытии продуктивного пласта, депрессия при освоении и эксплуатации скважин. В процессе разработки залежи пластовое давление уменьшается, в результате изменяется напряжённо-деформированное состояние вышележащего массива, продуктивного пласта и подстилающих пород.

Техногенные движения земной коры, связанные с разработкой месторождений, зафиксированы во многих нефтегазовых бассейнах. При длительном отборе УВ из газовых залежей сейсмическая активность проявляется через 2–16 лет, а из нефтяных – через 7–30 лет. При этом техногенные сейсмические события с очагами в пределах пласта могут характеризоваться магнитудой до 3,5. К явлениям, зарегистрированным на разрабатываемых месторождениях, относятся также осадки земной поверхности и поверхностное разломообразование.

ЗАГРЯЗНЯЮЩИЙ «ЗАЛП» ПО АТМОСФЕРЕ

Бурение скважин наносит вред и атмосфере. Источники загрязнения в данном случае – это залповые выбросы при нефте- и газопроявлениях, термическое обезвреживание буровых шламов, длительные испытания пробуренных скважин, дизельные приводы и котельные установки на буровых, сжигание углеводородов на факельных установках при очистке призабойной зоны пласта.

дуктами неполного сгорания УВ, окислами углерода, азота, серы и другими веществами. На площади влияния уничтожается древостой, замазучиваются и спекаются почвы.

В факельных выбросах обнаруживают, как правило, более или менее стандартный набор загрязняющих веществ – сажу, оксиды азота, монооксид углерода, сернистый ангидрид и некоторые другие серосодержащие соединения (сероводород, сероуглерод, меркаптаны), 3,4-бензапирен. Например, на севере Тимано-Печорской провинции при сжигании ПНГ в атмосферу за год поступает 260 т монооксида углерода, 40 т оксидов азота, 27 т диоксида серы, 10 кг сероводорода, 6,5 т смеси углеводородов и 0,3 г бензапирена.

В аналитическом обзоре Мирового банка, посвящённом проблемам использования углеводородного сырья, говорится: «При сжигании попутного нефтяного газа на факеле происходит выброс в атмосферу разнообразных загрязняющих веществ, среди которых можно обнаружить:

- более 250 опасных химических соединений, включая канцерогенные 3,4-бензапирен, бензол, сероуглерод, фосген и толуол;
- тяжёлые металлы, такие как ртуть, мышьяк и хром;
- оксиды азота и серы, а также сероводород».

Учёт такого многообразия опасных веществ, содержащихся в продуктах сжигания ПНГ, не осуществляется. Этому есть несколько объяснений. Во-первых, экологическую репутацию нефтяной промышленности, хотя и достаточно подпорченную, стараются беречь. Во-вторых, многие месторождения находятся в малонаселённых регионах, где к факельным выбросам относятся достаточно снисходительно. В-третьих, для обнаружения соединений, которые могут образоваться в малых количествах и в число которых входят, например, диоксины и их аналоги, требуются сложная аппаратура и большие материальные затраты.

Продукты сгорания ПНГ могут достигать высоты не менее 600 м. Именно на этой отметке концентрации углеводородов и диоксида серы имеют максимальные значения. На уровне около 400 м обнаруживаются максимумы концентраций химических компонентов аэрозоля Si, Fe, Pb и Na. Особо выделяется отметка 800 м, где концентрация Cl^- , SO_2^{-4} существенно выше, чем на других высотах.

Максимальный ареал рассеяния – до 15 км – характерен для углеводородов, аммиака и монооксида углерода. Повышенные концентрации оксидов азота наблюдаются в пределах до 3 км от источника загрязнения, сероводорода – до 10 км. Такой компонент аэрозоля, как сульфаты, может быть обнаружен в течение 40 дней после выброса на расстоянии нескольких сотен километров от источника.

Сжигание ПНГ на факелах приводит также к угнетению растительности и тепловому загрязнению, которое ощущается на расстоянии до 5 км от факельного устройства. Оба вида воздействия оказывают влияние на метеорологические и климатические условия. Горение ПНГ вызывает образование кучевых облаков в 1–2 балла высотой 200–300 м и ослабление солнечного сияния на 5%.



КТО ЗАПЛАТИТ ЗА ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ УЩЕРБ?

Мы перечислили ряд негативных воздействий на ОС при разработке сланцевых залежей. Добыча традиционных и сланцевых УВ осуществляется за счёт разрушения природного пространства, которое приобретает для компаний форму добавочной прибыли. Процессы рекультивации должны занимать равное положение с процессами эксплуатации недр. Их необходимо осуществлять за счёт средств добывающих компаний и включать в себестоимость готовой продукции.

В условиях рынка интересы государства и предпринимателя, как правило, не совпадают. Государство заинтересовано в том, чтобы увеличить нефтеотдачу пласта и обеспечить экологическую безопасность окружающей среды. А нефтяная компания стремится к тому, чтобы максимально повысить прибыль и сократить сроки окупаемости инвестиций.

Поэтому добывающие предприятия зачастую пользуются водотоками и атмосферой как бесплатными стоками. На многих промыслах в ОС выбрасываются жидкие и газообразные отходы без очистки, потому что очистные сооружения стоят дорого. Вместо того чтобы в первую очередь уменьшать шум от буровых установок, конструкторы заботятся об увеличении скорости проходки, потому что тишина дохода не приносит.

Сегодня в составе оценки добываемых ресурсов отсутствует оценка полезности природных экосистем. Например, цена каспийской нефти определяется после её добычи, а значимость Каспийского моря никак не учитывается. Но «экологическая стоимость» этого водоёма всегда выше цены добываемой нефти. Если аварии и разливы УВ в казахстанском и азербайджанском секторах Каспия будут происходить в сегодняшних объёмах, то через 40 лет в этом море не останется ни нефти, ни богатейших промысловых биоресурсов. Это пример того, когда ущерб, наносимый возобновляемым ресурсам, превосходит прибыль даже от разработки нефтяных месторождений.

То есть в структуре цен на углеводороды не отражается экологическая составляющая. В результате издержки по борьбе с негативными воздействиями несут не нефтяные компании, а ни в чём не повинные третьи лица.

Таким образом, при добыче сланцевых УВ значительные площади земель оказываются в зоне разработки и теряют свою первоначальную ценность, загрязняются атмосфера, поверхностные и грунтовые воды. Поэтому в каждом конкретном случае нужна комплексная эколого-экономическая оценка обоснованности разработки сланцевых УВ. Их добыча должна оцениваться в показателях, которые позволяют ответить на вопрос: чего больше получит общество – вреда или пользы?

Сегодня совокупность геологических, технологических, экономических и экологических факторов подводит общество к мысли, что в густонаселённых регионах мира коммерческая добыча сланцевых УВ в ближайшее время вестись не должна. ■

НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ



www.gntexpo.ru

УФА-2014

НОВЫЕ СРОКИ
ПРОВЕДЕНИЯ!

22-25 апреля

XXII международная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. ТЕХНОЛОГИИ

Выставка 2014 года
в Выставочном комплексе
«ВДНХ-ЭКСПО»
ул. Менделеева, 158



Министерство
промышленности
и инновационной политики
Республики Башкортостан



Башкирская выставочная компания

(347) 253 09 88, 253 11 01, 253 38 00, e-mail: gasoil@bvkexpo.ru



15-19
июня
2014

Москва, Россия



21-й Мировой нефтяной конгресс РЕГИСТРАЦИЯ открыта

Вы можете зарегистрироваться
сейчас на сайте www.21wpc.com

Забронировать выставочную площадь | Спонсорство

Национальные спонсоры



Платиновые спонсоры



ExxonMobil



Официальное
издание



Официальный
партнёр



Золотые спонсоры



NOVATEK



Серебряные спонсоры



Барометр и катализатор для нефтяной отрасли

Эту роль уже 80 лет играют мировые нефтяные конгрессы, следующий из которых пройдёт в 2014 г. в Москве

Владимир ИГОРЕВ

В июне 2014 г. в Москве состоится XXI Мировой нефтяной конгресс. Он проводится под эгидой Мирового нефтяного совета, который в нынешнем году отмечает 80-летие. Каждый из предыдущих 20 конгрессов имел уникальную специфику и оказал значительное влияние на развитие международного энергетического сотрудничества и продвижение научно-технического прогресса в отрасли. Ожидается, что предстоящий московский форум станет крупнейшим за всю историю по количеству участников, докладов и охвату актуальных проблем.

«НЕФТЕГАЗОВАЯ ЛИГА НАЦИЙ»

Выступая в 1933 г. на открытии I Мирового нефтяного конгресса (Лондон), его президент Томас Дьюхарст выразил надежду, что однажды МНК станет своего рода Лигой наций для специалистов-нефтяников. В определённой степени реальность даже превзошла ожидания. Если Дьюхарст выступал перед 830 представителями 28 государств, то в наши дни в конгрессе участвуют несколько тысяч человек почти из 100 стран. Бурное технологическое развитие нефтяной промышленности предопределило исключительно научно-техническую направленность первых конгрессов, однако постепенно «повестка дня» расширялась, включала новые темы для обсуждения – финансовые, управленческие, социальные и экологические.

Ключевой темой первого МНК стала нефтепереработка. И надо сказать, что его практические результаты были значительны. В частности, они заложили основу международной стандартизации тестирования нефтепродуктов (современной ISO).

На II конгрессе, состоявшемся в 1937 г. в Париже (одновременно с Всемирной

выставкой) и собравшем 1840 участников из 27 стран мира, большое внимание было уделено проблемам геологии. Там впервые прозвучал доклад о технологии направленного бурения. С этого же глобального форума стало традиционным участие в данных мероприятиях первых лиц принимающих государств.

ВТОРОЕ РОЖДЕНИЕ

Из-за Второй мировой войны III конгресс состоялся лишь в 1951 г. (Гаага). Среди вопросов, активно обсуждавшихся делегатами (более 2700 участников из 40 стран), – влияние транспорта на ценообразование, а также растущий «ресурсный национализм» нефтедобывающих стран. Кроме того, была принята Конституция Постоянного совета мировых нефтяных конгрессов, которая на годы вперёд определила принципы взаимодействия национальных комитетов стран-членов Мирового нефтяного совета. На тот момент в Постоянный совет входило уже 11 стран.

Бурное технологическое развитие нефтяной промышленности предопределило исключительно научно-техническую направленность первых конгрессов, однако постепенно «повестка дня» расширялась, включала новые темы для обсуждения – финансовые, управленческие, социальные и экологические.

В 1955 г. центром внимания IV конгресса (Рим) стало развитие технологий. Большой интерес вызвали доклады по сейсмическим методам поисков залежей нефти, направленному бурению и применению гидроразрыва пласта, а также по нефтехимии. Именно с 1955 г. начинается история участия России в МНК. Всего же в Рим прибыло около 4700 делегатов из 47 стран мира.

Пятый конгресс, состоявшийся в 1959 г. в Нью-Йорке, собрал около 5500 участ-

ников из 53 государств. Он затронул проблемы роста спроса на нефть, безопасности на производстве, возможности использования компьютеров для нужд нефтяной промышленности. Незадолго до этого впервые в истории была осуществлена перевозка сжиженного природного газа танкером, и на форуме были представлены экономические обоснования перспективности данного начинания. Запуск в 1956 г. первого в мире гражданского атомного реактора также не остался без внимания участников конгресса. Они пытались оценить для нефтяной и газовой индустрии возможную конкуренцию со стороны нового источника энергии.

ЗАТИШЬЕ ПЕРЕД БУРЕЙ

На шестом конгрессе в 1963 г. (Франкфурт) и VII в 1967 г. (Мехико) было уделено особое внимание сектору добычи и разведки, в частности научным исследованиям в этом направлении. Как раз в 1963 г. американские нефтяники разработали методы сейсмической разведки 3D.

На упомянутых конгрессах впервые были сделаны серьёзные попытки оценить мировые запасы нефти, разделив их на доказанные, вероятностные и прогнозные. Значительный интерес представлял анализ геологии новых нефтяных регионов, таких как Западная Сибирь.

Восьмой конгресс (1971 г.) состоялся в Москве. Одной из его центральных тем стало бурное развитие нефтяной и газовой промышленности СССР. Кроме того,

на пленарных заседаниях уделялось внимание вопросам происхождения нефти и освоению шельфовых месторождений.

Предшествовавший IX конгрессу (1975 г., Токио) мировой кризис предопределил направленность его тематики – обеспеченность углеводородными ресурсами, исследование новых перспективных нефтегазоносных регионов, оценки возможностей альтернативных источников энергии. За год до форума было образовано Международное энергетическое агентство, представители которого инициировали обсуждение проблем инвестиций в регионы, не входящие в ОПЕК.

Десятый МНК (1979 г., Бухарест), прошедший на фоне резкого скачка цен на «чёрное золото», сконцентрировался на глобальных финансовых вопросах нефтяной промышленности, энергосбережении и энергоэффективности, перспективах повышения коэффициента нефтеотдачи. Впервые была затронута проблема парникового эффекта.

АДАПТАЦИЯ К НОВЫМ РЕАЛИЯМ

Одиннадцатый мировой конгресс состоялся в 1983 г. в Лондоне, как и 50 лет назад. Проблемы с поставками нефти из Ближневосточного региона (в связи с разразившимся конфликтом между Ираном и Ираком) не могли не повлиять на повестку дня форума. Значительная часть докладов была посвящена энергосбережению, природному газу, поиску альтернативных источников энергии, проблеме сокращения доли нефти в мировом энергобалансе, а также поиску месторождений вне стран ОПЕК. Кстати, именно на этом конгрессе была принята современная эмблема МНК и МНС.

Двенадцатый конгресс (1987 г., Хьюстон) уделил большое внимание мерам стимулирования нефтяной отрасли в условиях значительного снижения цен на сырьё. В частности, обсуждались пути сокращения расходов на разведку углеводородов, повышения её эффективности, а также увеличения нефтеотдачи на действующих промыслах.

На XIII конгрессе (1991 г., Буэнос-Айрес) акцент был сделан на перспективах нефтяной промышленности Южной Америки, Южной Африки, Индонезии и Австралии. Также на повестку дня значительное влияние оказала произошедшая в 1986 г. авария на Чернобыльской АЭС – обсуждалась возможность полного отказа от использования атомной энергетики. Изменение политической карты мира по-

сле распада СССР и так называемого Восточного блока подвигло участников форума к оценке перспектив энергетического сотрудничества в новых реалиях.

Четырнадцатый конгресс в 1994 г. принимал Ставангер – норвежский центр нефтяной промышленности. Главной темой стала экология – обсуждались вопросы, поднятые на «Саммите Земли» в Рио-де-Жанейро в 1992 г.

На XV МНК (1997 г., Пекин) развернулась дискуссия о перспективах сейсмоки 4D, новых биологических методах повышения нефтеотдачи, инновационных подходах к бурению, подводных и глубоководных технологиях добычи. Участники форума обратили внимание на стремительный рост потребления нефти в Китае. В рамках форума состоялась так называемая министерская сессия, в которой приняли участие 58 министров из 15 стран мира.

Под знаком устойчивого развития

К XVI МНК, состоявшемуся в 2000 г. (Калгари, Канада), Мировой нефтяной совет насчитывал уже 59 стран, на долю которых приходилось свыше 90% добычи, переработки и потребления нефти и газа. В работе конгресса приняли участие 4400 делегатов из 95 государств. Ключевыми вопросами стали финансовая эффективность в условиях падения цен на нефть, перспективы стабилиза-

ные перспективы африканского континента. Особенность форума – совместная его организация пятью ведущими нефтегазовыми странами Африки: ЮАР, Алжиром, Анголой, Ливией и Нигерией.

Деятнадцатый конгресс (2009 г., Мадрид), проходивший в условиях колоссального роста цен на нефть, уделил особое внимание социальной и экологической ответственности, рациональности использования ресурсов в условиях роста численности населения планеты, проблемам цикличности развития глобальной экономики.

XX конгресс (2011 г., Доха, Катар), разрабатывая ставшую уже традиционной тему устойчивого развития, сделал акцент на перспективах природного газа, как наиболее экологически чистого и широко распространённого ископаемого топлива.

Грядущий XXI МНК соберёт в Москве более 5 тыс. делегатов почти из 100 стран мира. В нём примут участие 45 министров различных государств, около 120 руководителей крупнейших компаний нефтегазового сектора и более 500 представителей СМИ. Его программа включает в себя четыре блока – «Разведка и добыча нефти и природного газа», «Нефтепереработка, транспортировка и нефтехимия», «Переработка природного газа, транспортировка и маркетинг» и «Управление устойчивым развитием отрасли».

История показывает, что каждый нефтяной конгресс оказал значительное влияние на укрепление мирового энергетического сотрудничества и продвижение научно-технического прогресса, дал толчок к очередному витку развития отрасли.

ции котировок, а также прогресс в сфере альтернативных источников энергии.

Семнадцатый МНК прошёл в Рио-де-Жанейро в 2002 г. Этот форум первым затронул проблему устойчивого развития – поиска баланса между финансовыми аспектами бизнеса и социальной ответственностью. Были учреждены специальные награды за достижения в сфере устойчивого развития. Их получили Statoil (проект подземного хранилища углекислого газа) и Schlumberger (собственная образовательная программа).

Восемнадцатый конгресс, состоявшийся в Йоханнесбурге (ЮАР) в 2005 г., продолжил тему устойчивого развития. Другим ключевым вопросом стали нефтя-

В рамках первого блока ожидается обсуждение актуальных для России проблем освоения шельфа, в особенности арктического. Судя по всему, в числе наиболее популярных тем для обсуждения – возможности разработки нетрадиционных ресурсов углеводородов, вызовы газового рынка и перспективы на нём России.

История показывает, что каждый нефтяной конгресс оказал значительное влияние на укрепление мирового энергетического сотрудничества и продвижение научно-технического прогресса, дал толчок к очередному витку развития отрасли. На очереди – Россия, ведущая нефтегазовая держава, которой, тем не менее, есть куда расти. ■



Саммит руководителей нефтегазовой отрасли России и стран СНГ

20 - 21 ФЕВРАЛЯ 2014 • ДУБАЙ



КЛЮЧЕВЫЕ ТЕМЫ:

- Тенденции в нефтепереработке на мировом и региональных рынках
- Планы капитальной модернизации. Текущие и планируемые крупнейшие проекты
- Законодательство и его влияние на нефтеперерабатывающую промышленность
- Возможности приобретения НПЗ или их строительство за рубежом
- Улучшение графика реализации проектов
- Стратегии достижения операционной эффективности
- Финансирование новых проектов: требования и стратегии получения финансирования
- Инновационные технологии и решения
- Логистика. Транспортировка. Обзор и влияние крупных проектов трубопроводных сетей и СПГ
- Маркетинг продукции и торговли

Организатор:



Euro Petroleum Consultants

**SHARING KNOWLEDGE,
SHAPING BUSINESS**

При поддержке:



**АССОЦИАЦИЯ
НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ И НЕФТЕХИМИКОВ**

Спонсоры:



A Honeywell Company



Докладчики и участники дискуссий включают:

Игорь Кузьмин,
Директор департамента
нефтепереработки, **РОСНЕФТЬ**

Николай Ермолов,
Председатель совета директоров
DINAZ

Жан Сентенак,
Предидент, **AXENS**

Сергей Журавлев,
Директор связи с
государственными органами
СИБУР

Джон Дербишир,
Президент, **KBR TECHNOLOGY**

Раджив Гаутам,
Исполнительный директор, **UOP**

Норм Гильсдорф,
Президент по развивающимся
рынкам, **HONEYWELL**

Дмитрий Иванов,
Директор дирекции крупных
проектов, **ГАЗПРОМ НЕФТЬ**

Игорь Соглаев, Президент,
САНОРС

Роман Сухоносков, Управляющий
директор - Руководитель дирекции
финансирования нефтегазового
сектора, **ГАЗПРОМБАНК**

Алексей Сазанов, Заместитель
директора департамента налоговой и
таможенно-тарифной политики
МИНИСТЕРСТВО ФИНАНСОВ РФ

Леонид Еддокимов, Первый
заместитель председателя правления,
UZ-KOR GAS CHEMICAL

А также высокопоставленные
представители **FOSTER WHEELER,**
SAIPEM, MCKINSEY & COMPANY и
других компаний лидеров отрасли.

Зарегистрируйтесь до 13 декабря 2013, чтобы воспользоваться ценой на раннюю регистрацию,
www.europetro.com, Тел. +7 495 517 77 09, +359 2 4272205, moscow@europetro.com, marketing@europetro.com



Весна ЛОГИН

Украинский газовый тупик-2013

Если нас ожидает холодная зима, то в январе-феврале высока вероятность перебоев с транзитом российского «голубого топлива» в Европу

Алексей ГРОМОВ,
кандидат географических наук,
директор по энергетическому направлению
Института энергетики и финансов

На фоне сохранения высоких цен на российский газ и резкого снижения объёмов его транзита по территории страны Украина сокращает масштабы закачки «голубого топлива» в свои ПХГ и расширяет реверсные поставки из европейских стран. При этом финансовое положение НАК «Нафтогаз Украины» продолжает ухудшаться. Каковы перспективы решения проблемы, и что ждёт российско-украинские газовые отношения в будущем?

УТРОМ ДЕНЬГИ, ВЕЧЕРОМ... ГАЗ В ПХГ

В начале июля 2013 г. глава «Газпрома» Алексей Миллер заявил, что холдинг не будет за свой счёт закачивать газ в украинские ПХГ, а с 1 января 2015 г. прекратит практику авансирования Киева в счёт оплаты за транзит «голубого топлива» в Европу. Он также выразил крайнюю обеспокоенность низкими темпами закачки российского газа в украинские ПХГ, что является необходимым условием обеспечения надёжного транзита данного сырья в Европу в осенне-зимний период, когда его отбор из газотранспортной системы достигает пика.

Позднее, 12 июля 2013 г., в Сочи состоялась встреча глав правительств Рос-

сии и Украины, на которой в очередной раз был поднят вопрос о гарантиях обеспечения Киевом транзита российского газа в Европу.

Как известно, контракт, заключённый в январе 2009 г., предусматривает ответственность Украины за обеспечение бесперебойного транзита газа в Европу. Для этого в ПХГ страны с апреля по октябрь должно быть закачано порядка 20–21 млрд м³ «голубого топлива», которое страна ранее покупала у России (главным образом за счёт средств, поступающих от «Газпрома» в качестве аванса или даже полной предоплаты за транзит).

С начала 2012 г. «Газпром» провёл авансовые платежи НАК «Нафтогаз Украины» за транзит на сумму 5,15 млрд долларов. Украинская компания испол-

зовала их для финансирования закупок газа. Однако этих средств недостаточно для закачки в ПХГ требуемых объёмов (19 млрд м³), а иных источников финансирования у Киева на сегодня нет.

Последний авансовый платёж за транзит был осуществлён «Газпромом» в начале июля 2013 г. в размере 1 млрд долларов. Таким образом, по утверждению А. Миллера, компания обеспечила 100-процентную предоплату до 1 января 2015 г. Однако полученных средств Киеву хватит на покупку у России лишь 2,3 млрд м³ газа, а этого явно недостаточно, если учесть, что на начало июля в ПХГ было закачено всего 9 млрд м³.

В этих условиях украинская сторона официально заявляет, что готова закачать не более 14 млрд м³ (напомним, что именно такой объём был выбран из ПХГ с 1 октября 2012 г. по 15 апреля 2013 г.). Однако даже для выполнения данной задачи нужно ещё 2,6 млрд долларов, а если довести объём закачки до желаемых «Газпромом» 19 млрд м³, то 4,8 млрд долларов. Но у НАК «Нафтогаз Украины» нет таких денег.

Напомним, что 17 июля Кабинет министров Украины принял финансовый план «Нафтогаза» на 2013 г. с дефицитом 2,25 млрд долларов. Дефицит образовался главным образом из-за непогашенного в июне 2013 г. кредита «Газпромбанка» в размере 2 млрд долларов, который «Нафтогаз» рассчитывает продлить ещё на пять лет. Однако российский банк готов пойти на это только после предоставления украинской стороной дополнительных госгарантий.

Правда в ходе саммита АТЭС, состоявшегося 8 октября нынешнего года, Владимир Путин заявил, что «Газпром» всё же поможет Украине закачать газ в хранилища, сделав ей скидку в 260 долларов за 1 тыс. м³. Однако из комментариев осведомлённых источников следует, что цены будут снижены только для холдинга Ostchem, принадлежащего предпринимателю Дмитрию Фирташу. А «Нафтогаз Украины» никаких скидок не получит.

Таким образом, Киев теперь не в состоянии покупать российский газ в достаточных объёмах не только для себя, но даже и для обеспечения гарантированного транзита в Европу в зимнее время. Насколько серьёзны данные риски, и есть ли вероятность очередного российско-украинского газового скандала зимой 2013–2014 годов?

Зимний газовый кризис ПРАКТИЧЕСКИ НЕИЗБЕЖЕН

Сокращение объёмов закачки российского газа в украинские ПХГ создаёт серьёзные риски для устойчивого газоснабжения стран Юго-Восточной Европы в отопительный сезон 2013/2014 годов, поскольку ПХГ не только балансируют пиковые нагрузки на ГТС, но и активно используются для обеспечения внутреннего потребления, зачастую в ущерб европейскому транзиту.

В среднем на сырьё из ПХГ приходится 40% коммерческого потребления газа на Украине в холодное время года (12,3 млрд м³ в 2012 г.). Это самый высокий показатель во всей Европе. В России он составляет примерно 15%, в Германии – 20%, в Италии – 26%, во Франции – 29%. И зимой 2011–2012 годов уже была ситуация, когда Киев оказался вынужденным выбирать часть объёмов российского транзитного газа (порядка 1 млрд м³) для собственных нужд. Таким образом, резерв в 19 млрд м³, которого требует «Газпром», не является заоблачным. Ведь для подстраховки европейского транзи-

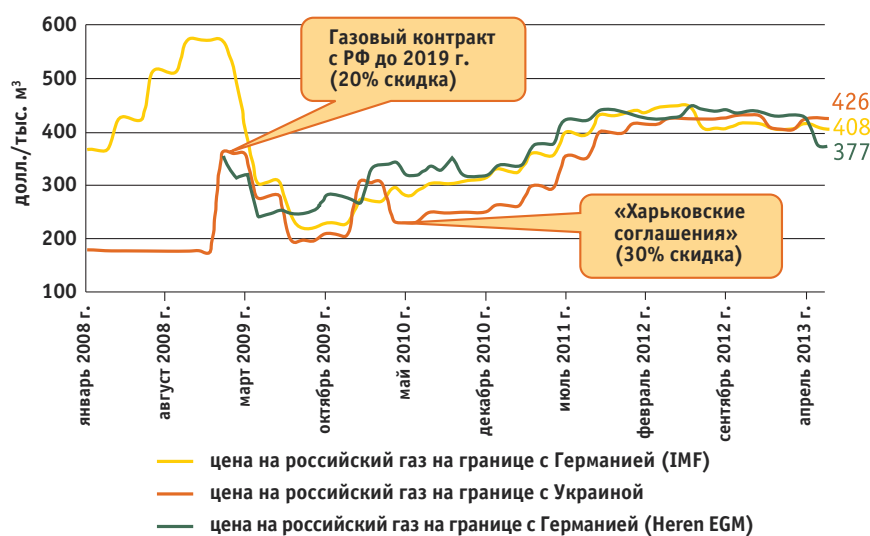
тных нужд, что чревато очередным российско-украинским газовым кризисом и возможными проблемами с рядом европейских стран – покупателей «голубого топлива» (в первую очередь речь идёт о Словакии, Чехии, Венгрии, отчасти Румынии и Болгарии).

Возможным выходом из сложившейся ситуации стало бы изменение ценовых условий газового контракта 2009 г., согласно которому Киев платит за российский газ одну из самых высоких цен в Европе. Однако Москва не готова в очередной раз идти на уступки и, похоже, приняла окончательное решение о постепенном сворачивании газового бизнеса с Украиной и переориентации транзитных потоков.

«Осушение» украинской ГАЗОВОЙ ТРУБЫ

В июне 2013 г. цена российского газа на границе с Украиной достигла 426 долларов за 1 тыс. м³ – это с учётом скидки в размере 100 долларов в соответствии с «Харьковскими соглашениями» 2010 г.¹ (в противном случае «голубое топли-

Рис. 1. Динамика цен на российский газ для Украины в сравнении с ценами на российско-германской границе, январь 2008 г. – июнь 2013 г.



Источники: IMF, Heren EGM, Министерство энергетики и угольной промышленности Украины.

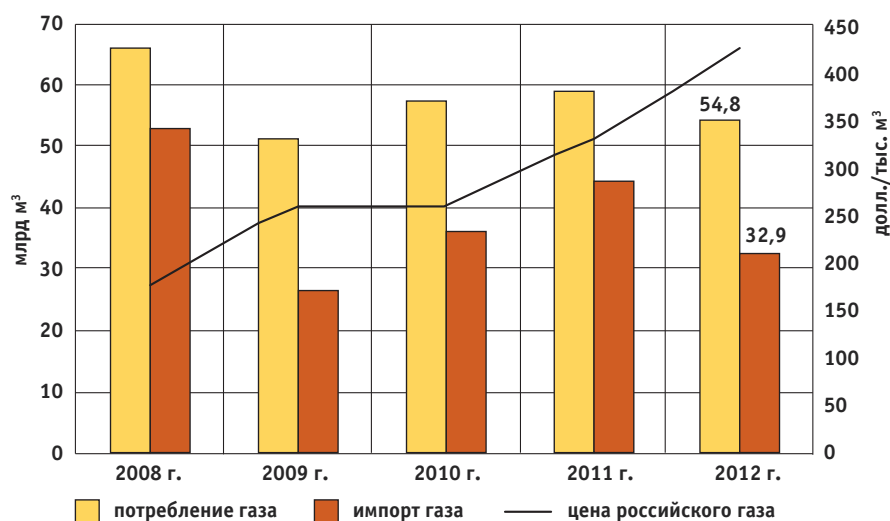
та на случай очень холодной зимы понадобится порядка 5–6 млрд м³, что совокупно с украинским потреблением газа из ПХГ (12,3 млрд м³ в 2012 г.) и составляет искомую величину.

Следовательно, если ситуация не изменится, то в условиях холодной зимы Киев гарантированно будет вынужден отбирать транзитный газ для собствен-

но» обошлось бы Киеву в 526 долларов за 1 тыс. м³). При этом стоимость газа из РФ на границе с Германией, по разным данным, составляла от 377 до 409 долларов (см. рис. 1).

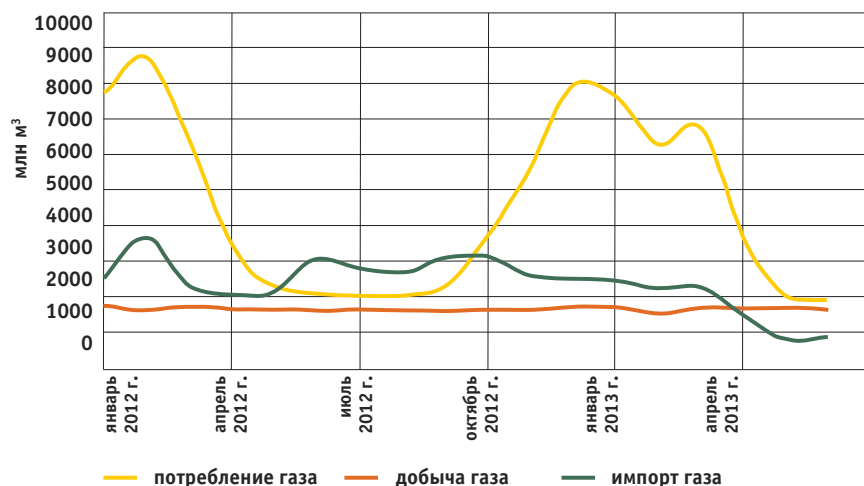
¹ 21 апреля 2010 г. на встрече президентов России и Украины в Харькове была достигнута договорённость о предоставлении 30-процентной скидки на российский газ для Украины (но не более 100 долларов за 1 тыс. м³).

Рис. 2. Потребление и импорт* газа Украиной, 2008–2012 гг.



* До ноября 2012 г. импорт газа на Украину осуществлялся только с территории РФ.
Источники: Министерство энергетики и угольной промышленности Украины.

Рис. 3. Ежемесячные объёмы добычи, потребления и импорта газа Украиной, январь 2012 г. – июнь 2013 г.



Источники: Министерство энергетики и угольной промышленности Украины.

Высокие цены заставляют Украину сокращать внутреннее потребление и импорт газа. Так, за последние пять лет (с 2008 по 2012 год) стоимость закупаемого в РФ «голубого топлива» увеличилась в 2,4 раза, объёмы его экспорта снизились на 38%, а потребление уменьшилось на 17% (см. рис. 2). В первом полугодии нынешнего года данная тенденция сохранилась: потребление упало ещё на 7,8% по отношению к аналогичному показателю 2012 г., а импорт – на 35,3% (см. рис. 3).

В итоге доля Украины в российском экспорте газа в страны ближнего зару-

бежья впервые опустилась ниже 50% и составила «скромные» 43%.

Стремление максимально снизить расходы заставило Киев вновь привлечь к российско-украинским газовым делам бывшего совладельца «РосУкрЭнерго» Дмитрия Фирташа. Его структурам² с 2012 г. было разрешено напрямую приобретать российский газ в объёме до 8 млрд м³ в год, причём по ценам, отли-

² Речь идёт о компании Ostchem, которая в 2012 г. приобрела у «Газпрома» 8 млрд м³ газа, из которых 6,3 млрд м³ были импортированы для нужд химических предприятий холдинга Фирташа.

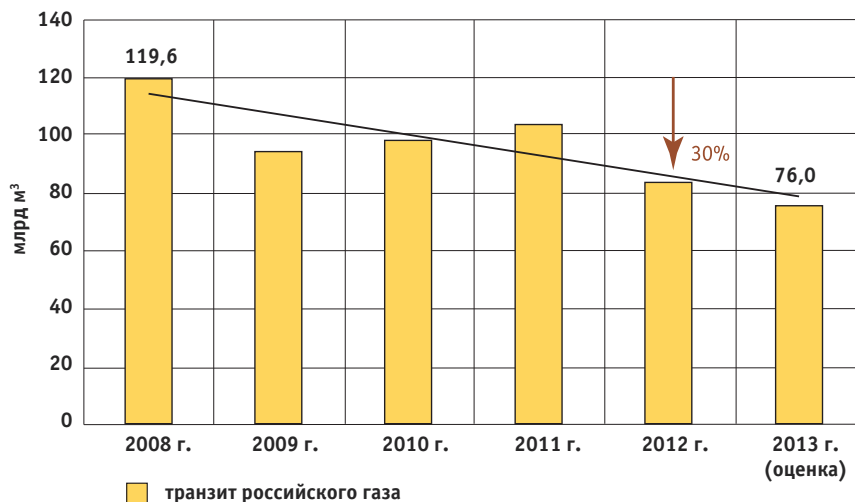
чающимся от цен контракта 2009 г. Таким образом, «Нафтогаз Украины» пытался сократить масштабы закупок российского «голубого топлива». Однако даже такая хитрая схема ухода от импорта не избавляет украинскую компанию от штрафных санкций за невыборку газа по контракту 2009 г. (согласно условию «бери или плати»). В 2010–2011 гг. «Газпром» фактически «простил» Украине недобор 2,2 млрд м³ на сумму порядка 3,4 млрд долларов. Однако за 2012 г. российская компания выставила штрафные санкции в размере 7 млрд долларов, которые Киев не признаёт. Украинская позиция основана на том, что «Нафтогаз» не должен ещё раз платить за «голубое топливо», которое покупает у России компания Фирташа. Но ведь контракт 2009 г. заключён именно с «Нафтогазом», что юридически позволяет «Газпрому» требовать выплаты штрафных санкций.

Россия в свою очередь постепенно сокращает транзит газа в Европу через Украину, что негативно отражается на платёжном балансе этой страны. Так, если в 2008 г. объёмы перекачки достигали 120 млрд м³, то в 2012 г. они сократились на 30%, до 84 млрд м³, а в первом полугодии 2013 г. – ещё на 10% (см. рис. 4). Можно ожидать, что к концу года транзит российского газа сократится до 76 млрд м³. А в 2014 г., с учётом поступивших от «Газпрома» авансовых платежей и текущей ставки в размере 3,1 доллара за 1 тыс. м³ на каждые 100 км, его объём вряд ли превысит 60 млрд м³. Таким образом, загрузка украинской ГТС, рассчитанной на экспорт в Европу до 140 млрд м³ природного газа, сегодня не превышает 55–56% и продолжает падать.

А если к началу 2014 г. разрешится российско-европейский спор вокруг многострадального газопровода «Опал»³, поддержка запуска которого сдерживает полноценное использование мощностей «Северного потока» (55 млрд м³ в год),

³ Газопровод «Опал» (OPAL) – сухопутная часть проекта «Северный поток» мощностью 35 млрд м³, идущая от побережья Германии до границы Чехии. Данный газопровод способен обеспечить российским газом в объёме 30 млрд м³ (через уже построенный и действующий газопровод Gazelle, принадлежащий чешскому оператору RWE Transgas) страны Центральной и Юго-Восточной Европы в обход Украины. В настоящее время регулирующие органы Евросоюза настаивают на соответствии использования данного газопровода требованиям Третьего энергетического пакета. Однако это категорически не устраивает российскую сторону, поскольку решение о строительстве магистрали и проектном финансировании было принято ещё до вступления в силу данного документа.

Рис. 4. Динамика транзита российского газа через территорию Украины, 2008–2013 гг.



Источники: Министерство энергетики и угольной промышленности Украины.



Газпром

то сокращение российского транзита через Украину может ускориться. А после 2016 г., когда возможен запуск в эксплуатацию первой ветки «Южного потока», он и вовсе способен упасть до 30 млрд м³.

Таким образом, происходит фактическое «осушение» украинской газовой трубы, о котором эксперты предупреждали ещё несколько лет назад. Остановить данный процесс может только радикальное изменение отношений с Москвой – либо через вовлечение Украины в Таможенный союз, чего Киев категорически не хочет, либо через создание двустороннего консорциума по управлению национальной ГТС. Однако этому всегда противилась украинская сторона, да и «Газпром», запустив строительство «Южного потока», также охладел к данному проекту.

Другим выходом из положения может стать использование украинской ГТС, и в первую очередь ПХГ, европейскими странами для балансировки потребления газа в пиковые периоды осенне-зимних отопительных сезонов. Напомним, что в 2013 г. немецкая компания RWE предложила закачивать своё «голубое топливо» в ПХГ Украины. Однако этот вариант не устраивает «Газпром»...

УКРАИНСКИЙ ГАЗОВЫЙ РЕВЕРС: РЕАЛЬНЫЙ ИЛИ ВИРТУАЛЬНЫЙ?

В ноябре 2012 г. Украина стала впервые получать газ реверсным способом из Польши, а с апреля 2013 г. и из Венгрии. В прошлом году поставки носили тестовый характер и составили всего 60 млн м³,

однако уже за первое полугодие 2013 г. их объём возрос в 10 раз (633,4 млн м³) и достиг 6% от украинского газового импорта (см. рис. 5). В роли поставщика выступает уже упоминавшаяся немецкая компания RWE.

Поставки из Польши осуществляются по соглашению между «Укртрансгазом» и польским оператором Gaz-System. Учёт сырья ведётся на ГИС «Германовичи». Технически возможная мощность транспортировки в реверсном режиме составляет 5 млн м³ в сутки.

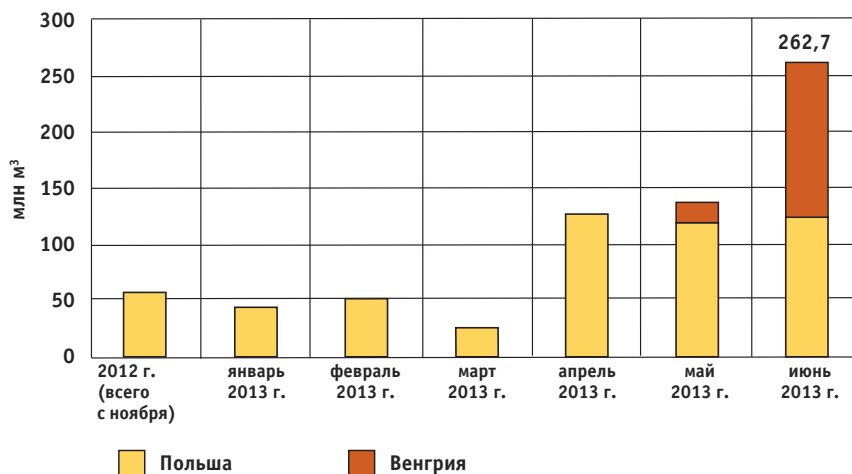
Из Венгрии газ поступает на основе технического соглашения с компанией FGSZ LTD. Максимально возможные

объёмы перекачки – также до 5 млн м³ в сутки. Однако после проведения необходимых технических мероприятий приём сырья может увеличиться до 15 млн м³ в сутки.

«Укртрансгаз» подписал меморандум с румынской SNTGN Transgaz о возможности подачи газа из Румынии (со стороны ГИС «Теково») в объёме до 5 млн м³ в сутки. Кроме того, ведутся переговоры со Словакией о реверсной перекачке сырья в ГТС Украины (до 10 млрд м³ в год).

Итак, если предположить, что физический реверс газа из Европы на территорию Украины возможен, то Киев уже к

Рис. 5. Объёмы реверсных поставок газа на Украину из Европы, ноябрь 2012 г. – июнь 2013 г.



Источники: Министерство энергетики и угольной промышленности Украины.



концу 2013 г. сможет обеспечить за счёт поставок из Польши и Венгрии порядка 2–2,5 млрд м³, или не менее 8–9% совокупного газового импорта. В случае заключения соглашений с Румынией и Словакией масштабы реверсной перекачки уже в этом году, что вполне вероятно, достигнут 20% от импорта.

Но весь вопрос в том, насколько экономически и технически реален реверс газа с территории Европы на Украину?

С технической точки зрения реверсные поставки из Европы возможны при условии недозагрузки ГТС Украины российским транзитным газом. Как уже отмечалось, в настоящее время объём транзита резко сократился. Таким образом, можно предположить, что часть газопроводов-лупингов будет переключена на реверсный режим. Такие поставки легко отслеживаются на соответствующих газоизмерительных станциях (ГИС). Одна-

ко «Газпром» утверждает, что данных ГИС, свидетельствующих о факте физического реверса газа из Европы на Украину, он не получает.

С экономической точки зрения такие поставки возможны лишь в случае их рентабельности. Согласно данным Государственной службы статистики Украины, газ из Польши поступает по цене 390 долларов за 1 тыс. м³, а из Венгрии – по 395 долларов, что на 30–35 долларов дешевле российского сырья (426 долларов). Партнёром Киева по реверсным поставкам выступает немецкая RWE, чешское подразделение которой (RWE Transgas) получает газ в объёме 9 млрд м³ по долгосрочному контракту с «Газпромом». И вероятно, что эту часть сырья немецкая компания перепродаст Украине в «низкий сезон» спроса в Европе. Причём экономическая рентабельность, скорее всего, будет близка к нулю, по-

скольку ключевым «дивидендом» для RWE может быть уход от штрафных санкций «Газпрома» по условию контракта «бери или плати».

Вместе с тем нельзя исключать и «серых» схем так называемого реверса, когда российский транзитный газ просто «оседает» на Украине, не доходя до конечного потребителя в Европе, а вся цепочка последующих поставок и перепродаж сырья носит виртуальный характер. В этом случае налицо прямое нарушение транзитного контракта «Нафтогаза» и «Газпрома», о чём и заявляет российская сторона.

Однако всё же маловероятно, что европейские компании, такие как RWE, будут участвовать в «серых» схемах, серьёзно рискуя своей репутацией. Поэтому можно предположить, что в условиях высокой недозагрузки украинской ГТС существуют ограниченные возможности газового реверса из Европы в «низкий сезон» потребления. А вот в «высокий сезон», когда транзит возрастает и возможности физической перепродажи российского «голубого топлива» из Европы на Украину сокращаются, следует ожидать уменьшения реверсных поставок. Если подобная динамика будет прослеживаться по итогам 2013 г., это станет свидетельством реальности украинского газового реверса, а если нет – то опасения «Газпрома» окажутся справедливыми.

Но в любом случае ухудшение российско-украинских газовых отношений очевидно, равно как и то, что Москва сделала ставку на иные маршруты доставки сырья в Европу и в ближайшей перспективе транзит через Украину будет сведён к минимуму (как и поставки «голубого топлива» в эту страну). И если нас ожидает холодная зима 2013–2014 гг., то в январе-феврале высока вероятность перебоев с транзитом российского газа в Европу через территорию Украины. Последняя, ввиду недостаточных запасов «голубого топлива» в собственных ПХГ, будет вынуждена отбирать российское транзитное топливо, как это уже не раз бывало в прошлом.

Вместе с тем, если будет доказана легитимность украинского газового реверса и Киев сумеет договориться с европейскими компаниями о хранении их сырья в своих ПХГ на случай холодной зимы, решение проблемы будет найдено. Однако и в этом случае не стоит ожидать улучшения российско-украинских газовых отношений, которые постепенно заходят в тупик...

21-я международная специализированная выставка

НЕФТЬ ГАЗ

НЕФТЕХИМИЯ

ВЫСТАВОЧНЫЙ ЦЕНТР
ISO - 9001

КАЗАНСКАЯ
ЯРМАРКА

В РАМКАХ

ТАТАРСТАНСКОГО НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО ФОРУМА

Организатор:
ОАО «Казанская ярмарка»

При поддержке:
Президента Республики Татарстан
Правительства Республики Татарстан

При содействии и участии ОАО «ТАТНЕФТЬ»

3-5
сентября
Казань, 2014

Выставочный центр «Казанская ярмарка»
Россия, 420059, Казань,
Оренбургский тракт, 8
т/ф.: (843) 570-51-14, 570-51-11
e-mail: d2@expokazan.ru
www.oilexpo.ru, www.expokazan.ru



www.oilexpo.ru

Бегство с корабля «Emerging markets»

Рынок акций РФ в текущем году попал под влияние общемировой тенденции



Виктор КОНОВАЛОВ,
заместитель директора «Интерфакс-ЦЭА»

Российский рынок акций, дававший в начале года определённые надежды на рост, в итоге попал под давление сформировавшейся весной общемировой тенденции ухода инвесторов с развивающихся рынков. Тем не менее по темпам снижения он оказался в «среднячках» среди государств с развивающейся экономикой, для которых агентство Standard & Poor's рассчитывает страновые инвестиционные индексы S&P/IFCI.

На конец августа снижение российского индекса составило 8,9% (10-й результат из 21 фондового индикатора emerging markets). При этом в группе БРИК (Бразилия, Россия, Индия и Китай) отечественный рынок смотрелся лишь хуже китайского, который потерял всего 1,1%. А падение фондовых индикаторов Бразилии и Индии за 8 месяцев 2013 г. составило 21,3% и 23% соответственно.

ГОД НАЧАЛСЯ С РЫВКА

Тенденция к росту на российском рынке акций сформировалась с первых же дней нового года вследствие новостей из США. При этом основной рывок вверх пришёлся на самый первый торговый день года – 8 января, несмотря даже на то, что в России это был официальный выходной. После рынок фактически две недели находился в боковике, из которого ему удалось вырваться лишь в третьей декаде января, когда произошёл новый скачок наверх.

В 2012 г. российские участники рынка не дождались заключения сделки между республиканцами и демократами США по предотвращению фискального обрыва. Отыгрывать это событие пришлось спустя неделю после Нового года. К тому же положительное влияние оказал пул макроэкономической статистики, вышедшей с 1 по 7 января, а также решение Базельского комитета по банковскому надзору о смягчении требований по нормативу ликвидности для банков. В результате акции металлургов и банков, наиболее чувствительные к состоянию глобальной экономики, оказались в числе лидеров роста на российском рынке в ходе торгов 8 января.

Фондовые индексы США начали год «с хорошим настроением» благодаря разрешению бюджетного вопроса, а также позитивным данным о состоянии экономики страны. Standard & Poor's 500 завершил торги 4 января на максимальной отметке с 31 декабря 2007 г. По итогам первой недели года он увеличился на 4,6%, а Dow Jones Industrial Average – на 3,8%, что в обоих случаях стало рекордным недельным приростом за последние 13 месяцев.

Кроме того, в конце января оптимизм на рынках был поддержан заявлением главы Европейского центрального банка (ЕЦБ) Марио Драги на форуме в Давосе о том, что в 2013 г. рыночная конъюнктура намного благоприятнее, чем в 2012-м, в том числе наблюдается улучшение условий финансирования. Хотя при этом М. Драги подчеркнул, что тре-

буется реальное подтверждение улучшения экономической ситуации.

Среди важных позитивных для рынка факторов эксперты выделяют также ожидания начала расчётов по операциям нерезидентов с облигациями федерального займа (ОФЗ) через Euroclear.

В результате к концу января рост индекса ММВБ составил более 6%, а индекс РТС поднялся на 7%.

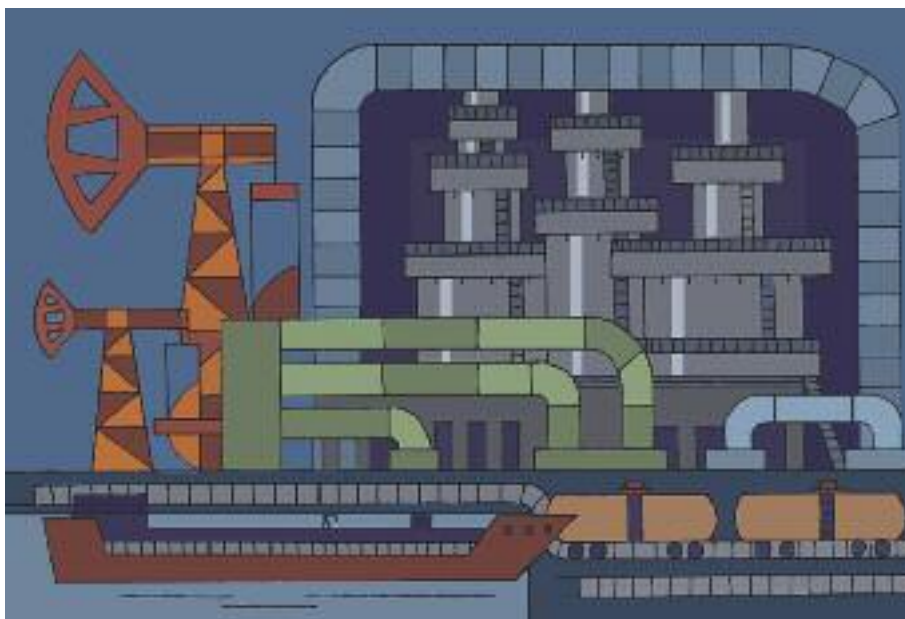
ФЕВРАЛЬСКИЙ РАЗВОРОТ

Достигнув годовых максимумов в конце января, российский фондовый рынок оказался во власти игроков на понижение, периодически совершая незначительные коррекции вверх. Падение в начале февраля шло вслед за откатом в Европе и США, основанным на негативных новостях из Испании, где правящая партия была обвинена в коррупции, что повышало риски углубления политического и экономического кризиса и потери доверия к Испании со стороны инвесторов и кредиторов. Дополнительным негативом стал рост безработицы в стране – по итогам января до 28,7% (после Греции это самый высокий уровень в еврозоне).

Новую волну снижения на мировых рынках вызвала статистика из Европы – ВВП еврозоны в IV квартале 2012 г. упал на 0,6% при прогнозах уменьшения на 0,4%, сокращение за год составило 0,9% при ожидавшемся показателе 0,7%. Хуже ожиданий оказались и квартальные данные по ВВП Германии и Франции. Кроме того, слабыми выглядели итоги розничных продаж в Великобритании (в январе они упали на 0,6% при прогнозах роста – 0,5%), не радовал и внешнеторговый баланс еврозоны (сальдо в декабре сократилось до 11,7 млрд евро, тогда как ожидалась цифра 13,1 млрд).

В конце февраля распродажи возобновились, после того как протоколы последнего заседания Федеральной резервной системы (ФРС) США показали увеличение числа сторонников сокращения стимулирующих мер в экономике, а в Китае возросли опасения по поводу ужесточения регулирования на рынке недвижимости. Премьер Госсовета КНР Вэнь Цзябао призвал местные власти решительно пресечь спекуляции в данном секторе.

На нефтяном рынке давление на котировки оказало заявление главного экономиста Международного энергетического агентства (МЭА) Фатиха Бирля о том, что высокая стоимость нефти сдерживает восстановление мировой экономики, особенно европейской.



В начале весны негативные настроения инвесторов в отношении российских активов сохранились, обострение же ситуации вокруг Кипра лишь ускорило вывод иностранными участниками средств с рынка. Министры финансов 17 стран еврозоны 25 марта подписали соглашение, которое обеспечило выделение Кипру финансовой помощи, но при этом пострадали крупные вкладчики самого большого банка страны (Bank of Cyprus). Кроме того, договорённость предусматривала закрытие второго по величине банка страны Laiki с компенсацией потерь владельцам вкладов меньше 100 тыс. евро. В свою очередь, Bank of Cyprus, имевший много российских клиентов, был реструктуризован. А убытки тех, кто хранил в нём суммы свыше 100 тыс. евро, составили почти 60%. Эти меры помогли Кипру самостоятельно собрать 5,8 млрд евро, что позволило получить помощь в размере 10 млрд евро от «тройки» международных кредиторов (Еврокомиссия, ЕЦБ, Международный валютный фонд), и спасло островное государство от дефолта.

Продажи отечественных акций вновь активизировались после того, как Bank of America Merrill Lynch (BofA) понизил рейтинг российских компаний до положения – «на уровне рынка». По мнению аналитиков BofA, Россия потеряет больше от подписанного министрами финансов 17 стран еврозоны соглашения по Кипру, чем от первоначального плана, так как это приведёт к списанию существенного налога с крупных вкладов, среди которых значительная доля российских, а также к замораживанию депозитов.

Усилили падение и опасения по поводу того, что кипрский план спасения может быть использован другими странами еврозоны, – это окажется крайне невыгодным для вкладчиков банков и держателей гособлигаций. Новый глава Еврогруппы Йерун Дейсселблум заявил, что программа помощи Кипру должна стать новой моделью решения проблем банковского сектора в еврозоне.

В апреле на российском рынке акций сохранилась тенденция к снижению. Существенное влияние на его динамику оказали мировые цены на нефть – цена «чёрного золота» сорта Brent к середине месяца опустилась ниже 100 долларов за баррель, – а также усилившийся вывод средств иностранными инвесторами. При этом крупнейшие мировые фондовые рынки, прежде всего США, продолжали оставаться на своих исторических максимумах. Поддержку им оказали данные о промышленном производстве в Великобритании (рост в феврале превысил прогноз) и о запасах товаров на оптовых складах в США (в феврале они сократились при прогнозах роста). В Соединенных Штатах ралли продолжилось после досрочной публикации протокола заседания Федеральной резервной системы от 19–20 марта, в котором игроки нашли сигналы о продолжении стимулирующей денежно-кредитной политики.

Индекс ММВБ 11 апреля упал до 1400 пунктов. При этом акции «Газпрома» подешевели на 3% на фоне продаж западных инвесторов, удививших средства на растущие мировые фондовые площадки. Основным негативным фактором для российского рынка стала нефтяная тема. Минфин за-

явил о планах повышения ставки налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) примерно на 5% в целях пополнения дорожных фондов, а ОПЕК и Международное энергетическое агентство снизили прогнозы мирового спроса на нефть (третий раз подряд МЭА ухудшило прогноз в апреле).

Давление на отечественный банковский сектор оказали также новости от рейтингового агентства Moody's, которое поместило на пересмотр (с возможностью понижения) долгосрочные рейтинги трёх крупнейших госбанков – Сбербанк, ВТБ и Россельхозбанка.

Разочаровали инвесторов и данные за март о росте промышленного производства в Китае, оказавшиеся слабее прогнозов. А в США индекс производственной активности ФРБ Нью-Йорка – Empire Manufacturing – в апреле упал сильнее ожиданий. Также негативным фактором стала информация об оттоке капитала нерезидентов из американских активов в феврале (17,8 млрд долларов при прогнозах роста спроса до 40 млрд).

Майский отскок и негативный тренд

Российский рынок акций в первой половине мая смог продемонстрировать заметный отскок на фоне улучшения внешней конъюнктуры. Он отыграл такие позитивные факторы, как рост рынков США и Германии на итогах очередных заседаний Федеральной резервной системы и Европейского центробанка, а также хорошие данные с американского рынка труда. Однако во второй половине месяца он растерял не только весь предыдущий рост, но и ушёл в отрицательную зону.

ФРС США по итогам майского заседания сохранила объём программы выкупа активов на уровне 85 млрд долларов в месяц и процентную ставку 0–0,25% годовых. Американский ЦБ подтвердил, что стоимость денег в стране останется на нынешнем уровне до тех пор, пока безработица будет находиться выше 6,5%, а прогноз инфляции не превысит 2,5%.

Европейский центробанк 2 мая впервые за 10 месяцев снизил ставку – с 0,75% до 0,5%, – что привело к оживлению фондового рынка Европы. На пресс-конференции глава ЕЦБ Марио Драги заявил, что денежные власти будут сохранять стимулирующую политику столько, сколько будет необходимо для формирования устойчивого экономического роста.

Третьего мая отечественный фондовый рынок показал наиболее заметное повышение вслед за другими мировыми пло-

щадками, подогретыми хорошей статистикой с рынка труда США. Согласно опубликованным данным, безработица в Америке в апреле снизилась до 7,5% (аналитики не ожидали изменений прежнего уровня – 7,6%), а число новых рабочих мест увеличилось на 165 тыс. (рост предполагался лишь на 140 тыс.). Также был повышен показатель числа новых рабочих мест за март. На этом фоне фондовый индекс S&P 500 легко пробил «двойную вершину» на уровне 1600 пунктов и поднялся к новому историческому максимуму.

Поддержку европейским площадкам оказали данные о росте заказов промышленных предприятий Германии в марте 2013 г. на 2,2% по сравнению с предыдущим месяцем, в то время как аналитики, опрошенные агентством Bloomberg, ожидали снижения показателя на 0,5%. Объём заказов относительно марта 2012 г. снизился на 0,4% при ожидавшемся сокращении на 2,9%.

После бурного начала месяца в середине мая российский рынок акций взял небольшую паузу и скорректировался вниз из-за слабой западной статистики, закрытия реестров акционеров ряда крупнейших компаний и опасений, что Федеральный резерв США в скором времени может начать свёртывание программы стимулирования экономики (QE3). Из протоколов майского заседания ФРС инвесторы узнали, что ряд руководителей этой организации готовы замедлить темпы выкупа активов уже после июньского заседания в случае сохранения благоприятных экономических условий. А Бен Бернанке признал, что такое развитие событий может произойти «в ближайшие несколько заседаний».

Новую волну распродаж на мировых рынках вызвало снижение Всемирным банком прогноза для мировой экономики, в том числе Европы, на фоне ухудшения ожиданий для emerging markets, включая Китай, Бразилию и Индию. По оценкам ВБ, в нынешнем году глобальный экономический подъём составит 2,2% по сравнению с 2,3% в 2012 г. (предыдущий прогноз, опубликованный в январе, – 2,4%). Прогноз на 2014 г. был понижен с 3,1% до 3%. Эксперты ВБ ожидают, что в этом году подъём на emerging markets составит 5,1% (в январе называлась цифра 5,5%). При этом прогноз для экономики КНР был ухудшен с 8,4% до 7,7%, Бразилии – с 3,4% до 2,9%, Индии – с 6,1% до 5,7%.

По итогам июньского заседания ФРС сохранила QE3 в размере 85 млрд долларов в месяц и оставила базовую процентную ставку неизменной (0–0,25% годовых). Но

Бен Бернанке заявил, что ФРС может начать сокращение программы выкупа активов позднее, поскольку ситуация в экономике США улучшается. Это произойдёт, когда уровень безработицы достигнет ориентира 7%. А полностью программа будет свёрнута где-то в середине 2014 г.

Дополнительным негативом стала статистика деловой активности в перерабатывающей промышленности Китая за июнь. Индекс менеджеров по закупкам по версии HSBC упал до 48,3 пункта, минимальных за последние 9 месяцев, при прогнозах снижения до 49,1 пункта с майского уровня 49,2 пункта.

В июле частично отыгрались...

В июле российский рынок акций смог продемонстрировать умеренный рост на фоне улучшения конъюнктуры мировых рынков капитала. Последние позитивно восприняли заявление Бена Бернанке о том, что немедленного сворачивания стимулирующих программ не будет. Кроме того, порадовал и оптимизм главы ЕЦБ Марио Драги по поводу неизменности низкого уровня процентных ставок в течение продолжительного времени.

Ралли на мировых рынках началось 11 июля, после того как глава ФРС выступил в защиту крайне мягкой политики американского ЦБ и заявил о необходимости её сохранения в ближайшее время. Это привело к резкому снижению курса доллара по отношению к большинству мировых валют, но обеспечило позитивный импульс фондовым рынкам. Американские индексы обновили исторические максимумы, а индекс ММВБ взлетел к 1370 пунктам во главе с бумагами «Газпрома» и Сбербанк России.

Опубликованные протоколы июньского заседания ФРС вызвали неоднозначную реакцию инвесторов – из их комментариев следовало, что многие руководители американского Центробанка хотели бы видеть дальнейшее улучшение проблемы занятости, прежде чем сворачивать стимулирующие меры. Вместе с тем, около половины из них высказались за завершение количественного смягчения уже в нынешнем году.

На фоне общемирового подъёма, подогретого выступлением главы ФРС в Палате представителей Конгресса, индекс ММВБ 17 июля превысил 1430 пунктов. По заявлению Бена Бернанке, программа выкупа облигаций американским Центробанком «*никоим образом не следует заранее установленному курсу*», её объём может быть быстро уменьшен или увеличен в зависимости от экономических условий.

Заложники одной идеи

В августе российский рынок акций не смог продемонстрировать ярко выраженной динамики. Периоды небольшого роста сменялись падением на фоне ухудшения внешней конъюнктуры, которая была подвержена влиянию опасений сворачивания стимулирующих программ ФРС, с одной стороны, и усилению напряжённости вокруг Сирии, с другой стороны.

Начало августа стало позитивным для российского рынка, который отскочил вверх на фоне общемирового ралли благодаря новостям от ФРС, ЕЦБ и статистике из Китая и Европы. Однако индекс ММВБ не смог закрепиться выше 1400 пунктов.

ФРС оставила без изменения ставку и программу выкупа активов – 85 млрд долларов в месяц, – при этом по итогам заседания заявление Федерезерва не содержало указаний о возможных сроках сворачивания смягчения. Индекс промышленной активности США ISM Manufacturing подскочил в июле до максимума за два года – 55,4 пункта при прогнозах роста до 52 пунктов. В результате американский фондовый индекс S&P 500 обновил исторический максимум, превысив отметку 1700 пунктов.

Европу поддержали итоги заседания ЕЦБ и статистика – в июле деловая активность в сфере промышленного производства стран еврозоны выросла впервые за два года (индекс менеджеров по закупкам PMI превысил пороговый уровень – 50 пунктов – и достиг 50,3 пункта при прогнозах неизменности предварительного показателя на уровне 49,1 пункта).

ЕЦБ оставил базовую процентную ставку на отметке 0,5% годовых, а глава ЕЦБ Марио Драги подтвердил ранее озвученное обещание удерживать ставки на низком уровне в течение длительного периода времени. По его словам, экономика еврозоны стабилизируется и перейдёт к росту во втором полугодии 2013 г.

Между тем, 2 августа попытка продолжить рост не удалась – рынок начал скачиваться вниз на фоне коррекции нефти после ралли. В дальнейшем меланхолия участников торгов была вызвана достаточно модной парадоксальной логикой, согласно которой признаки улучшения ситуации в американской экономике могут стать поводом для начала сокращения объёмов выкупа активов Федеральной резервной системой, что в свою очередь окажет негативное воздействие на развивающиеся рынки.

Индекс деловой активности в секторе услуг США ISM Non-Manufacturing в июле

вырос до 56 пунктов при прогнозах повышения до 53,1 пункта.

Наиболее сильная просадка российского рынка акций произошла 6 августа, когда основные индексы за день потеряли порядка 2% на фоне развивающейся отрицательной коррекции в США и подешевевшей нефти. Как заявил глава ФРБ Далласа Ричард Фишер, ФРС стала ближе к моменту сокращения объёмов выкупа активов, после того как опубликованные 2 августа данные показали снижение безработицы в стране в июле до 7,4% – минимальной отметки с декабря 2008 года.

В свою очередь, председатель ФРБ Чикаго Чарльз Эванс заявил, что макроэкономические показатели США становятся лучше и это позволит американскому Центробанку до конца текущего года перейти к свёртыванию программы количественного смягчения.

Подтверждением улучшения ситуации в американской экономике стали обнародованные данные о внешней торговле США. После их выхода экономисты Goldman Sachs Group и Barclays повысили оценки роста ВВП страны за II квартал. Дефицит внешнеторгового баланса в июне сократился до 34,2 млрд долларов при прогнозах снижения до 43,5 млрд. Кроме того, HSBC сообщил о снижении июльского индекса деловой активности ЕМВ развивающихся стран с 50,6 пункта до рецессионных 49,4 пункта.

Минимальных уровней российский рынок акций достиг в первой половине дня 8 августа, когда индекс ММВБ опускался к отметкам первой декады июля. Против игроков на повышение сыграло довольно резкое внутрисдневное падение фьючерсов на нефть сорта Brent.

После этого наметился позитивный отскок на фоне улучшения ситуации на мировых рынках капитала, в частности роста цен на нефть (котировки Brent поднялись выше 107,5 доллара за баррель). Лидерами повышения в конце первой декады августа выступили акции металлургических компаний – НЛМК, «Северстали», ММК и «Мечела» – на фоне публикации позитивной статистики в Китае.

Промышленное производство в КНР в июле выросло на 9,4% с начала года при прогнозе повышения на 9,2%. За год оно прибавило 9,7%, также оказавшись лучше прогнозов. Кроме того, Китай резко увеличил экспорт и импорт после июньского сокращения. В августе объёмы экспорта товаров и услуг возросли на 5,1%, при этом импорт подскочил на 10,9%. Аналитики, опрошенные Dow Jones Newswires,

ожидали расширения экспорта на 2,8%, а импорта – на 1,3%.

Порадовали и японцы. Объём заказов на производственное оборудование упал в июне на 2,7% по сравнению с предыдущим месяцем на фоне сохраняющейся ограниченности капиталовложений. Аналитики, опрошенные агентством Bloomberg, ожидали более существенного сокращения показателя – на 7%.

Пик роста российского рынка акций пришёлся на 14 августа, когда индекс ММВБ закрылся выше важного уровня сопротивления – 1420 пунктов, – отыгрывая улучшение ситуации на европейских фондовых площадках и недооценку отечественных бумаг. Поддержку мировым рынкам оказала опубликованная статистика, свидетельствующая о том, что европейская экономика во втором квартале 2013 г. вышла из рекордной по продолжительности рецессии (шесть кварталов подряд).

Объём ВВП 17 государств еврозоны вырос за второй квартал на 0,3% по сравнению с предыдущими тремя месяцами благодаря хорошим показателям Германии и Франции. В годовом выражении он сократился на 0,7%. Аналитики, опрошенные агентством Bloomberg, прогнозировали увеличение ВВП на 0,2% по сравнению с первым кварталом 2013 г. и снижение на 0,8% относительно второго квартала прошлого года. Согласно пересмотренным данным, в первом квартале снижение ВВП стран еврозоны относительно четвёртого квартала 2012 г. составило 0,3%, а не 0,2%, как объявлялось ранее.

Экономики Германии и Франции, являющиеся крупнейшими в еврозоне, продемонстрировали более значительный, чем ожидалось, подъём в прошедшем квартале. Германский ВВП увеличился на 0,7% при прогнозе экспертов 0,6%. Французская экономика выросла в апреле – июне на 0,5% (аналитики ожидали 0,2%). При этом по крайней мере четыре страны еврозоны остаются в рецессии, в том числе Италия и Испания.

Однако затем рынок вновь стал снижаться ввиду опасений скорого сокращения стимулирующих программ ФРС, чему способствовала опубликованная в США статистика по безработице и потребительским ценам, оказавшаяся лучше ожиданий аналитиков. Это привело к резкому росту доходности американских казначейских облигаций и обвалу всех мировых фондовых рынков. В конце августа масла в огонь добавило обострение ситуации вокруг Сирии, что лишь усилило общую нестабильность на мировых рынках. ■



Московские нефтегазовые конференции

Ежегодные встречи нефтяников и газовиков в отеле InterContinental Moscow Tverskaya



5 декабря 2013 г. **НЕФТЕГАЗШЕЛЬФ** Подряды на нефтегазовом шельфе

Заказчиками выступают ОАО "Газпром", НК "Роснефть", НК "ЛУКОЙЛ" и ряд иностранных компаний. На конференции "Нефтегазшельф" представлены также фирмы Норвегии, США и Великобритании, имеющие большой практический опыт работы на нефтегазовом шельфе



18 марта 2014 **НЕФТЕГАЗСНАБ** Снабжение в нефтегазовом комплексе

Конференция собирает руководителей служб материально-технического обеспечения нефтегазовых компаний. Обсуждается организация закупочной деятельности, целесообразность закупок по импорту, процедуры отбора поставщиков, приемка оборудования, информационное обеспечение рынка



22 мая 2014 **НЕФТЕГАЗСТРОЙ** Строительство в нефтегазовом комплексе

Формирование цивилизованного рынка в нефтегазовом строительстве, практика выбора строительных подрядчиков, инжиниринговых организаций, создание СП с иносфирмами, расширение сферы деятельности российских подрядчиков, оценка качества работ – основные проблемы, рассматриваемые на конференции "Нефтегазстрой"



11 сентября 2014 **НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА** Модернизация переработки нефти и газа

Увеличение глубины переработки сырья и введение новых экологических стандартов требуют реконструкции действующих мощностей. На конференции обсуждается практика работы с инжиниринговыми компаниями, а также модели управления инвестиционными проектами



9 октября 2014 **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

Телефоны: (495) 514-44-68, 514-58-56; info@n-g-k.ru; www.n-g-k.ru

Императив нефтеперегонного куба

К 190-летию возникновения переработки нефти в России

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

В настоящее время нашу цивилизацию невозможно представить без нефти. И её по праву называют «чёрным золотом», ведь из этого уникального природного ископаемого сейчас получают огромное количество изделий для всех сфер жизнедеятельности человека. И всё это было достигнуто в течение почти двух столетий на пряжённым трудом целого ряда российских и зарубежных учёных, инженеров и техников на основе поступательного применения инноваций и создания высокотехнологичных производств в области переработки нефти.

СНИМАЯ ЗАВЕСУ ВРЕМЕНИ

Процесс дистилляции нефти был известен ещё в античные времена. В IV веке н. э. с появлением соответствующего лабораторного оборудования процесс дистилляции различных жидкостей, в том числе и нефти, прочно вошёл в арсенал алхимиков. Эмпирическая алхимия тех далёких времён проложила путь прямому научному эксперименту в Средние века.

Известно, что великий арабский врач и философ Авиценна (980–1037 гг.) проводил многократную дистилляцию нефти, а арабские учёные XIII века Аль-Барави и Аль-Квазвини в своих работах сообщили ряд сведений об опытах её перегонки.

В 1613 г. японский предприниматель Магара построил первую в стране кубовую установку для перегонки нефти, добываемой из поверхностных выходов.

В 1625 г. в Страсбурге была напечатана брошюра Иоганна Волка, в которой описан процесс перегонки «чёрного золота» и приведены эскизы перегонных устройств.

В 1745 г. французский король Людовик XV подписал концессионное разрешение дворянину Б. де ла Саблонье на эксплуа-



тацию нефтяной залежи в одном из районов страны, где тот ручным способом пробурил несколько скважин, а также построил небольшой нефтеперегонный завод с несколькими кубами, действовавший вплоть до 1785 г.

МОСКОВСКАЯ ОДИССЕЯ АРХАНГЕЛОГОРОДЦА ПРЯДУНОВА

Что касается России, то первые сведения о попытках перегонки нефти относятся ко второй четверти XVIII века. Так, 23 апреля 1741 г. в лаборатории Петербургской академии наук академик Иоганн Амман (1707–1741 гг.) завершил анализ «пробной нефти серных самарских заводов», найденной рудознатцем Яковом Шаханиным. В своём отчёте он указал: «Сверх сего можно оную в лампадах вместо свечей употреблять, ежели самые тонкие и лёгкие её частицы через дистилляцию отделить».

В Москве в Государственном архиве древних актов хранятся документы, повествующие о трагической судьбе первого российского нефтепромышленника Фёдора Прядунова (1694–1753 гг.), на-

чавшего добычу нефти в 1746 г. на реке Ухте в Печорском крае. Там же имеются сведения и о перегонке 40 пудов ухтинской нефти, осуществлённой им 19 октября 1748 г. в московской лаборатории Берг-коллегии. Полученный продукт, «двоенную нефть», предприниматель использовал как чудодейственное лечебное средство, что и стало первым звеном в череде последующих несчастий, окончившихся в марте 1853 г. смертью Ф. Прядунова в долговой тюрьме.

В дооктябрьской литературе бегло упоминается о функционировании в 1760 годах в одной из деревень Ярегского уезда Архангелогородской губернии «фабрики для переделки нефти», которой управлял купец Михаил Баженов, продолжатель дела Прядунова, но в архивах подтверждения подобного факта найти не удалось.

НЕФТЯНОЙ ПОЧИН БРАТЬЕВ ДУБИНИНЫХ

Начало 1820 годов связано с весьма примечательным событием на Северном Кавказе, ставшим важной вехой в истории

отечественного нефтяного дела. Здесь начали деятельность крепостные крестьяне из села Нижний Ландрех Гороховецкого уезда Владимирской губернии – братья Василий, Герасим и Макар Дубинины, отпущенные их помещицей, графиней С. В. Паниной, на денежный оброк.

Вначале братья занимались мелкой торговлей, а затем, в 1823 г., применив собственный опыт в деле смолокурения, они построили в районе аула Акки-Юрт, недалеко от Моздока, однокубовую нефтеперегонную установку. Надо отметить, что сам принцип и аппаратное обеспечение процесса они полностью позаимствовали из техники скипидарного производства. Их нефтеперегонная установка периодического действия представляла собой железный куб ёмкостью 40 вёдер, вмазанный в кирпичную печь и накрытый медной крышкой, от которой через деревянную ёмкость, наполненную водой, отходила медная труба. Из этого своеобразного холодильника продукт перегонки, «белая нефть», по трубе направлялся в деревянное ведро. При этом из 40 вёдер нефти, доставленной из «нефтяных источников» вблизи селений Магомет-Юрт и Ачалуки, получалось 16 вёдер дистиллята (одно ведро вмещало 12,299 л).

«Белая нефть» братьев Дубининых поставлялась в основном в аптеки в качестве лекарственного препарата, хотя в исторической литературе говорится и о попытках освещать ею помещения.

Семейное предприятие Дубининых действовало более 20 лет. Однако, оставаясь крепостными и выплачивая увеличивающийся с каждым годом оброк, они в итоге оказались в сложном финансовом положении. Пытаясь найти выход, в 1842 г. братья открыли небольшую лавку в Пятигорске, но её доход не покрывал издержек нефтеперегонного производства. Поэтому 17 марта 1844 г. братья Дубинины направили на рассмотрение пятигорскому окружному начальнику полковнику Принцу прошение. Они писали: «Мы осмеливаемся объяснить высокому начальству, что желали распространить нефтяную промышленность и торговлю здесь и в России более, но не имеем к тому достаточного капитала. А потому всепокорнейше просим в награду двадцатилетних трудов наших и споспешествования к развитию внут-

реннего российского производства, нефтяной торговли дозволить отпуск нам с казённых источников, находящихся близ крепости Грозная, в течение пяти лет чёрной нефти по 60 бочек каждый год безденежно с дозволением нам свободно вывозить на Кавказе и в России и производить продажу по вольной цене как выделанную «белую», так и остатки от выварки её, чёрную. Если невозможно сделать отпуск нефти нам безденежно, то выдать нам из казны денежное пособие суммой 7 тыс. рублей серебром».

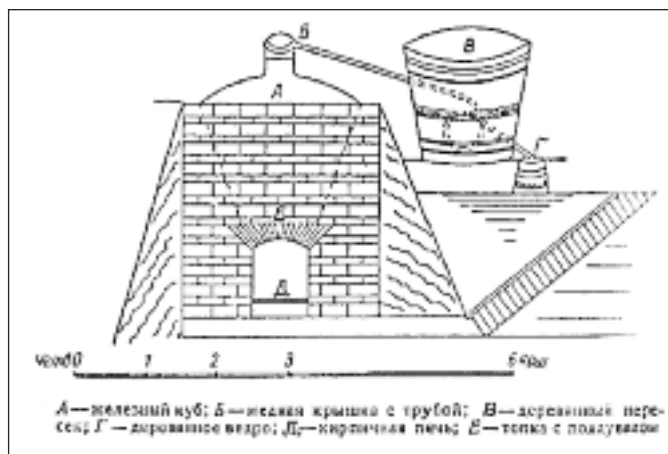


Схема перегонного куба братьев Дубининых (1844 г.)

Так и не дождавшись в течение двух лет положительного решения, 9 августа 1846 г. они направили новое прошение уже в адрес наместника Кавказа генерал-адъютанта Михаила Воронцова: «Сиятельный князь! Мы, Дубинины, более 20 лет при добычании в горах нефти среди беспрестанных опасностей от неприятельских нападений горных народов непрерывно усердствуем желанию правительства, которое заботится о вывозе сюда из внутренних губерний всякого рода промышленных и ремесленных людей, дабы более распространить торговлю и ремесленную отрасль... Мы производили вывоз сего материала в течение 20 лет многими тысячами пудов во внутрь России, чем сильно стеснили заграничный привоз сей потребности с унижением цены от 120 рублей до 40 рублей ассигнациями за пуд».

Кавказский наместник обратил внимание на обращение крепостных предпринимателей, и 13 октября 1847 г. Василий Дубинин был удостоен «монаршей награды» – серебряной медали «За полезное» на Владимирской ленте, – а вот финансовой помощи от властей братья так и не дождались. Вскоре разбойное нападение на аул Акки-Юрт одного из отрядов гор-

цев из формирований имама Шамиля и уничтожение нефтеперегонного куба подвели окончательную черту под более чем двадцатилетней историей предприятия крестьян Дубининых.

В своём обращении к главе Кавказского края братья Дубинины подчеркнули: «Мы открыли своим старанием способ очищения нефти из натурального чёрного цвета в белый. Такой способ очищения здесь не был известен до нас никому, и мы не удержали его в тайне для одной своей выгоды, но, споспешествуя общей пользе, немедленно открыли всем жителям в городе Моздоке, от которого недалеко источники находятся, бескорыстно приучили к тому и других промышленников...»

И действительно, их примеру последовали предприниматели Николай Авдюнин, Василий Швецов, Иван Тамазов, купец Сухоруков, которые в течение определённого времени продолжили переработку нефти на однокубовых установках.

Нефтеперегонное дело на Северном Кавказе получило дальнейшее развитие в начале 1860 годов, когда на грозненские нефтяные промыслы обратил внимание бакинский откупщик Иван Мирзоев. В 1864 г. в Грозненской балке по проекту изобретателя Джевата Меликова им был построен нефтеперегонный завод.

Описание этого предприятия привёл горный инженер Евгений Юшкин в своей книге «Начало Грозненской нефтепромышленности в очерках» (1909 г.): «В 50 саженях от колодцев помещались два небольших здания с перегонными кубами и холодильниками, для действия которых нефть и воду доставляли колодцы. Нефть из колодцев по трубам шла для отстойки в закрытый каменный бассейн на 3 тыс. пудов вместимости; ручным насосом нефть перекачивалась в деревянный закрытый чан на 900 пудов для окончательной отстойки и далее самотёком на завод, имеющий в двух зданиях семь кубов общей ёмкостью 1880 вёдер...»

На заводе Мирзоева ежемесячно перерабатывалось около 36 тыс. пудов нефти. Доставка дистиллята потребителям производилась на арбах в чинаровых бочках. Существенным недостатком этого производства являлось отсутствие в технологическом процессе этапа кислотно-щелочной очистки дистиллята, что препятствовало его широкому примене-

нию в качестве эффективного осветительного материала.

«ПРОЖЕКТЫ» МАЙОРА ВОСКОБОЙНИКОВА

Ещё одна инновационная попытка была сделана в 1830 годах на Апшеронском полуострове майором Корпуса горных инженеров Николаем Воскобойниковым [1801 (1803–?) – после 1846], который в то время занимал должность директора Бакинских и Ширванских нефтяных и соляных промыслов. С середины 1834 г. он начал опыты по перегонке «лёгкой» сураханской и «тяжёлой» балаханской нефти и убедился, что полученные им продукты перегонки – «прозрачная и бесцветная эссенция нефти» и «зеленовато-жёлтая эссенция нефти» – сгорали без копоти и «свет ламп был более ярким, чем от свеч».

В конце лета 1834 г. горный инженер Воскобойников подаёт Главноуправляющему в Грузии генералу от инфантерии Григорию Розену (1782–1841 гг.) рапорт «Об очищении на бакинских и ширванских промыслах “белой” нефти посредством перегоночного снаряда и заготовления для хранения оной железных бочонков». В этом документе он подчеркнул: «Полезно было бы очищать её через перегонку на месте же, что для казны весьма мало будет стоить, ибо близ самих колодцев “белой” нефти имеются естественные огни; выгода же от получения очищенной нефти состоит в том, что нефть сия может продаваться по высокой цене, и притом в большом количестве».

14 ноября 1834 г. этот рапорт был рассмотрен членами Учёного комитета Корпуса горных инженеров и получил полное одобрение. Академик Герман Гесс (1802–1850 гг.) дал положительное заключение, на основании которого Департамент мануфактур Министерства финансов постановил: «1. Предложить химикам заняться разложением нефти, как “белой”, так и “чёрной”, определением свойств её, составных или получаемых из неё частей, и сведения таковые обнародовать. 2. В то же время для ближайшего открытия сбыта оной испытать: нельзя ли употребить её для составления лаков на чугун и железо и вообще на все те потребности, на которые идёт скипидар, а также для получения сажи, входящей в состав типографских чернил, и различествует ли “чёрная” нефть от смолы, добываемой из земляного угля, наконец, нельзя ли собирать копоть, происходящую от естественных огней нефти, которая как

красящее вещество могла бы употребиться для кожевенных заводов».

24 января 1835 г. министр финансов Фёдор Вронченко (1779–1852 гг.) подписал предписание директору минеральных промыслов инженер-майору Воскобойникову «О заготовлении на бакинских минеральных промыслах до 1 тыс. пудов очищенной нефти для отправления оной чрез Астрахань в Россию».

Интересные подробности о проекте Балаханского завода находятся в донесении Грузинской казённой экспедиции № 6849 от 10 ноября 1837 г. в Департамент горных и соляных дел Министерства финансов. Там имеется упоминание о рапорте инженер-майора Воскобойникова № 322 от 12 июня 1837 г., в котором тот сообщает: «Окончив занятия по устройству бакинских амбаров, требовавших постоянного пребывания моего в Баку, на днях отправляюсь в деревни Балаханы и Сураханы для устройства там перегоночных снарядов для получения “белой” нефти из “чёрной”».

Далее подчёркнуто: «Для получения “белой” нефти из “чёрной” мною придуман новый снаряд, представляющий все выгоды к сохранению остатков “чёрной” нефти от изменения её в качестве».

Обратив внимание на естественные выходы природного газа, Воскобойников предусмотрел его использование в качестве топлива. «Сверх того, мною открыты около деревни Балаханы естественные огни, которые могут служить к действию нескольких перегонных снарядов, чрез что значительно сберегутся расходы при перегонке “белой” нефти», – говорится в рапорте. Следует отметить, что это был первый в России опыт промышленного использования природного газа.

Подробные сведения о техническом оснащении и оборудовании Балаханского завода содержатся в чертежах и описании этого предприятия, хранящихся в Российском государственном историческом архиве в Санкт-Петербурге. Согласно им, в головном здании были установлены перегонные четырёхугольные котлы, изготовленные из кровельного железа. Каждый из них состоял из двух частей. Верхняя часть котла, словно колпак, плотно покрывала нижнюю. К верхней части присоединялись две трубы для отвода паров в приёмники. Вначале в котёл заливалась вода через трубу, вставленную в отверстие верхней части; затем на её поверхность наливалась нефть. Котлы поддерживались железными балками и вмуровывались в печь. Трубы

проходили через резервуары с охлаждающей водой. Приёмник перегнанной нефти представлял собой железный цилиндр, погружённый в круглый чан, наполненный водой. Для нагревания нефти под котлами сжигался природный газ, который отбирался из ближайших газовых источников и собирался в особых резервуарах, а затем по трубам подводился к горелкам. Газовая горелка была сделана из железной трубы с мелкими отверстиями наверху. Продукты сгорания по каналу направлялись к дымовой трубе и на своём пути нагревали медный бак с водой, которая подливалась в котёл для предохранения нефти от пригара.

Из «лёгкой» сураханской нефти на заводе получалось 83,9% осветительного дистиллята и 12,5% нефтяных остатков, а вот «тяжёлая» балаханская нефть давала только 10% дистиллята и 85% остатков...

Обстоятельства сложились так, что Балаханский завод действовал весьма непродолжительное время, с ноября 1837 г. по август 1838 г. За девять месяцев на нём произвели свыше 900 пудов «осветительного масла», которое было отправлено в Астрахань. Но поскольку дистиллят не подвергался кислотно-щелочной очистке, то при его хранении и транспортировке имеющиеся в нём нефтяные кислоты вызвали коррозию стенок железных бочек, что изменило цвет продукта и значительно ухудшило его горючие свойства.

Большие производственные расходы, высокая стоимость доставки готовой продукции привели к тому, что завод оказался убыточен. Продолжением многочисленных бед стало и отстранение от дел инженер-майора Воскобойникова, который по клеветническому доносу находился в тот период под следствием. А вновь назначенный директор промыслов устранился от данных забот. В итоге в начале 1839 г. завод прекратил своё существование.

Несмотря на это, следует подчеркнуть, что балаханский проект не остался бесплодным, некоторые технические решения, найденные горным инженером Воскобойниковым, всё же оказали определённое влияние на последующее развитие нефтеперегонного производства в России.

ДВАДЦАТЬ ДНЕЙ ИЗ ЖИЗНИ ДМИТРИЯ МЕНДЕЛЕЕВА

Более успешная попытка усовершенствовать технологии переработки нефти была предпринята в начале 1860 годов на Апшеронском полуострове. Она связана с началом плодотворной деятельности в отечественной нефтяной промышленности



Один из первых нефтеперегонных заводов на Апшеронском полуострове (1870-е гг.)

великого русского учёного Дмитрия Менделеева (1834–1907 гг.). Вот как впоследствии он об этом вспоминал: «В 1863 г. В. А. Кокорев пригласил меня, тогда служившего доцентом в Санкт-Петербургском университете, съездить в Баку, осмотреть всё дело и решить: как можно сделать дело выгодным, если нельзя, то закрыть завод... Тогда я и был первый раз в Баку. С этого начинается моё знакомство с нефтяным делом».

Завод, о котором идёт речь, в 1859 г. вблизи Баку построило Закаспийское торговое товарищество по немецкому проекту, предусматривающему ретортное производство осветительного материала из «кира» (минеральной породы, пропитанной выветрившейся нефтью). Однако поскольку выход осветительного продукта «фотонафтиля» получился незначительным, то в 1862 г. производство перевели на переработку нефти посредством перегонных кубов. Но и здесь ожидаемого успеха не достигли, и тогда глава фирмы, известный предприниматель Василий Кокорев (1817–1889 гг.) решил обратиться к восходящей звезде российской химической науки Дмитрию Менделееву, лауреату Демидовской премии и автору курса «Органическая химия».

20 августа 1863 г. приват-доцент Санкт-Петербургского университета Дмитрий Менделеев выехал из столицы и в первые дни сентября 1863 г. прибыл в Баку. Всего лишь 20 дней он провёл на Апшеронском полуострове, но именно они стали поистине решающими для дальнейшего развития российской нефтяной промышленности.

Вполне понятно, что сейчас уже весьма трудно восстановить полную картину деятельности Менделеева на Апшеронском полуострове. Одна часть его работы на Сураханском заводе, несомненно, была направлена на совершенствование



Великий русский учёный Дмитрий Менделеев (1834–1907) уделял большое внимание развитию нефтяного дела

технологического процесса перегонки нефти. Его помощником в этом деле стал магистр фармации Василий (Вильгельм) Эйхлер (1832–1891 гг.).

За неполные три недели они провели целую серию опытных перегонок, включая вторичные разгонки полученных дистиллятов с отбором 50-градусных фракций. Это позволило внести существенные изменения в конструкцию перегонных

кубов и внедрить в производство проточные холодильники. Весьма существенным результатом стала разработка новой технологии очистки полученного осветительного продукта. Дело в том, что после первичной перегонки керосиновый дистиллят содержал как непредельные углеводороды, так и кислотные и сернистые соединения. При горении такого продукта возникал неприятный запах, а коптящее неустойчивое пламя не могло обеспечить достаточного освещения.

Для устранения этих негативных явлений учёные провели опыты по щелочной обработке керосина с последующим подкислением соляной кислотой с целью удаления следов щёлочи. Затем они изучили действие серной кислоты на дистилляты уже при тщательном перемешивании. В итоге учёными было подготовлено обстоятельное заключение, содержащее новаторские идеи по совершенствованию технологии. Впоследствии Дмитрий Менделеев упомянул об этом весьма лаконично: «Часть этих предложений, совместно с Эйхлером, была тотчас осуществлена, что и послужило тому, что Сураханский завод стал давать доход, несмотря на то, что цены керосина стали падать».

А через десять лет, оценивая уровень проделанной работы, он подчеркнул: «...приёмы переработки нефти, употреблённые в прошлом десятилетии на Бакинском заводе, очевидно ни от кого не заимствованные, могли быть поучительными для многих».

В 1865 г. Сураханский завод впервые принял участие во Всероссийской мануфактурной выставке, проводимой в Москве. В её указателе было сказано так: «Главным экспонентом минерального масла было Закаспийское торговое товарищество В. А. Кокорев и Компания... По ровности горения оно не уступает лучшему пенсильванскому маслу... Фотонафтиль г. Кокорева известен в Москве и по Поволжью и конкурирует с привозимым пенсильванским маслом». Большая серебряная медаль, присуждённая данной продукции, стала первой наградой для российских нефтепродуктов на всероссийских выставках.

КУБАНСКИЙ ПРОРЫВ ПОЛКОВНИКА НОВОСИЛЬЦЕВА

Следующая попытка совершенствования технологии нефтепереработки сделана в конце 1870 годов на Кубани. Это стало возможным благодаря активной предпринимательской деятельности гвардии полковника Ардалиона Новосильцева (1816–1878 гг.), арендатора нефтяных промыс-

лов Кубанской области. Именно на его промысле в долине реки Кудак 3 (15) февраля 1866 г. из скважины № 1 с глубины 123,5 фута (37,6 м) был получен первый в России нефтяной фонтан.

Вскоре объёмы добываемой нефти стали столь значительными, что Новосильцев принял решение построить нефтеперегонный завод, оснащённый самым современным оборудованием для того времени. Он нашёл для предприятия удачное место – берег Керченского залива, бывшая Фанагорийская крепость. В 1867 г. были начаты подготовительные работы, а через год приступили к монтажу паровых машин и аппаратов, которые были доставлены из Глазго (Великобритания). Строительством и монтажом оборудования руководил опытный американский специалист Джон Констант, назначенный управляющим заводом.

Строительная площадка своими размерами производила большое впечатление на современников. Так, авторитетный «Горный журнал» в октябре 1867 г. в статье «Новые месторождения полезных ископаемых в Кубанской области» отметил: «Громадные железные сооружения этого завода, его котлы и резервуары виднеются уже за 25 вёрст приближающемуся с моря путнику и поражают своей величиной». И действительно, размах этого предприятия для того времени был невиданный. На заводе имелось 20 стальных горизонтальных перегонных кубов, каждый объёмом 1500 вёдер. Возле каждого куба были установлены конденсаторы-холодильники со спиральными трубами диаметром 7 дюймов.

Сырая нефть закачивалась паровыми насосами в два больших резервуара, установленные на высоких опорах, где производился её отстой. Затем она самотёком поступала в перегонные кубы. Впервые в России перегонка нефти осуществлялась под перегретым паром. Далее фракции нефти подавались в «разделительное устройство», а затем в подземные резервуары. Из них дистилляты перекачивались на кислотнo-щелочную обработку в аппараты с механическими мешалками, приводимыми в действие благодаря отдельной паровой машине мощностью 40 л. с.

Посетивший Кубань осенью 1876 г. известный учёный, профессор Горного института Конон Лисенко (1836–1903 гг.) дал высокую оценку постановке там нефтеперегонного дела: «Фанагорийский завод г-на Новосильцева в отношении выгодности промышленных условий не имеет себе подобных. Но он отличается от всех видимых мною заводов, кроме того: 1) систе-

мой перегонки; 2) особым расположением частей завода; 3) изяществом и доброкачественностью отделки всех отдельных приборов... Мне кажется, что в некоторых отношениях он мог бы служить образцом для заводов окрестностей Баку».

На Всероссийской мануфактурной выставке 1870 г. Ардалион Новосильцев впервые представил промышленному обществу весомые результаты своей деятельности, демонстрируя образцы нефти, газолина, фотогена, минерального и экипажного масла, нефтяного дёгтя.

Имя гвардии полковника Новосильцева стало широко известным в России, бойкие хроникеры даже придумали для него звучное прозвище – «русский Крез». Однако уже в начале 1870 годов в судьбе предпринимателя наступила чёрная полоса, повлекшая лавину финансовых проблем и приведшая к трагическому финалу. 6 декабря 1878 г., находясь в Симферополе, Ардалион Новосильцев скоропостижно скончался.

К сожалению, достойных продолжателей его дела так и не нашлось. Сначала нефтеперегонный завод был остановлен «на время», а затем его оборудование демонтировали и распродали по частям различным российским предпринимателям. Однако именно таким образом инновационные решения Фанагорийского завода нашли своё применение и на Апшеронском полуострове, и в Поволжье.

НИЖЕГОРОДСКИЕ ОЛЕОНАФТЫ ВИКТОРА РАГОЗИНА

Особенностью бакинской нефти было то, что после её прямой перегонки выход основного товарного продукта, керосина, составлял чуть более 30%, а оставшиеся «нефтяные отбросы» попросту уничтожались, сливались в море или сжигались. С этим не мог смириться талантливый изобретатель и предприниматель Виктор Иванович Рагозин (1833–1901 гг.), выпускник Московского университета. В начале 1870-х он приступил к опытам по разложению нефтяных остатков (мазута) в лаборатории, организованной непосредственно в его квартире в Нижнем Новгороде.

Впоследствии он писал об этом так: «Заинтересовавшись русской нефтью, я принялся за изучение её отбросов, думал, что в утилизации их лежит корень всего дела, и стал фабрикантом смазочных масел из остатков, получаемых после выделки керосина, которые обыкновенно сжигались без всякой пользы». Предприниматель провёл успешные опыты по дробной перегонке нефтяных остатков под перегретым паром с выделением порций дистиллятов.

Весной 1874 г. Виктор Рагозин обратился с письмом к министру финансов России Михаилу Рейтерну, где обосновал необходимость проведения опытов по получению смазочных масел в заводских условиях с использованием нового типа оборудования. Дело дошло до императора Александра II, и 6 ноября 1874 г. появилось «Высочайшее повеление о производстве опытов на вновь устраиваемых фотогеновых заводах» следующего содержания: «По всеподданнейшему докладу Министра финансов прошения Нижегородского купца Рагозина о разрешении ему с целью испытания нового способа выделки керосина, в особенности смазочного масла из нефти, устроить временный фотогеновый завод, на котором перегонных кубов не было бы вовсе, а вместо них поставлены были бы особого рода камеры, в которых нефть разлагалась бы от действия жара».

В 1875 г. Виктор Рагозин построил в Нижнем Новгороде, на берегу Волги, свой опытный завод. Здесь он окончательно отработал технологию получения смазочных масел из мазута с помощью перегретого пара. Вот как об этом сказано в книге профессора Конона Лисенко «Нефтяное производство» (1876 г.): «Завод Рагозина в Нижнем Новгороде по получению смазочных масел – первый из виденных мною заводов. Он... состоит из одного перегонного куба в 60 вёдер ёмкостью, в котором нефтяные остатки или бакинская тяжёлая нефть перегоняются при помощи перегретого пара. Куб с тремя шлемами и тремя змеевиками. Сначала отгоняется керосин, затем идут смазочные масла, продукты собираются в ведра, сливаются в чаны, где отстаиваются, затем очищаются серной кислотой, слабым щёлоком и ещё раз водой».

14 ноября 1875 г. профессор Санкт-Петербургского технологического института Фёдор Бейльштейн (1838–1906 гг.) дал положительное заключение по итогам исследования двух сортов смазочных масел – машинного и веретенного. Затем, в течение нескольких месяцев, были проведены успешные испытания масел в производственных условиях: в мастерских Санкт-Петербургского арсенала, на Колпинском заводе, в мастерских Общества Российских железных дорог и на механическом заводе Г. Клеля. Таким образом, Виктор Рагозин совершил инновационный прорыв, а именно превратил отходы керосинового производства в ценное сырьё для получения нового продукта – смазочных масел, названных им «олеонафтами». В них остро нуждались отечественная промышленность, водный и железнодорожный транспорт.

Технология, отработанная на опытном производстве, дала все основания для расширения дела. И в небольшом уездном городке Балахне, находившемся в 34 км от Нижнего Новгорода, в конце 1878 г. Рагозин ввёл в эксплуатацию завод по производству масла, ставший вскоре главной промышленной достопримечательностью всей губернии. Уже в первый год на нём было произведено около 100 тыс. пудов превосходных смазочных масел с использованием прогрессивной для того времени технологической схемы. Сначала мазут нагревали до 300 °С, затем через него пропускали перегретый водяной пар, который увлекал за собой масляные фракции в холодильное устройство, где они отделялись от воды. После чего следовала операция кислотно-щелочной обработки дистиллята. И хотя в мировой нефтепереработке многие из этих технологий не были новостью, использование именно бакинского мазута, сочетание отдельных процессов и их режимов, аппаратное обеспечение, ассортимент получаемых масел, взвешивание применений обстоятельств лабораторных исследований – всё это имело подлинно новаторский характер. Следует также добавить, что на Балахинском заводе впервые в России была внедрена переработка «кислотных отбросов».

Новые смазочные материалы из Балахны быстро получили широкое признание у требовательного российского потребителя. А затем, весной 1879 г., Виктор Рагозин решил представить свои нефтяные масла на Всемирной выставке в Париже, где их ждал невероятный успех. Решением международного жюри русские «олеонафты» были удостоены золотой медали.

Ещё одной высокой оценкой качества продукции Балахинского завода на европейском рынке стало присуждение ей осенью 1879 г. золотой медали авторитетной французской Национальной академии сельского хозяйства, промышленности и торговли (Académie Nationale Agricole Manufacturière et Commerciale). А в следующем году предприятие «Товарищество В. И. Рагозин и К^о» достигло пика своего развития. В справочном издании «Указатель фабрик и заводов Европейской России с царством Польским и великим княжеством Финляндским» (1880 г.) приводятся следующие сведения о его работе в 1879 г.: «На заводе 22 перегонных аппарата и 14 паровых машин. Изготовлено минерального масла различных сортов и смазочных масел до 730 000 пудов. Произведено – на 1 800 000 руб. Рабочих – 369 человек».

Путь, пройденный от первых опытов Виктора Рагозина в домашней лаборато-

рии в Нижнем Новгороде до сооружения Балахинского завода и внедрения там эффективной технологии получения новых нефтяных масел, был сложен и тернист. Уникальный характер опытно-промышленного предприятия в значительной мере определил дальнейшую стратегию Виктора Рагозина. Вскоре он приступил к строительству нового завода вблизи села Константиново в Ярославской губернии.

Темпы его сооружения поразили промышленное сообщество: в марте 1879 г. был заложен фундамент под заводские корпуса, а в сентябре того же года уже была получена первая продукция. Во многом здесь сказался удачный выбор генерального подрядчика, которым стала «Строительная контора инженера А. В. Бари», где техническим директором работал выдающийся русский изобретатель, инженер-механик Владимир Шухов (1853–1939 гг.). Ряд вспомогательных заводских технологических установок спроектировал талантливый нижегородский изобретатель Василием Калашников (1849–1908 гг.). В частности, он сконструировал уникальный паронагреватель, способный доводить температуру водяного пара до 400 °С. Кроме того, им был построен высокопроизводительный аппарат для перемешивания дистиллятов масел при их очистке серной кислотой.

В целом на Константиновском заводе Виктору Рагозину и его соратникам удалось решить большой круг научно-технических, организационных и экономических проблем. Благодаря этому было создано комплексное, интегрированное, массовое промышленное производство смазочных масел. Применение высокопроизводительного оборудования в сочетании с эффективной технологией (перегонка с перегретым водяным паром, противоток холодного сырья и горячих нефтепродуктов, кислотно-щелочная очистка керосиновых и масляных дистиллятов) обеспечили заводу хорошие позиции. Он неуклонно наращивал объёмы выпуска продукции и расширял её ассортимент.

В первый год на заводе производилось четыре сорта смазочных масел: веретенное, машинное, вагонное зимнее и вагонное летнее. А затем появились и другие сорта: цилиндрическое и соляровое. Кроме того, к значимым достижениям Виктора Рагозина можно отнести и новаторские методы рекламы, маркетинга и стимулирования спроса. В справочном издании «Указатель фабрик и заводов Европейской России с царством Польским и великим княжеством Финляндским» (1880 г.) приводятся следующие

сведения о работе Константиновского завода за последние три месяца 1879 г.: «На заводе 10 паровых машин. Выделано до 570 000 пудов минерального масла различных сортов. Произведено – на 1 400 000 руб. Рабочих – 205 человек».

4 апреля 1880 г. император Александр II «высочайше» утвердил устав первой в России акционерной компании по выпуску нефтяных смазочных материалов «Товарищество производства минеральных масел В. И. Рагозин и К^о». И вскоре она была удостоена самой высокой награды для российских предприятий – права помещать изображение государственного герба на своей продукции.

В 1881 г. на Константиновском заводе создано пиролизное производство, включавшее в себя пять ретортных печей и антраценовый цех. Технологический процесс состоял в следующем: через чугунные реторты пропускали соляровое масло и получали «газовый дёготь». Его разгонка давала бензол, толуол, промежуточное и нафталиновое масло, второе промежуточное масло и антраценовый погон. Оба вида промежуточных масел фильтровали через парусину, нафталиновое масло и антраценовый погон подвергали дополнительной очистке. Оставшийся в кубе пек шёл для производства асфальтового лака.

В 1881 г. компания В. И. Рагозина за высокое качество своей продукции была удостоена сразу двух высоких международных наград – золотой медали отделения Промышленного искусства Римской академии (Section des Arts Industriels) и золотой медали Европейского научного общества (Société Scientifique Européenne). Это укрепило уверенность руководства компании в правильности выбранного курса.

Ведущие российские учёные, инженеры и предприниматели относили Константиновский завод периода 1879–1883 гг. к числу лучших отечественных предприятий. Оно отличалось высоким уровнем техники и благоустройства, разнообразием ассортимента и прекрасным качеством выпускаемых нефтепродуктов.

В отечественную историю Виктор Рагозин вошёл как плодотворный изобретатель и талантливый организатор первого в России массового промышленного производства нефтяных смазочных масел. По его примеру в стране стали строиться специализированные заводы, ориентированные на выпуск смазочных масел. Так, уже к началу 1880 годов насчитывалось 19 предприятий, перерабатывавших бакинский мазут в смазочные масла.

(Окончание следует)

НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ

18-20 марта 2014 | Москва

Совместно с Неделями российского бизнеса

«Сегодня российский нефтегазовый сектор стоит на пороге новых вызовов и перемен. Необходимо обсуждать вопросы, связанные с привлечением инвестиций в нефтегазовую отрасль страны, фискальной политикой в этой сфере, воспроизводством минерально-сырьевой базы, развитием рыночной инфраструктуры, внедрением инновационных технологий и новейших технических разработок».

А.В. Дворкович, Заместитель Председателя Правительства Российской Федерации



«Роль нефтегазового сектора в российской экономике продолжает оставаться высокой. Доля нефтегазовых доходов в бюджете РФ в 2012 году составила почти 50 %. За 12 лет добыча нефти в России выросла более чем в 1,5 раза, что соответствует уровню добычи примерно в 4 млн баррелей нефти в сутки. Сегодня Россия стала мировым лидером по объему добычи нефти и занимает шестое место по запасам, добывая каждый восьмой баррель нефти в мире».

А.В. Новак, Министр энергетики Российской Федерации

«Я надеюсь, что не только ежегодный Форум, но и наша постоянная работа в межфорумный период будет являться залогом хороших результатов, успешного развития нефтегазового комплекса и надежного позиционирования ТЭК в глобальной экономике».

А.Н. Шохин, Президент РСПП



«Главные задачи – это эффективное использование недр и эффективность работы самого нефтегазового комплекса. Структурные реформы, проведенные в НГК в 90-х годах прошлого века, в начале 2000-х дали свои плоды. Комплекс знает, что такое конкуренция и сейчас перед нефтяниками и газовиками стоят вопросы технологического перевооружения».

Ю. К. Шафраник, Председатель Совета Союза нефтегазопромышленников России

«Сегодня перед нами стоит ряд серьезных задач: развитие газовой отрасли на Востоке России, освоение арктического шельфа, укрепление сотрудничества со странами АТР – крайне перспективными рынками сбыта. Но стратегической целью нефтегазового сектора страны, безусловно, остается сохранение лидерства на глобальных энергетических рынках».

В.А. Зубков, Председатель Совета директоров ОАО «Газпром»



«Полагаю, что проведение Национального Нефтегазового Форума будет способствовать укреплению сотрудничества между представителями органов государственной власти и бизнеса, позволит уточнить перспективы инновационного развития отечественного топливно-энергетического комплекса».

С.Н. Катырин, Президент Торгово-промышленной палаты Российской Федерации

«Для нефтяной и газовой отраслей, достойно выполнивших стабилизирующую роль и обеспечивших надежное формирование бюджетов всех уровней в период кризисных экономических явлений, современный этап развития ставит ряд приоритетных вопросов и задач, многие из которых вам и предстоит обсудить в рамках Форума».

В.Ю. Алекперов, Председатель Комитета Российского союза промышленников и предпринимателей по энергетической политике и энергоэффективности



«Сейчас сложилась ситуация, когда нефти на мировом рынке много, но и стоит она недешево. Достаточно много нефти добывается на шельфах, что увеличивает затраты. Поэтому, что будет дальше, зависит от развития мировой экономики, какие страны окажутся лидерами по добыче».

Г.И. Шмаль, Президент Союза нефтегазопромышленников России

«Необходимо сформировать регулирующие механизмы повышения энергоэффективности государственных компаний и их ответственность, на законодательном уровне четко установить принципы и методы формирования политики энергосбережения в государственных компаниях, структуру и содержание этой политики, функций и задач, решаемых государственными компаниями».

П.Н. Завальный, Заместитель председателя Комитета Государственной Думы по энергетике, Президент Российского газового общества



Сбор, подготовка и транспортировка углеводородов - 2014

24 - 29 марта 2014 г.
СОЧИ

- проектирование объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов, интегрированные проекты;
- строительство промысловых и магистральных трубопроводов; техника и технология ГНБ;
- трубы, трубопроводная и запорная арматура;
- инновационные технологии мониторинга технического состояния трубопроводных систем;
- оборудование насосных и компрессорных станций;
- строительство и эксплуатация нефтегазохранилищ, резервуарное оборудование;
- строительство и эксплуатация подземных хранилищ газа, интеллектуальные системы их мониторинга;

- борьба с коррозией, предупреждение и ликвидация АСПО;
- современные технологии, материалы и реагенты в системах сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- физико-химические методы регулирования структурно-реологических свойств нефтей;
- автоматизация инфраструктур, КИП, ИТ-технологии;
- сервисные работы в процессах строительства и эксплуатации объектов сбора, подготовки и транспортировки углеводородов;
- обслуживание и охрана трубопроводов, обеспечение промышленной, пожарной и экологической безопасности;
- ликвидация аварийных разливов нефти.

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

12 - 17 мая 2014 г.
ГЕЛЕНДЖИК

- ремонтно-изоляционные работы в нефтяных и газовых скважинах;
- повышение нефтеотдачи пластов, моделирование и оценка технологической эффективности МУН;
- интенсификация добычи нефти и газа;
- гидроразрыв пласта;
- глушение скважин, временная блокировка продуктивных пластов;
- вторичное вскрытие;
- крепление призабойных зон слабоцементированных коллекторов;
- ликвидация осложнений при бурении скважин;

- зарезка вторых стволов;
- роль геолого-промысловых исследований при ремонте скважин;
- применение колтюбинговых технологий;
- внутрискважинный инструмент и технологическое оборудование;
- организация сервисных услуг;
- технико-экономический анализ проектов, супервайзинг, управление;
- информационные технологии;

Строительство и ремонт скважин - 2014

22 - 27 сентября 2014 г.
АНАПА

- новые технологии бурения, заканчивания и ремонта скважин;
- проектирование, организация, контроль и супервайзинг буровых работ;
- геофизическое сопровождение процессов строительства и ремонта скважин;
- управление траекторией ствола скважины, геонавигация;
- строительство многостволовых скважин и КРС зарезкой боковых стволов;
- буровые установки и установки для КРС;
- долота и скважинный инструмент;
- колтюбинговые технологии, оборудование и инструмент;
- системы буровых растворов, материалы и химические реагенты;

- цементирование скважин: технологии, оборудование и материалы;
- освоение скважин и вызов притока;
- предупреждение и ликвидация осложнений;
- ремонтно-изоляционные работы;
- трубы нефтяного сортамента, резьбовые соединения, защита от коррозии;
- автоматизированные системы управления;
- энергоэффективные технологии;
- организация сервиса;
- снижение степени рисков и промышленная безопасность.

Интеллектуальное месторождение: инновационные технологии от скважины до магистральной трубы

20 - 25 октября 2014 г.
СОЧИ

- передовые технологии сбора и обработки геологической и геофизической информации, создание геологической модели, цифровая модель керна;
- моделирование разработки месторождений: инновационные подходы, интегрированное моделирование, программные комплексы;
- проектирование высокотехнологичных скважин;
- удаленный мониторинг буровых работ, инновации в бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин, боковых стволов;
- технологии «интеллектуального» заканчивания скважин, многостадийные ГРП;
- проектирование, мониторинг и управление «интеллектуальной» разработкой нефтяного месторождения, планирование МУН;

- интеллектуальный контроль скважин в процессе добычи нефти и газа, системы погружной телеметрии;
- материалы, реагенты и технологии для «интеллектуальных» скважин, пакерное и вспомогательное оборудование;
- оптимизация работы промысловых объектов нефтегазодобычи с помощью внедрения высокотехнологичных систем измерений и контроля, станции дистанционного управления;
- автоматизированные системы управления технологическими процессами (АСУ ТП) нефтегазодобывающего производства;
- энергоэффективные технологии в добыче нефти и газа;
- технологии «интеллектуальных» скважин на ПХГ;
- «интеллектуальные» тренажеры для обучения специалистов нефтегазового комплекса.

информационные партнеры



информационные партнеры



информационные партнеры

