

Читайте журнал

РЕСУРСЫ ШЕЛЬФА

**РЕСУРСЫ
ШЕЛЬФА**

По вопросам сотрудничества обращайтесь по телефонам:
+7 (495) 350-05-72; +7 (916) 138-52-99
или по электронной почте: adv@neftrossii.ru; asoldatov@neftrossii.ru

Нефть россии

АНАЛИТИЧЕСКИЙ
ЖУРНАЛ

Июнь
2014

www.neftrossii.ru

**XXI МНК:
будет ли ответ
на новые вызовы?**

20
лет

Иван Грачёв:
наступает время прагматиков

Россия – Украина:
новый узел противоречий

Грядёт ли «гидратная
революция»?

Арктика: как измерить
«транспортные ворота»?

Сахалин – нефтегазовый
форпост России

Иран: большие планы
нефтяной державы

НЕФТЬ РОССИИ № 6 2014

Двадцать лет спустя

Верность однажды избранному формату и стремление всегда быть актуальным позволяет «Нефти России» встретить свой юбилей с уверенностью в завтрашнем дне

Валерий АНДРИАНОВ

Двадцать лет назад, в 1994 году, в свет вышел первый номер журнала «Нефть России». Пожалуй, именно 20-летний рубеж, как никакой другой юбилей, имеет некое символическое значение. И дело тут не только в ассоциациях с романом Александра Дюма, название которого автор этих строк, не удержавшись, вынес в заголовок. Двадцать лет – это, если верить социологам, период смены поколений. Молодые люди, достигшие 20-летнего возраста, вступая в активную общественную жизнь, вносят изменения в устоявшиеся традиции и правила, формируют новые общественные вкусы. И то, что было интересно людям 20 лет назад, возможно, не будет уже представлять никакой ценности для нового поколения.

Поэтому и для печатного издания 20 лет – это не просто красивая цифра. Достигнув этого «возраста», важно осознать – действительно ли то, что было важно и нужно читателям 20 лет назад, востребовано и сегодня? Интересен ли журнал и новому поколению специалистов?

Преддверие 20-летнего юбилея оказалось непростым для нашего журнала. После смены учредителя он почти год не выходил в свет. Но с конца 2013 года «Нефть России» вновь вернулась к своим читателям. И произошло это именно потому, что мы, коллектив редакции, поняли: он по-прежнему востребован нефтегазовым сообществом. Несмотря на упомянутое частичное «обновление поколений», издание всё так же вызывает интерес и у широкой читательской аудитории, и у тех специалистов, которые хотят поделиться на его страницах результатами своих исследований или мнением о ситуации в той или иной области НГК.

И весьма приятно, что возродившийся журнал не только продолжил сотрудничество со многими своими давними авторами, публиковавшимися у нас практически все два десятилетия, но и уже обрёл новых, представляющих как раз молодое поколение и познакомившихся с нашим изданием ещё на студенческой скамье. Всё это свидетельствует о том, что выбранный 20 лет назад формат существования «Нефти России» востребован и сегодня.

Так уж совпало, что «Нефть России» отмечает свой юбилей в дни проведения в Москве XXI Мирового нефтяного конгресса. Этот форум периодически собирается уже более 80 лет, но он по-прежнему привлекает неослабевающее внимание специалистов-нефтяников. Думаю, не будет слишком большой нескромностью заявить, что и у МНК, и у «Нефти России» общий секрет «вечной молодости» – открытость для дискуссий, готовность предоставить трибуну для выразителей всех точек зрения и отсутствие боязни перед «слишком смелыми» идеями (которые часто как раз и оказываются пророческими).

Но, конечно, «верность формату» – далеко не единственный залог успеха печатного СМИ или международного форума. Не менее важно – неизменная актуальность, умение вовремя разглядеть и оценить нарождающиеся тенденции, не только оперативно осветить те или иные события, но и дать им правильную ин-

терпретацию. Хочется надеяться, что авторы нашего журнала прекрасно справляются и с такой задачей. Попробую продемонстрировать это на примере нынешнего, юбилейного номера.

Так, пожалуй, самая актуальная тема последних месяцев – российско-украинские отношения, в частности – в газовой сфере. Конфликт между сторонами возник не вчера, он зрел на протяжении многих лет, но разобраться, кто прав, кто виноват, не так-то просто. Как отмечает наш автор, доктор экономических наук Андрей Коноплиник (см. статью «Россия – Украина: новый узел противоречий»), реальная картина оказалась искажена ангажированной прессой, безответственными и/или некомпетентными политиками. *«Как известно, чаще слышат не тех, кто предъявляет наиболее весомые аргументы, которые требуют к тому же понимания предмета, а тех, кто громче кричит»*, – справедливо подчёркивает он. В своей публикации автор предпринимает попытку обстоятельно разобраться в позициях сторон и, дав им оценку, предложить пути выхода из возникшего кризиса.

Не менее горячая тема последнего времени – появление новых видов углеводородного сырья, альтернативных традиционным нефти и газу. Любопытно, что обычно отношение к ним экспертов подчёркнуто полярное – либо провозглашение их панацеей от грядущего «энергетического голода», либо полное неприятие и обзывание очередным «пузырём». Журнал «Нефть России» уже не первый год пытается глубоко разобраться в данной проблеме. В нынешнем номере другой наш постоянный автор, доктор экономических наук Алексей Мастепанов, обстоятельно анализирует возможность «гидратной революции» и приходит к выводу: *«В ближайшие 15–20 лет газогидраты, по всей видимости, не смогут составить реальной конкуренции традиционному газу российских дальневосточных проектов на рынках стран АТР, чего нельзя сказать о более позднем периоде. Однако надо понимать, что могут появиться и какие-то новые, высокоэффективные технологии разработки газогидратов, которые дадут ответ на традиционный вопрос: производить или импортировать?»*

Наконец, ещё один из самых дискутируемых ныне вопросов – перспективы освоения углеводородных ресурсов Арктики. И здесь опять-таки оптимисты и скептики занимают непримиримые позиции. Не пытаясь встать ни на одну из сторон, «Нефть России» традиционно стремится составить «пазл» целиком, чтобы увидеть картину происходящего во всей её полноте. Так, директор ООО «Гекон» Михаил Григорьев в статье «Как замерить “транспортные ворота”?» подходит к решению этой проблемы не с эмоциональной, а со строго научной точки зрения. Он проводит скрупулёзный подсчёт объёмов сырья, которые могут быть добыты и транспортированы в Арктическом регионе в ближайшие годы.

Одним словом, оперативность информации и актуальность тематики не могут служить помехой тому, чтобы внимательно и глубоко разобраться в проблеме. И такой подход, исповедуемый нашими авторами, думаю, станет залогом того, что «Нефть России» будет интересна и новому поколению читателей. ■



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

Редакционный совет

Анатолий ДМИТРИЕВСКИЙ
Академик РАН, директор Института
проблем нефти и газа

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

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

Геннадий ШМАЛЬ
Президент Союза нефтегазопромышленников

Александр РОМАНИХИН
Президент Союза производителей нефтегазового
оборудования

Андрей КОНОПЛЯНИК
Д. э. н., профессор

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

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

Александр МАТВЕЙЧУК
К. и. н., академик РАН

Анатолий ДИОРДИЕНКО
Основатель журнала «Нефть России»

Анатолий ПЕЧЕЙКИН
Секретарь Редакционного совета

Издатель
Андрей СОЛДАТОВ
asoldatov@neftrossii.ru

Главный редактор
Валерий АНДРИАНОВ
andrianov@neftrossii.ru

Заместитель главного редактора
Дмитрий ГУРТОВОЙ

Над выпуском работали:
Владимир АКРАМОВСКИЙ,
Константин БАСКАЕВ,
Марина СОЛДАТОВА

Вёрстка Елена АРХИПОВА

Корректор Алла БАБИЧ

Учредитель Валерий АНДРИАНОВ

Телефон редакции: +7 (495) 350-05-72,
+7 (916) 138-52-99
e-mail: adv@neftrossii.ru

Сайт: www.neftrossii.ru

Отпечатано в типографии ЗАО «Граффити»
121165, Москва, ул. Киевская, д. 22,
корп./стр. 1, офис/кв. 103

Тираж 3000 экз.

Подписано в печать 10.06.2014
Цена свободная

Статьи, публикуемые на правах рекламы, обозначены ■

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

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

Обложка – фото из архива ООО «Транспресс».
Автор А. Верещагина.



NOTA BENE

В. АНДРИАНОВ

Двадцать лет спустя

Верность однажды избранному формату и стремление все-
гда быть актуальным позволяет «Нефти России» встретить
свой юбилей с уверенностью в завтрашнем дне **1**

ИЗ ПЕРВЫХ УСТ

Время прагматиков

Несмотря на обострение отношений между РФ и Евро-
пой, параметры развития энергосотрудничества будет
определять реальный бизнес, а не политики. Интервью с
председателем Комитета Госдумы РФ по энергетике Ива-
ном ГРАЧЁВЫМ **8**

АНАЛИЗ И ПРОГНОЗ

Е. САВЧИК,

руководитель направления «Исследования»;

М. БЕЛОВА,

кандидат экономических наук, старший аналитик
направления «Международные рынки» (Энергетиче-
ский центр бизнес-школы «СКОЛКОВО»)

«Эра бензина» заканчивается?

Каковы могут быть драйверы и возможные последствия
глобальной «электромобилизации»? **12**



А. КОНОПЛЯНИК,

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

Е. ОРЛОВА,

аспирант;

М. ЛАРИОНОВА,

магистрант

(кафедра «Международный нефтегазовый бизнес»
РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина)

Россия – Украина: новый узел противоречий

Очередное обострение отношений между Москвой и
Киевом в газовой сфере имеет давнюю экономическую
подоплёку **16**

УПРАВЛЕНИЕ

А. Э. КАРАЕВ, доктор технических наук;

А. В. БОРОДИН,

А. Н. БУДЯКОВ

(ОАО «Газпром нефть», DMTOKS@gazprom-neft.ru)

От построения системы бизнес-аналитики к своевременному принятию точных бизнес-решений **22**

РЕГИОН

Нефтегазовый форпост России

Перспективы наращивания добычи углеводородов на
Сахалине связаны как с шельфом, так и с участками на
суше. Интервью с губернатором Сахалинской области
Александром ХОРОШАВИНЫМ **26**

АВТОРСКАЯ КОЛОНКА АНТОНА УСОВА, КПИМ

А на наш век хватит?

Почему компаниям все труднее добывать нефть **30**



«Газпром нефть»



«Газпром нефть»



«Газпром нефть»

ШЕЛЬФ

М. ГРИГОРЬЕВ,
директор ООО «Гекон», член Научного совета РАН по проблемам геологии и разработки месторождений нефти, газа и угля

Как измерить «транспортные ворота»?

Прогноз объемов перевозок углеводородов в Арктике должен опираться на реальную оценку ресурсной базы и состояния реализации транспортных проектов **33**

МИРОВОЙ РЫНОК

А. ВАЛЕНТИНОВ

Глобальные последствия «сланцевого прорыва»

Уже в ближайшие годы из США «выплеснутся» на мировой рынок значительные объёмы СПГ, СУГ и полимеров **40**

Мехди САНАИ,

доктор политологии,
Чрезвычайный и Полномочный Посол Исламской Республики Иран в Российской Федерации;

Л. РУБАН,

доктор социологических наук, профессор, руководитель международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции», Институт энергетических исследований РАН

Иран: большие планы нефтяной державы

Реализуя проекты в Персидском заливе и на Каспии, ИРИ одновременно развивает нефтепереработку и нефтехимию и расширяет транспортную систему **46**

**РЕСУРСЫ**

А. МАСТЕПАНОВ,

доктор экономических наук, академик РАЕН, руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности – заместитель директора ИПНГ РАН, член Совета директоров Института энергетической стратегии

Произойдёт ли «гидратная революция»?

Гидраты в обозримой перспективе могут стать альтернативным источником газоснабжения для стран Азиатско-Тихоокеанского региона **50**

EX LIBRIS

А. ЧУМАКОВ,

доктор философских наук, профессор, заведующий кафедрой философии ФГОБУ ВПО «Финансовый университет при Правительстве РФ»

Восстанавливая историческую справедливость

Вышла в свет книга, посвящённая истории Хадыженского нефтяного техникума **56**

БЫЛОЕ

А. МАТВЕЙЧУК,

кандидат исторических наук, действительный член РАЕН

Нефтяные высоты 1971 года

Проведение VIII Мирового нефтяного конгресса в Москве стало знаменательной вехой в истории отрасли **58**



Дорогие друзья!

Поздравляю вас с 20-летним юбилеем журнала «Нефть России»!

Ваше издание увидело свет в переломные для отечественного топливно-энергетического комплекса годы и за короткий срок стало одним из самых авторитетных отраслевых СМИ в стране. Профессионализм редакционного коллектива позволил создать широко известную дискуссионную площадку, обеспечивающую всесторонний обзор и конструктивное обсуждение ключевых вопросов нефтяной промышленности.

Публикуемые в «Нефти России» материалы отличаются глубокий аналитический подход, выбор актуальных тем, компетентная экспертная оценка перспектив развития российского и мирового нефтегазового сектора. Рад отметить, что читатели издания могут знакомиться с направлениями научного поиска и производственными достижениями открытого акционерного общества «Сургутнефтегаз». Безусловно, работа вашей редакции призвана содействовать приумножению научно-технического потенциала отрасли и повышению её эффективности.

В честь юбилея примите пожелания крепкого здоровья, благополучия, успешной реализации ярких идей и всего наилучшего!

**Генеральный директор
ОАО «Сургутнефтегаз»**

В. Л. Богданов



От имени концерна «Шелл» поздравляю журнал «Нефть России» с 20-летием!

Нефтегазовая отрасль является ключевой для российской экономики, и доступ к качественной информации стал неотъемлемой частью работы всех нефтегазовых компаний, осуществляющих деятельность в России. За время существования журнал зарекомендовал себя как одно из ведущих отраслевых изданий в Российской Федерации. На страницах «Нефти России» можно встретить актуальные российские и международные новости ТЭК, интересные комментарии и аналитику. «Нефть России» всегда придерживается самых высоких стандартов качественной деловой журналистики.

В журнале неоднократно появлялись материалы, посвящённые концерну «Шелл»: статьи о российских и зарубежных проектах компании, новости о развитии нашего бизнеса в России и интервью с представителями «Шелл». Нам отрадно, что юбилей журнала «Нефть России» совпадает с 20-летием нашего российского совместного предприятия – компании «Сахалин Энерджи», успешно реализующей один из самых сложных нефтегазовых проектов в мире и построившей в России первый завод по производству сжиженного природного газа. Надеюсь, что у журнала «Нефть России», как и у компании «Сахалин Энерджи», всё самое лучшее ещё впереди. Желаю новых свершений и интересных материалов!



**Председатель концерна «Шелл»
в России**

Оливье Лазар



От имени КППМГ и лично от себя с удовольствием поздравляю журнал «Нефть России» с двадцатилетием!

Ваш журнал всегда был и остаётся примером профессионального отношения к делу развития нефтегазовой отрасли нашей страны. Мы очень рады, что у нас есть возможность сотрудничать с ведущим отраслевым изданием, и хотелось бы выразить редакции искреннюю благодарность за тот труд, который вы вкладываете в каждый выпуск, и умение подать информацию чётко, объективно и в нужный момент.

От всей души желаю журналу и команде дальнейшего процветания, успехов, новых интересных тем и ещё большего количества благодарных читателей.

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



cutting through complexity



Уважаемые коллеги!

От имени Трубной Металлургической Компании и от себя лично поздравляю редакцию журнала «Нефть России» с 20-летием!

В нашей компании ваш журнал ценят и уважают как ценный источник информации о российской нефтяной промышленности. Вы объективно отражаете основные события, происходящие в отрасли, тенденции и перспективы её развития, новейшие научные разработки и технические достижения, приводите комментарии авторитетных специалистов на актуальные темы.

Трубная Металлургическая Компания имеет обширные деловые связи с российскими нефтегазовыми компаниями – крупнейшими потребителями нашей продукции. Более того, предоставляя нашим партнёрам широкий спектр сервисных услуг, мы уже давно считаем ТМК частью нефтегазового комплекса России. И мы искренне благодарны вам за то, что, предоставляя информацию по широкому спектру тем, касающихся нашей отрасли, вы помогаете нам быть в курсе всех основных событий нефтегазового рынка.

Оставайтесь таким же интересным, информативным и профессиональным изданием! От всей души желаю всем сотрудникам коллектива редакции журнала «Нефть России» крепкого здоровья, счастья, благополучия, оптимизма и новых творческих успехов!

**С уважением,
Генеральный директор
Торгового дома ТМК**

Владимир Оборский



РОСГОССТРАХ



От имени Группы компаний РОСГОССТРАХ и от себя лично сердечно поздравляю редакцию журнала «Нефть России» с 20-летием!

Преданность своему делу и многолетняя профессиональная деятельность коллектива журнала заслуживают самого искреннего уважения. Каждый номер вашего издания отличаются высокий профессионализм, авторитетность и компетентность в специфике отрасли.

Освещая главные тенденции и направления развития топливно-энергетического комплекса нашей страны, вы внесли значительный интеллектуальный вклад в становление стратегической отрасли России.

От всей души желаем вам неиссякаемой энергии, благополучия, успешной реализации профессиональных задач и новых творческих высот!

Генеральный директор
ОАО «Капитал Страхование»
Группа компаний РОСГОССТРАХ
О.В. Тронеv



ОАО «Капитал Страхование», лицензия ФССН С № 1298 86 от 30.04.2009; ООО «Росгосстрах», лицензия С № 0977 50 выдана ФССН 07.12.2009

БУРЕНИЕ & Нефть



Уважаемые коллеги!

От всей души поздравляем вас с 20-летием!

В ряду специализированных изданий, освещающих проблемы энергетики, нефтегазового комплекса России и международного сотрудничества в сфере нефти и газа, первыми всегда быть трудно. Тем не менее за «Нефтью России» прочно закрепилась репутация авторитетного, хорошо информированного отраслевого издания.

Материалы, публикуемые в журнале, отличаются глубоким анализом исследуемых проблем, а посему служат надёжным компасом для руководителей и специалистов предприятий нефтегазовой промышленности России.

Желаем коллективу журнала дальнейшего творческого роста, новых интересных и актуальных публикаций, а также здоровья, счастья и удачи!

Генеральный директор ООО «Бурнефть» –
учредитель журнала «Бурение и нефть»

А. С. Удинский

Главный редактор журнала «Бурение и нефть»
и весь коллектив редакции

Л. Н. Нечайкина



Уважаемые коллеги!

Журнал «Нефть России» всегда уделял большое внимание проблемам смежных отраслей, в частности нефтяному машиностроению. От производства современной техники, высокого технического уровня и качества, зависят успехи российских нефтяников. Журнал внёс большой вклад в решение проблемы переориентации предприятий оборонно-промышленного комплекса на выпуск продукции для нефтяников. Сотрудники издания в течение двух десятилетий способствовали сближению нефтяного и машиностроительного комплексов. Планомерно публиковались профессиональные материалы, позволяющие промышленникам лучше понять запросы сырьевой отрасли.

Сегодня, когда на первый план выходит решение проблемы импортозамещения в нефтегазовом комплексе, деятельность «Нефти России» становится ещё более актуальной. Журнал занимается освещением вопросов научно-технического прогресса в нефтяной отрасли, помогает концентрировать внимание на приоритетных направлениях, доводит до читателей различные точки зрения. Представители журнала «Нефть России» регулярно встречаются с машиностроителями на различных форумах, выезжают на предприятия, держат руку на пульсе отраслевого машиностроения.

Союз производителей нефтегазового оборудования поздравляет ведущий нефтяной журнал с юбилеем и желает расширения взаимодействия с компаниями нефтегазового машиностроения и новых, интересных материалов о модернизации ключевой отрасли российской экономики.

С наилучшими пожеланиями,
Президент Союза производителей
нефтегазового оборудования


Александр Романихин

Уважаемые коллеги!

Сердечно поздравляем вас со знаменательной датой – 20-летним юбилеем журнала «Нефть России»!

За эти годы ваш журнал прошёл большой путь от корпоративного до многогранного отраслевого издания. Материалы журнала профессионально раскрывают большинство наиболее важных аспектов отечественной и мировой нефтяной промышленности. Несмотря на многие трудности, благодаря вашим усилиям журнал уверенно занимает свою позицию среди отраслевых СМИ, сохраняет свою читательскую аудиторию и продолжает кропотливо отслеживать основные события в жизни отечественной энергетики. Нам особенно приятно отметить нашу давнюю дружбу с коллективом журнала «Нефть России». Мы уверены, что наше сотрудничество имеет плодотворные взаимовыгодные перспективы в настоящем и будущем.

Искренне желаем всему коллективу журнала дальнейшего успешного роста, профессиональных достижений, решения любых поставленных задач, неуклонного увеличения числа подписчиков и читателей, здоровья и благополучия вам и вашим близким!

Коллектив редакции журнала
«Нефтяное хозяйство»



Время прагматиков

Несмотря на обострение отношений между РФ и Европой, параметры развития энергосотрудничества будет определять реальный бизнес, а не политики

Последние месяцы оказались богатыми на события в области внешней энергетической политики. Был наконец-то подписан договор о поставках газа в Китай, что можно считать важнейшим прорывом на восточном энергетическом направлении. Вместе с тем, события на Украине привели к обострению отношений между Москвой и Брюсселем, что грозит сказаться и на энергетическом партнёрстве между Россией и ЕС. В частности, возможны трудности с реализацией проекта «Южный поток».

Какой энергетической политики должна придерживаться Россия в данных обстоятельствах? Об этом журналу «Нефть России» рассказал председатель Комитета Госдумы РФ по энергетике Иван ГРАЧЁВ.

– Иван Дмитриевич, недавно было подписано долгожданное соглашение о поставках российского газа в Китай. Как Вы оцениваете его значение для обеих сторон?

– Китай в ближайшие годы будет нуждаться примерно в 100 млрд м³ газа в год. Взять его гарантированно по нормальным ценам, кроме как у России, нигде. Поэтому КНР была серьёзно заинтересована в этом контракте. России тоже без дополнительных рынков сбыта практически невозможно развивать восточные газоносные провинции, которые уже пошли в рост. Тем более осваивать Север. Поэтому наша страна была заинтересована в этом контракте. Но с Китаем шли долгие споры.

Недавно я дал большое интервью газете «Женминь Жибао», где напомнил, что ещё пару лет назад при общении с китайскими энергетиками и учёными-исследователями невольно возникала мысль о том, что они искренне верят в американскую пропаганду дешёвого сланцевого газа. Либо просто используют этот миф в качестве противовеса при переговорах с нами. Такая ситуация дол-



гое время мешала их правильному подходу к цене на российский газ. Но постепенно вектор менялся – наши китайские коллеги, придя к определённым выводам (видимо, путём глубоких подсчётов и исследований), настраивались на предметный разговор. А после того как Shell и BP стали с убытками уходить из Америки, да и вообще из сферы сланцевого газа, иллюзии начали рассеиваться. И в том интервью, вышедшем в марте, я с большой степенью вероятности предположил, что договориться до июля нам будет вполне реально. Получилось так, что договорились уже в мае.

Данное соглашение – итог десятилетней совместной работы, и была уверенность, что наши партнёры согласятся, в конце концов, на европейские цены. Возможно, что украинские события и последовавшая за этим реакция западных стран ускорили подписание на месяц-два. В целом сути это не меняет.

– Но звучат разговоры, будто цены-то как раз ниже европейских...

– Тут всё просто: Европа платит порядка 370 долларов за 1 тыс. м³, потому что от Ямала или Тюменской области до Берлина или Праги дальше, чем от Ковыкты до Китая. Всё справедливо и нормально. Проблема, на мой взгляд, в другом – газ

этих месторождений очень хороший, там много гелия, других ценных компонентов. Учитывая его химическую насыщенность, с точки зрения синергетического эффекта выгоднее его перерабатывать непосредственно на месте. Россия обязана создавать производства по выпуску продукции с высокой добавленной стоимостью на базе наших энергоресурсов. И если в Китай газ будет отправляться без учёта интересов отечественной газохимии, то есть без предварительного отбора ценных компонентов, тогда сделка в итоге окажется не такой уж и выгодной.

– Критики также говорят, что подготовка ресурсной базы и строительство инфраструктуры для экспорта газа в Китай займут много времени и обойдутся очень дорого...

– Талаканское нефтегазоконденсатное месторождение уже осваивается. Оно находится совсем рядом с Чаяндинским. Я там побывал, видел, что там уже сделано. Рядом с нефтяными трубами, которые идут примерно в том же месте, где должны пойти газовые, уже проложены хорошие дороги. Но только населению не дают ими пользоваться из соображений безопасности. И всё же раз там уже осуществляется перекачка, значит, есть

и посёлки, и всё, что необходимо для того, чтобы прокладывать эти трубы. Оттуда нефть идёт по контракту в Китай. Мы достоверно знаем, что ничего сверхъестественного и сверхтрудного в строительстве этих труб до территории Китая нет. Поэтому, кстати, цифра в 55 млрд долларов (капитальные затраты по китайскому проекту) меня озадачила. Если речь идёт только о трубах, то не должно быть такой цены. Может быть, в контракте предполагается и предварительная сепарация этого газа – по сути, начало газохимии. Тогда это на самом деле очень выгодная история – формирование не только газонефтяного, но и газохимического кластера будущего.

Трубу предполагается тянуть до Владивостока. Этого тоже обычно не рассказывают, но на самом деле на наши и китайские деньги планируется соорудить газопровод в Корею и Японию. В перспективе объёмы перекачки газа по нему будут не меньше, чем в Китай. Однако заводы по сжижению газа во Владивостоке в любом случае собираются возводить – если надо, их выстроят до 2017–2018 гг. Соответственно, это тоже чрезвычайно выгодная и полезная история. Поэтому, на мой взгляд, те, кто так уж сильно критикуют этот проект, – преувеличивают проблемы и неверно его оценивают.

– Меморандум о взаимопонимании подписали больше года назад, а контракт заключили только сейчас, так как были разногласия по цене газа. Какая цена, на Ваш взгляд, оптимальна?

– Объективно есть европейские цены – 350–400 долларов за 1 тыс. м³. Япония сегодня готова покупать сколько угодно газа по 500 долларов. Я считаю, что с учётом транспортировки цены будут на уровне европейских. Но, как я уже отмечал, «транспортные плечи» там поменьше, чем Европы, соответственно, цены могут быть по факту чуть ниже европейских. Но разница, на мой взгляд, несущественная.

– Что будет с пошлинами на экспорт в восточном направлении? Надо ли их отменять?

– Таможенные пошлины, я думаю, отменять не надо. Я вообще не сторонник таких мер. Разве что когда осваивают новые месторождения по новым технологиям. Да и то временно. Так что, на мой взгляд, НДС, ИДПИ, НДС и т. д. – это всё можно отменять на достаточно долгие сроки, а пошлины я бы не трогал.

– Какие стратегические выгоды, помимо финансовых, даёт это соглашение России и Китаю?

– Китай получает гарантированные поставки в растущих объёмах, потому что мы и Охотское море освоим, и Север... Впрочем, других вариантов у КНР и не было. Потому что морские поставки с южного направления всегда будут проблемными. Иран? Ну, это сложная история. Туркменистан – да, китайские компании в значительной степени его осваивают. Но я думаю, что они уже получили то, что могли получить. Объёмов там недостаточно.

Кроме того, за счёт поставок газа из России Китай решит фундаментальную (и экономическую, и социальную) проблему чистой энергии. В китайских городах концентрация в воздухе угарного газа превышает все нормы.

А Россия получает гарантированный рынок сбыта на случай каких-то глупых, неадекватных реакций со стороны Европы.

– Как скоро окупятся инвестиции?

– Давайте прикинем. Почти 40 млрд м³ газа условно по 500 долларов за 1 тыс. м³. Итого, 20 млрд долларов в год выручки. Там рентабельность обычно хорошая. Окупится всё в очень короткие сроки, меньше чем за десятилетие.

– Каково, по Вашему мнению, будущее украинско-европейского направления поставок – закроют, переформируют, сократят?

– Прежде всего, вопреки мнению многих экспертов, я считаю, что никакого снижения потребления российского газа в Европе не будет. Это всё басни. Реально же Европе будет нужно ещё около 100 млрд м³ газа в год. И в основном она станет покупать его в России, поскольку все остальные страны сворачивают поставки. Поэтому я уверен, что рекордные прошлогодние объёмы поставок – более 160 млрд м³ – не только сохранятся, но и будут превышены. Следовательно, украинский маршрут ещё нам необходим.

– В США всё чаще раздаются призывы к снятию ограничений на экспорт сжиженного природного газа в Европу и на Украину. Якобы это избавит регион от «пагубной энергозависимости от России»...

– Такой сценарий сегодня невозможен. Слишком большими могут оказаться экономические потери – никто ни в Европе, ни в самих США не согласится на это.

Поставки в больших объёмах просто невозможны. Дешёвого газа сегодня нет уже в самих США. Себестоимость там доходит до 300 долларов за 1 тыс. м³. Посчитаем, сколько это будет с доставкой, и получим 500 долларов и выше. Так что вряд ли прагматичные американцы, весьма щепетильные в расходах, возьмутся быть газовым донором целого промышленного континента. Причём отметим: континент этот для них – главный конкурент в экономике.

Напомним также, что и в самих США сейчас набирает обороты реиндустриализация. Всё, что они могут сделать в такой ситуации, – это совершить «красивый» политический жест, послав один танкер со сжиженным газом в Европу. Но никак не более.

А между тем, потребление газа на Европейском континенте только растёт, за 2013 г. поставки российского газа увеличились почти на 20%. Никто кроме России не способен сегодня удовлетворить растущий спрос Старого Света.

Но самое главное заключается в том, что настраивание крупного бизнеса – как в Европе, так и в Америке – в корне отличается от мнений политиков, часто отодвигающих экономику глубоко на третий план.

В деловых кругах, в отличие от политических, прагматический подход преобладает давно. А их позиция естественно оказывает влияние и на власть. И там, во власти, тоже находятся люди, способные с деловым энтузиазмом продвигать прагматические, а не абстрактные идеи.

– То есть намерение Европы снизить свою энергетическую зависимость от России не имеет под собой прочной базы?

– Да, стремление обезопасить себя энергетически от России экспериментально не обосновано. Есть 40-летняя история, говорящая в нашу пользу. В самые «горячие» времена «холодной войны» Россия железно и неукоснительно соблюдала контракты. Никаких проблем (кроме транзитных) с этим никогда не было. Следовательно, решать надо проблемы с транзитёром, а не пытаться увеличить дистанцию с поставщиком. Это совершенно очевидные вещи, и я их высказал на недавней берлинской Международной конференции по энергетической безопасности.

В новую стратегию энергетической безопасности Европы входит ещё и снижение на 20% к 2020 г. энергопотребления – эту



цель я также не могу назвать, иначе как утопической. Прогресс и энерговооружённость – неразделимые понятия.

– А как в ходе упомянутой конференции проблемы европейской энергобезопасности оценили представители зарубежного бизнеса?

– Председатель наблюдательного совета инвестиционного банка Morgan Stanley Лутц Райттинг привёл такой факт: с 2008 г. цена на электроэнергию в Соединённых Штатах сократилась вдвое, в то время как в Германии с 2005 г. этот показатель вырос на 45%, почти наполовину. А энергетическая санация, по его мнению, лишь усугубит это положение – Германия начнёт проигрывать в конкурентной борьбе.

Немецкие предприниматели подчёркивали, что в центре внимания должны быть не одни только возобновляемые источники энергии. Необходимо принять все меры, для того чтобы не удалиться на опасное расстояние от рынка ископаемого топлива. Ведь им неизбежно будут пользоваться в течение многих десятилетий в связи с фактическим отсутствием реальных альтернатив.

В своём выступлении я привёл наглядную историю с Крымом. Там установлены солнечные панели совокупной мощностью примерно 400 мегаватт. Это много. Но у меня на столе уже лежат письма, свидетельствующие о том, что данная солнечная энергетика требует дотаций – 34 евроцента на кВт/ч. То есть, чтобы система работала, надо доплачи-

вать примерно 16 рублей на каждый кВт/час. И это раз в 10 больше, чем у нормальной тепловой станции.

Данная история нашла живой отклик у представителей немецкого бизнеса, поскольку за ветровые и солнечные мощности они доплачивают из собственного кармана. И немецкие бизнесмены понимают, что идея с ограничением потребления в Европе традиционных энергоресурсов в высшей степени сомнительна.

– Но что же делать с транзитом? Что говорили по этому поводу участники конференции?

– Я высказал на конференции мысль, которую часто повторяю: незыблемость энергетических связей – задача не одной России. Разумеется, в случае непреодолимых разногласий – связаны ли они с событиями на Украине, либо с чем-то иным – обе стороны, смирившись с неизбежными потерями (возможно, очень большими), сумеют найти альтернативу – это отчасти уже и происходит. Но вот будет ли она такой же надёжной и основательной? Потому я снова высказался за тройственный консорциум с участием Германии, России и Украины с целью модернизации украинской газотранспортной системы (ГТС). Если немецкие партнёры возьмут на себя роль инициатора, то в скором будущем это полностью гарантирует все поставки в Европу.

С Украиной правильнее договариваться, используя Европу, которая тоже заин-

тересована, во-первых, в гарантированном транзите, а во-вторых, в меньших затратах. Ведь лишние расходы лягут на конечного потребителя.

Сейчас украинская ГТС стоит 5–7 млрд долларов, такая же сумма понадобится на её ремонт. При заинтересованности в украинском транзите Брюссель мог бы взять значительную часть данных расходов на себя.

– А пойдут ли киевские власти на такой компромиссный вариант, как отдача за долги своей ГТС «Газпрому»?

– Украина сможет расплатиться с «Газпромом» по долгам за газ только за счёт предоставления России доли в трёхстороннем консорциуме по управлению своей газотранспортной системой (с участием РФ, Украины и ЕС). Создание такого консорциума обеспечит стабильность транзита российского газа в Европу.

Крайне маловероятно, что деньги МВФ пойдут в счёт платы за газ, поэтому расчёт имуществом выглядит наиболее реалистичным. В случае принятия соответствующего решения консорциум может быть создан в течение нескольких месяцев.

В немецких компаниях и банках лежат готовые решения по данному вопросу. «Нафтогаз» и «Газпром» эту проблему детально прорабатывали. На мой взгляд, если ЕС и украинская сторона примут политическое решение, то вся техническая работа будет выполнена в кратчайшие сроки – наверное, за лето можно сделать. Немецкие компании готовы привлечь к модернизации ГТС предприятия Харькова и ряд российских компаний. Эту идею надо прорабатывать в деталях.

Консорциум выгоден сразу трём сторонам: трубопроводы модернизируются, обеспечивается бесперебойная поставка более 80 млрд м³ газа, и постепенно выплачивается долг России имуществом.

– Кстати, судя по последним публикациям в украинских СМИ по поводу Ваших выступлений, там не так уж и возражают...

– Ну чего же возражать против здравого смысла? На конференции в Берлине представители новой киевской власти высказали одобрение по всем пунктам, которые я там заявлял, в том числе и по тому, что Украина немедленно должна выплатить все долги. И по идее тройственного консорциума.

– До берлинской конференции в Будапеште и Милане состоялось пятое заседание Межпарламентской группы Россия – ЕС по энергетике. Это объединение парламентариев, существующее более года, демонстрирует в нынешние конфликтные времена устойчивость и жизнеспособность. Почувствовали ли Вы какие-то перемены в отношении европейских депутатов к РФ?

– Прежде всего, следует отдать должное всем коллегам, с кем мы обсуждали насущные энергетические проблемы. Никаких политических спекуляций, к которым мы привыкли, не было. Это относится и к европейским депутатам, и к депутатам национальных парламентов. Обсуждение шло чисто по-деловому.

Более того, из наших встреч я вынес убеждение: «Южный поток» будет построен, потому что его ждут и при транзите через ту же, допустим, Венгрию, мы будем иметь куда меньше проблем...

По крайней мере, там работает язык цифр и отсутствуют завышенные ожидания. Свидетельство тому – линия, которой твёрдо держались венгерские власти, включая парламент, в момент, когда ими была одобрена сделка с Россией по строительству двух новых реакторов на АЭС «Пакш». Станция производит 40% всей электроэнергии в Венгрии. Кстати, наш визит и начался именно с поездки на эту АЭС.

– И каковы впечатления? Известно ведь, что в Венгрии были противники расширения АЭС, которые называли данный проект едва ли не «ядерной угрозой»...

– Такие гиперболы сейчас популярны в информационных войнах. На самом же деле, контракт с Россией для Венгрии выгоден. И власти страны правильно поступили, что его одобрили. Кредит в размере 10 млрд евро – это очень весомо, Венгрия по-деловому всё оценила. Не все, как мы знаем, умеют поступать прагматично.

Надо сказать, что «Пакш» является единственной работающей АЭС на территории Венгрии. Она была построена по проекту, разработанному ещё советскими специалистами. А совмещать одну технологию с другой – это дополнительные риски. Так что продолжение сотрудничества с нами абсолютно логично. В Венгрии не поддались внешнему давлению – никаким санкциям, никаким расказами о том, что надо делить энергетический комплекс (в смысле конкуренции ради конкуренции), – исходили из здравого смысла.

– Встречались ли Вы с венгерскими депутатами?

– Основное заседание мы провели в венгерском парламенте. Присутствовали европейские парламентарии (в их числе Белла Ковач – сопредседатель межпарламентской группы Россия – ЕС по энергетике). И, разумеется, сами венгерские коллеги. По «Южному потоку» их позиция точно такая же, как и по АЭС «Пакш».

В своём выступлении я отмечал, что «Южный поток» обеспечит порядка 1,5–2 млрд долларов поступлений в бюджет Венгрии. К тому же страна гарантированно получит газ независимо от каких-либо политических колебаний и передряг.

– А что происходило в Италии, в Милане?

– Мне было чрезвычайно интересно отношение итальянцев к «Южному потоку». Тут нужно заметить, что если Венгрию мы посетили благодаря г-ну Ковачу, то Северную Италию представляет ещё один очень активный депутат из нашей межпарламентской группы – Фабрицио Берто.

Об интересе итальянцев к энергетической проблеме можно судить хотя бы по тому, что по двум каналам национального телевидения прошли сюжеты о нашей конференции. Нас возили на современную газовую станцию по выработке тепла и электричества. Компания, которой эта станция принадлежит, обеспечивает генерацию и транспортировку энергии во всей Северной Италии. В итоге средняя цена для промышленности и для населения (я специально уточнял) составляет у них примерно 6 центов, или по-нашему 2 рубля 40 копеек. То есть в 2 раза ниже, чем в Москве. Благодаря тому, что всё в одних руках, всё без посредников.

При этом особо отмечу, что пока они получают газ как минимум по 500 долларов за 1 тыс. м³...

– Но мы отвлеклись от темы «Южного потока»...

– Наоборот, мы к этому подходим. Дело в том, что прагматики из среды бизнеса, как я убедился, уже сейчас подсчитывают, что будет, когда заработает «Южный поток».

Будь «Южный поток» построен, они уже сейчас получали бы газ примерно по 400 долларов. Разница есть. Соответственно, они понимают, что это на 20%

уменьшит их расходы. Там, на севере Италии, очень хорошая промышленность, и они будут биться за «Южный поток». Бизнес станет работать на выборах, чтобы в Европарламент попали профессионалы и прагматики...

– Каковы планы работы Комитета по энергетике до конца года по внутрироссийским проблемам?

– В настоящее время во главу угла поставлены следующие темы законодательной деятельности:

- энергетика (все отрасли ТЭК, энергоэффективность и энергосбережение);
- освоение шельфа;
- нефтегазовый сервис и производство техники и оборудования для ТЭК и т. д.

Надо отметить, что я выступаю против введения социальных норм потребления энергоресурсов. Практически такая политика не даёт возможности снижения тарифов. Насаждение «соцпайка» противоречит нынешним принципам надзора за тарифами естественных монополий и ЖКХ. В отрасли декларировался «либерализм», однако его оставят только для монополистов, а население такими мерами загонят «жечь лучину».

По данным комитета, эксперимент с введением соцнорм на электроэнергию в шести пилотных регионах выявил «трудности администрирования и учёта социальных норм». Проблемы, оказывается, не от произвола начальства в центре и на местах, а из-за наличия у многих россиян второго жилья, различий между официальным и фактическим местом жительства, особенностей потребления в разных регионах, в многоквартирных и индивидуальных домах разного типа, наличия или отсутствия газоснабжения в доме и т. д. То есть вроде бы и рады «всех посчитать», но тяжело, да и народ бузить начнёт. Наконец, по данным мониторинга, «потребление электроэнергии хоть и снизилось, но в целом осталось почти на том же уровне, что и в соседних областях, где эксперимент не проводился». В декабре 2013 г. состоялось расширенное заседание нашего Комитета по энергетике, где выступили представители четырёх профильных министерств. Однако даже мои коллеги из «Единой России» не смогли добиться от них ответа: какой рост экономики ожидается от введения социальных норм... Наш комитет ещё будет работать над этим вопросом, как и над другими.

«Эра бензина» заканчивается?

Каковы могут быть драйверы и возможные последствия глобальной «электромобилизации»?*

Елена САВЧИК,
руководитель направления
«Исследования»;
Мария БЕЛОВА,
кандидат экономических наук, старший
аналитик направления «Международные
рынки» (Энергетический центр
бизнес-школы «СКОЛКОВО»)

Если поначалу идея не кажется абсурдной, она безнадёжна.

Альберт Эйнштейн

Сегодня мир, в котором нет автомобилей с двигателями внутреннего сгорания, кажется абсурдом. Многие считают электромобиль просто «игрушкой для богатых», которая не сможет вытеснить обычный автомобиль. А что если глобальная «электромобилизация» всё же случится? Возможно, энергетическим компаниям уже сегодня пора подумать об увеличении мощностей по производству газа – одного из основных источников «чистой» электроэнергии – и в меньшей степени фокусироваться на добыче нефти.

ЭЛЕКТРОМОБИЛИ ВЧЕРА

Историю электромобилей можно условно разбить на периоды затишья и всплеска интереса к ним. Этим временным отрезкам, как правило, предшествовали локальные взлёты цен на нефть. Этапы активного развития характеризуются либо значительным объёмом продаж электромобилей, либо разнообразием предлагаемых моделей (см. рис. 1).

К «первой эре» активного развития электромобиля можно отнести период 1899–1939 гг. Он начался с выпуска первого в истории серийного электромобиля Baker Electric¹ и закончился, когда был куплен последний Detroit Electric² – самый продаваемый электромобиль XX века.

В отличие от только появившихся в начале XX века автомобилей с двигателями внутреннего сгорания (ДВС), электромобили быстро снискали себе репутацию крепких, надёжных, тихих и, главное, простых в управлении транспортных средств. Они стали стремительно набирать популярность, особенно среди обеспеченных женщин, и к 1912 г. их количество достигло рекордного уровня – 30 тыс. штук.

Однако, когда в 1908 г. Генри Форд наладил промышленное производство автомобилей с ДВС, стоимость «обычных» машин снизилась настолько, что электромобили начали проигрывать ценовую конкуренцию. Так, знаменитый Ford Model T можно было приобрести за 600 долларов, что равнялось стоимости одного только аккумулятора Эдисона, в то время как сам электромобиль стоил в пять раз дороже (3 тыс. долларов). Одновременно освоение крупных нефтяных месторождений в Техасе привело к значительному снижению цен на горючее, существенно повысив привлекательность автомобилей с ДВС. Поскольку у покупателей больше не было экономического стимула для приобретения электромобилей, спрос на них постепенно начал падать. На смену активному развитию данного рынка пришёл период затишья.

В 1940–1991 гг. Япония, США и Франция пытались стимулировать автомобильные концерны с целью начать производство электромобилей, но кроме нескольких моделей (таких, например, как японская Tama³ и американская Henney Kilowatt⁴) никаких прорывов не было.

В 1966 г. Конгресс США принял закон, рекомендуя использовать электромобили для уменьшения загрязнения воздуха, но к существенным сдвигам спроса и предложения это не привело. И только резкий рост цен на нефть в конце 1970-х – начале 1980-х заставил автопроизводителей задуматься над разработкой новых электрокаров, и с 1992-го по 1999 год в продаже появились интересные «электровинки».

«Вторая эра» (1992–2002 гг.), на наш взгляд, была немного запоздалым отражением ценового кризиса 1970-х – начала

1980-х годов. Кроме того, государственные структуры всё чаще стали проявлять обеспокоенность экологическими вопросами, что привело к появлению нового поколения электромобилей. Однако из-за сильного нефтяного лобби, инертности автопроизводителей и стабилизации цен на нефть за весь период было продано не более 10 тыс. электрокаров, этого недостаточно для окупаемости капиталовложений.

ЭЛЕКТРОМОБИЛИ СЕГОДНЯ

«Третья эра», или современное развитие мирового рынка электромобилей, кардинально отличается от предшествующих этапов. Помимо продолжительного периода высоких цен на нефть, появились дополнительные факторы, которые благоприятствуют успеху электромобилей. Мы отмечаем три ключевых аспекта, выгодно отличающих текущую «электромобильную эру»:

- обеспокоенность экологическими проблемами и вопросами энергетической безопасности;
- более строгие правила в отношении эффективности использования топлива;
- технологические прорывы, позволившие создать дешёвую батарею и увеличить запас хода.

С 2010 г. на рынке появилось более 15 новых моделей машин с улучшенными техническими характеристиками, в том числе «чистый» электромобиль Nissan LEAF и подключаемый к розетке гибридный Chevrolet Volt. Флагманом же «третьей эры» является Tesla Model S. Этот электромобиль в силу своих характеристик (прежде всего, запаса хода от одной зарядки) – достойный конкурент машин с ДВС.

В чём же преимущества современных электромобилей? Во-первых, они характеризуются относительной простотой и надёжностью конструкции. Электродвигатели имеют высокий крутящий момент практически во всём диапазоне оборотов, что отменяет необходимость традиционной для ДВС коробки передач. За счёт этого увеличивается удобство управления, достигаются высокая надёжность и долговечность силовой установки.

Во-вторых, они имеют высокий КПД двигателя, который составляет порядка 76% по сравнению с 13% у автомобиля с

* Материал подготовлен на базе исследования Энергетического центра бизнес-школы «СКОЛКОВО» «Электромобиль: «игрушка для богатых» или революция в потреблении нефти?» 2014 г. Май.

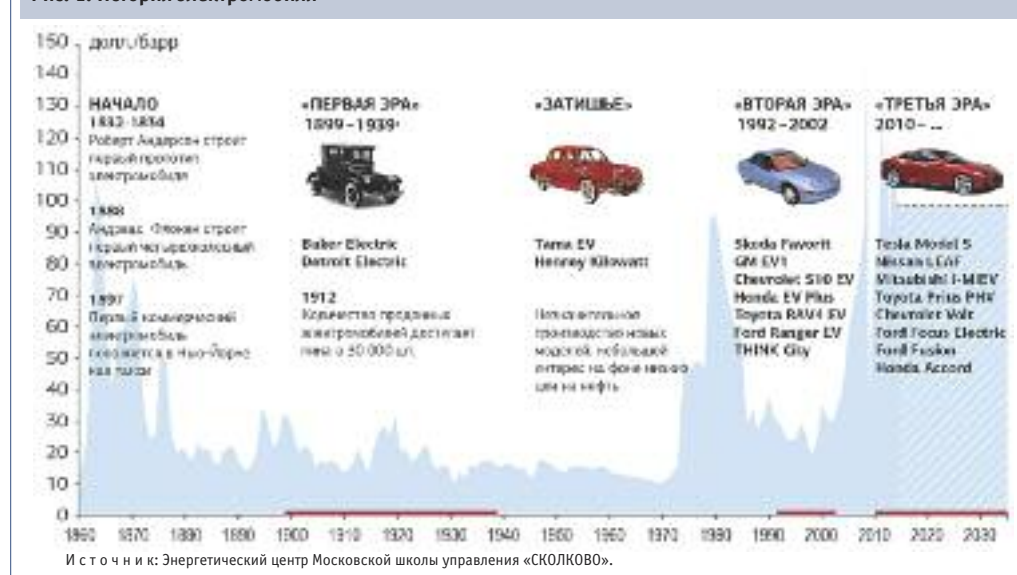
¹ Производитель Baker Motor Vehicle Company.

² Производитель Anderson Carriage Company (в 1911 г. переименована в Anderson Electric Car Company, а в 1920 г. в Detroit Electric Car Company).

³ Производитель Japan Electric Car, предшественник Prince Motor, позже ставший частью концерна Nissan.

⁴ Проект National Union Electric Company.

Рис. 1. История электромобиля



ДВС. По оценкам Массачусетского технологического института (MIT), общая эффективность электромобиля, включая потери при производстве и передаче электроэнергии, то есть так называемая эффективность от скважины до колеса (well-to-wheel), составляет 23%. У бензинового автомобиля данный показатель значительно ниже – всего 10%.

В-третьих, электромобили обладают возможностью встраивания в существующую инфраструктуру. Они заряжаются от бытовой электрической сети (розетки), что обеспечивает возможность так называемой ночной зарядки, на которую делают ставку многие производители электромобилей. Хотя такой способ в 5–10 раз дольше, чем от специального высоковольтного устройства, он удобен для жителей пригородов.

В-четвертых, электромобили имеют низкую стоимость обслуживания. У них нет элементов, требующих дорогостоящего ремонта, как у автомобиля с ДВС. Необходимы лишь проверка состояния батарей и тормозных колодок. В целом техобслуживание электромобиля приблизительно на треть дешевле, чем его бензинового (или дизельного) аналога.

Поговорив о преимуществах, будет справедливо указать и на недостатки текущих моделей электромобилей, которые, однако, могут и будут устранены объединением усилий «научной мысли» и государственной поддержки.

Прежде всего, это высокая стоимость и низкая энергоёмкость батарей. Так, цена батареи в современных электрокарах гольф-класса составляет порядка 10–15

тыс. долларов, при этом запас хода от одной зарядки сравнительно невелик – не более 150 км. Однако компания Tesla Motors продемонстрировала, что можно существенно увеличить пробег электромобиля. У Tesla Model S (в комплектации с аккумуляторной батареей 85 кВт • ч) одной зарядки хватает на 430 км. Хотя этот электромобиль относится к классу S (или сегменту F люксовых машин по европейской классификации) и доступен по цене лишь немногим, сам факт создания электрокара с существенным пробегом открывает огромные возможности для данного рынка.

Несмотря на то что сегодня полная стоимость электромобиля (даже без учёта налоговых льгот) в некоторых случаях уже сравнялась, в других даже опустилась ниже цены автомобиля с ДВС, отсутствие инфраструктуры зарядки батареи снижает его привлекательность для потребителя. Однако как только будет решён вопрос с дальностью пробега и количество электромобилей значительно увеличится, инвестиции в инфраструктуру, на наш взгляд, неизбежно приведут к значительному росту числа зарядных станций.

Аккумулятор электромобиля быстрее разряжается и хуже заряжается при отрицательных температурах, то есть машина может оказаться недостаточно надёжной в суровых климатических условиях северных широт. В частности, по оценке FleetCarma (дочерняя компания разработчика систем контроля для электромобиля), при падении температуры с 23 °C до –18 °C запас хода электромобиля уменьшается на 29%, тогда как у бензинового автомобиля с ДВС – только на 19%.

В 2012 г. было продано приблизительно 110 тыс. электромобилей, в 2013 г. продажи более чем удвоились и достигли 240 тыс. Консалтинговая группа IHS Automotive ожидает, что в 2014 г. будет реализовано электромобилей на 67% больше – порядка 400 тыс. единиц. Несмотря на стремительный рост данного показателя в последние несколько лет, доля электромобилей в мировом автопарке пока крайне незначительна – по нашим оценкам, всего 0,05% к концу 2013 г.

ЭЛЕКТРОМОБИЛИ ЗАВТРА

Поскольку продажи электромобилей растут от очень низкой базы и их рынок ещё слишком молод и обладает ог-

ромным количеством неопределённостей, как коммерческие, так и исследовательские организации оценивают перспективы электромобилей достаточно осторожно. Даже Международное энергетическое агентство (МЭА), которое регулярно отслеживает развитие данного сектора совместно с Electric Vehicle Initiative и Clean Energy Ministerial, в качестве самого агрессивного «электромобильного сценария» «видит» 24 млн авто (или 2,2% рынка) и 7,2 млн продаж (8%) в 2020 г.

Мы считаем, что процесс перехода на электромобили в состоянии существенно ускориться в случае серьёзных прорывов в области технологий, а также изменений бизнес-моделей энергетических и автомобильных компаний.

Успех Tesla Motors может послужить катализатором переориентации традиционных автопроизводителей на выпуск электромобилей, что даст мощный импульс к снижению их стоимости и развитию соответствующей инфраструктуры. Ключевым фактором является достижение ценового паритета электромобилей и ДВС в массовом сегменте (30–40 тыс. долларов), это предполагает снижение стоимости батареи у Tesla Model S с текущих 250 долл./кВт • ч в два раза. В период 2009–2013 гг. произошло падение её цены в четыре раза.

Если НТП позволит создать доступные по цене электромобили с достаточным пробегом и быстрым временем зарядки, сравнимым с заправкой бензиновых авто, то из-за более низкой стоимости их обслуживания и более высокой надёжности выбор покупателей будет однозначным. В этом случае парк электромобилей способен быстро

Рис. 2. Сценарии развития мирового рынка электромобилей



Источники: МЭА, Энергетический центр Московской школы управления «СКОЛКОВО».

увеличиться, что можно сравнить со скоростью распространения мобильной связи.

На первом этапе (5–7 лет) потребуются создание широкой сети зарядных станций. На втором, который может занять 10–20 лет, необходимо увеличение мощности электрогенерации. Это, скорее всего, будет происходить за счёт экологических энергоносителей, то есть газа, ВИЭ и, возможно, атомных электростанций.

По нашему мнению, возможны сценарии более быстрой глобальной электромобилизации по сравнению с существующими оценками. Мы рассматриваем три «электромобильных» варианта, основные параметры которых приведены на рис. 2.

«Электромобили» – наш оптимистичный сценарий. Однако он гораздо менее оптимистичен, чем, например, утверждение главы Tesla Motors Илона Маска о том, что мировой парк автомобилей полностью будет электрическим уже через 20 лет.

Когда вместо пистолета – ШТЕКЕР

Так возможно ли в течение ближайших 20 лет существенное изменение мирового автопарка и переход от бензиново-дизельных автомобилей к электромобилям и подключаемым гибридам? И что может значить для мирового потребления нефти замещение электрокарами традиционных машин?

Выше мы указывали на осторожность существующих оценок роста парка электромобилей. Аналогичная осторожность присуща и авторам, которые прогнозируют объёмы потребления и долю нефти в мировом энергобалансе до 2035 г. Наблюдается их единодушие по поводу снижения этой доли с 31% до 24–30%. Что касается абсолютных объёмов, то тут оценки расхо-

дятся: согласно МЭА «450»⁵, потребление нефти к 2035 г. снизится на 13% относительно 2011 г. Японский институт экономики и энергетики (IEEJ), напротив, видит в тот же период почти 26-процентный рост.

На более продолжительном временном горизонте (до 2060 г.) даже энергетические компании, чей бизнес во многом связан с добычей и торговлей нефтью, прогнозируют, что её доля в мировом энергобалансе способна сократиться вдвое. Так, согласно сценарию Shell, в 2060 г. она может составить от 13 до 19%, что в абсолютных объёмах означает уменьшение потребления на 20%. Согласно нашим сценариям, значимость нефти в мире может снизиться гораздо раньше.

По оценкам МЭА, более половины потребления нефти (53% в 2012 г.) приходится на транспорт. В абсолютных величинах это составляет 46,7 млн барр./сут. Около 60% от этой величины (или 32,5 млн барр./сут.) – потребление легковым и грузовым транспортом⁶.

В случае резкого роста числа электромобилей будут происходить серьёзные структурные изменения во всех областях экономики. Спрос на нефть станет намного более эластичным, так как она начнёт напрямую конкурировать с другими энергоносителями, которые используются при производстве электроэнергии. Появится новый крупный сектор мировой экономики – производство аккумуляторных батарей. Вполне возможен выход на ведущие позиции китайских и других новых авто-

производителей типа Tesla Motors, сумевших первыми воспользоваться сменой парадигмы. Причём вполне вероятно одновременное переключение коммерческого транспорта на альтернативные источники – природный газ и электричество. Это, безусловно, серьёзно повлияет на мировой топливный баланс. Что касается легковых автомобилей, то потребление нефти этим видом транспорта составляет 22% от мирового спроса на нефть.

И хотя тема перехода грузовых и коммерческих автоперевозок на электромобили в данной статье не раскрывается, мы считаем, что следующим этапом станет «электрификация» коммерческого транспорта. Внедрение электроавтобусов может произойти даже быстрее, чем электромобилей в индивидуальном транспорте. Коммерческие автопарки гораздо проще стимулировать к переключению на электротранспорт. Легче обеспечить его зарядку и обслуживание. Более того, уже существуют хорошо зарекомендовавшие себя электроавтобусы. В частности, автобус BYD китайского производства разгоняется до 96 км/ч, он может проехать 249 км от одной зарядки и заряжается 3–6 часов.

Весьма вероятным сценарием является переход части грузового транспорта с дизельного на газомоторное топливо. Принимая во внимание существенный вес грузовых автомобилей, для переориентации на электричество понадобятся значительно более мощные (и соответственно дорогие) аккумуляторные батареи.

Насколько же существенным может быть уменьшение спроса на нефть? Основываясь на наших сценариях, мы оценили, как может измениться её потребление к 2035 г. относительно прогноза МЭА (см. рис. 3).

Помимо увеличения числа электромобилей, мы также учли вероятность действия такого фактора, как развитие жёсткой межтопливной конкуренции, которая должна привести к уменьшению потребления нефти грузовым транспортом.

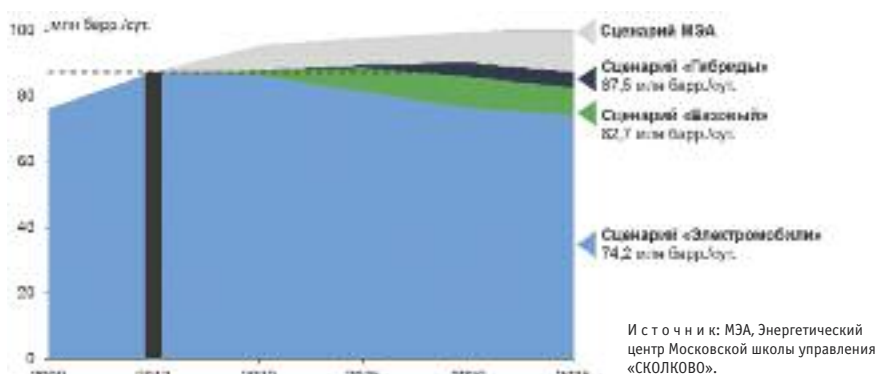
Оценивая чувствительность спроса на нефть, мы предположили, что половина грузового транспорта к 2035 г. перейдёт на газомоторное топливо. Более того, мы заложили в наши расчёты допущение, что значительно вырастет эффективность потребления горючего автотранспортом. Самое значительное повышение эффективности, по нашим оценкам, происходит в сценариях «Базовый» и «Гибриды».

Мы прогнозируем, что потребление топлива автомобилями с ДВС упадёт к 2035 г. до 3,5 л на 100 км в сценарии «Гибриды», до 4 л в базовом сценарии и до 4,5 л в ва-

⁵ Только этот сценарий даёт 50-процентный шанс ограничить рост температуры двумя градусами Цельсия к 2100 г., предполагает снижение содержания парниковых газов в атмосфере до 450 ppт к 2100 г.

⁶ Под грузовым транспортом мы подразумеваем грузовики и коммерческий автотранспорт (например, автобусы).

Рис. 3. Сценарная динамика потребления нефти



рианте «Электромобили» (сейчас оно в среднем составляет 9 л на 100 км). Потребление горючего гибридами, по нашим предположениям, уменьшится с текущих 5 л на 100 км до 2–2,5–3 л на 100 км в соответствующих сценариях.

В результате в рамках сценария «Электромобили» потребление нефти упадет с 87,4 до 74,2 млн барр./сут. В нашем базовом сценарии спрос сократится до 82,7 млн барр./сут. В сценарии «Гибриды» он будет медленно расти – до 90 млн барр./сут. к 2030 г. – вместе с общим расширением автомобильного парка. Затем, к 2035 г., он упадет до уровня 2012 г.

Таким образом, воздействие развития электромобилей на нефтяной рынок весьма значительное, и его нельзя игнорировать.

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ БЕНЕФИЦИАР «ЭЛЕКТРОМОБИЛИЗАЦИИ»

Выше мы оценили влияние реализации трёх сценариев «электромобилизации» на потребление нефти в мире. Теперь ответим на вопрос, как увеличение парка электромобилей отразится на мировом спросе на электроэнергию. Согласно нашим оценкам, в случае осуществления предложенных нами сценариев дополнительно потребуется от 1072 до 2985 ТВт • ч (или от 3% до 8% от базового уровня) электроэнергии. Сколько же дополнительных кубометров природного газа необходимо для производства этой электроэнергии?

На сегодняшний день доля газовой электрогенерации составляет 21,9%. По прогнозам МЭА, к 2035 г. она снизится до 18,6% (в случае реализации сценария «450») или практически не изменится (вырастет до 22,4%) в базовом сценарии агентства. Если предположить, что структура генерации электроэнергии сохранится в прогнозируемых МЭА пропорциях, то:

Табл. 1. Прогноз дополнительного спроса на газ в электрогенерации в 2035 г. в зависимости от сценария роста парка электромобилей

Сценарии	Дополнительный спрос на э/э, ТВт • ч	Дополнительный спрос на газ, млрд м ³		
		МЭА «450»	МЭА NPS (базовый)	100-процентный газ
«Гибриды»	1072	40	33	179
«Базовый»	2082	78	64	347
«Электромобили»	2985	112	92	497

Источник: Энергетический центр Московской школы управления «СКОЛКОВО», МЭА WEO 2013.

Табл. 2. Сравнение дополнительного спроса на газ в различных сценариях изменения спроса на нефть

Сценарии	Спрос на нефть в 2035 г., млн барр./сут.	Относительно сценария МЭА, млн барр./сут.	Дополнительный спрос на газ*, млн барр. н. э./сут.
Сценарий МЭА	101,4	0	
«Гибриды»	87,5	–13,9	13,9
«Базовый»	82,7	–18,7	16,8
«Электромобили»	74,2	–27,2	19,3

* Сценарий, предусматривающий покрытие всех дополнительных потребностей в электроэнергии газовой генерацией.
Источники: Энергетический центр Московской школы управления «СКОЛКОВО», МЭА WEO 2013.

- в случае реализации наиболее осторожного сценария «Гибриды»⁷ дополнительный спрос на газ со стороны электрогенерации составит всего 33–40 млрд м³ в год (или 1–1,4% прироста относительно прогнозных объемов МЭА на 2035 г.)⁸;

- для наиболее оптимистичного сценария «Электромобили» прирост спроса на газ составит 64–78 млрд м³, или 2,7%–4%.

Другими словами, при прогнозируемой структуре электрогенерации на 2035 г. эффект даже от оптимистичного развития парка электромобилей (сценарий «Электромобили») не приведет к значительному росту потребления газа.

Если же рассмотреть предельный сценарий «100-процентный газ» (см. табл. 1), предусматривающий покрытие всех до-

полнительных потребностей в электроэнергии газовой генерацией, то влияние на спрос будет значительно более существенным. В этом варианте максимальный прирост данного спроса может составить приблизительно 500 млрд м³ в год, или 17,8% относительно прогнозируемого МЭА уровня.

Сценарий перехода половины грузового транспорта на газомоторное топливо (с дизеля) предусматривает ещё большее увеличение потребления газа. По нашим оценкам, для подобного перехода требуется дополнительно 625 млрд м³ в год.

В заключение попытаемся дать ответ на вопрос: будет ли снижение спроса на

нефть – за счёт перехода легкового транспорта на гибриды и электромобили и частичной переориентации грузового транспорта с дизеля на газ – компенсироваться ростом спроса на «голубое топливо»?

В сценарии «Гибриды» (с учётом перехода на газ половины грузового транспорта) увеличение спроса на газ для производства компенсирующей электроэнергии и газомоторного топлива точно совпадает с выпадающим спросом на нефть. В то же время для сценариев с большей долей электромобилей требуются меньшие доли замещения объёмов нефти. Для базового сценария – 90%, а для варианта «Электромобили» – всего 70%. Это, на наш взгляд, хорошая демонстрация эффективности электромобилей.

При этом даже самый агрессивный сценарий развития электромобилей требует весьма существенного роста добычи газа – на 19,3 млн барр. н. э. / сут. (1,122 млрд м³ в год).

⁷ В данном сценарии дополнительный спрос на электроэнергию в 2035 г. оценивается в 1072 ТВт • ч.

⁸ Спрос на газ в мире в 2035 г., согласно МЭА, в сценарии «450» составит 2798 млрд м³ в год, в базовом сценарии (NPS) – 3433 млрд м³.

Россия – Украина: новый узел противоречий

Очередное обострение отношений между Москвой и Киевом в газовой сфере имеет давнюю экономическую подоплёку*

Андрей КОНОПЛЯНИК,
доктор экономических наук, советник генерального директора
ОАО «Газпром экспорт», профессор;
Екатерина ОРЛОВА,
аспирант;
Мария ЛАРИОНОВА,
магистрант
(кафедра «Международный нефтегазовый бизнес» РГУ
нефти и газа им. И. М. Губкина)

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

Новый газовый мир

В 2009 г. на рынке газа ЕС сложился избыток предложения за счёт факторов, лежащих как на стороне спроса, так и предложения. На стороне спроса рыночная ниша для газа сжимается в результате продолжающегося экономического кри-



зиса, перманентного повышения энергоэффективности в странах ЕС (не столь важно, будет ли реализована программа «20-20-20» в полном объёме или нет, важно, что она отражает необратимую тенденцию по созданию в Европе более энергоэффективной экономики) и замещения газа другими энергоресурсами. При этом главными конкурентами газа в Европе, безусловно выигрывающими эту конкуренцию у контрактного газа с нефтепродуктовой индексацией¹, являются сегодня жёстко субсидируемые возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и дешёвый импортный уголь из США (один из «эффектов домино» американской «сланцевой революции»).

На стороне предложения усиливается конкуренция поставщиков газа в ЕС внутри сжимающейся рыночной ниши. В первую

* Подготовлена на базе презентаций А. Конопляника: "Russia, Ukraine, the EU & the new pipelines in the new post-2009 gas world: a way towards new equilibrium". – Presentation at the Plenary Session of the Energy Transition Conference, University of Eastern Finland, Joensuu, Finland, 03 March 2014; "Russia and the EU in search of new equilibrium within the new post-2009 gas world". – Presentation at the Conference "Europe at the crossroads – Future perspectives for sources of energy supply in Central and Western Europe", Diplomatic Academy of Vienna, Wien, 12 March 2014; "Russia and the EU: in search for new equilibrium in the new post-2009 European gas world?" – Presentation at the Budapest Energy Club meeting, Budapest, Hungary, 27 March 2014; «Россия – Украина – ЕС: современный узел противоречий в газовой сфере и его экономическая подоплёка» / Лекция в рамках 7-го модуля программы «МВА Газпром: управление нефтегазовой корпорацией в глобальной среде». Высшая экономическая школа СПбГУ. Санкт-Петербург, 23 мая 2014 г. (см. www.konoplyanik.ru).

¹ Основной механизм ценообразования на газ, поставляемый в Европу по трубопроводам крупнейшими его производителями – Россией, Норвегией, Алжиром.

очередь это произошло ² за счёт перенаправления экспортных потоков катарского СПГ из США в ЕС, после того как американский рынок оказался практически закрытым для импорта (ещё один из «эффектов домино» «сланцевой революции» США). Причём катарский СПГ, по сути, является так называемым бросовым газом, ибо добывается с большим количеством жидких фракций. Поэтому Катар может осуществлять (и осуществляет) мощный ценовой демпинг, для того чтобы реализовать своё сырьё по цене ниже предлагаемой конкурентами. Это необходимо, чтобы возвращать заёмные средства, привлечённые на принципах проектного финансирования под реализацию проектов по добыче и сжижению газа. А недобор ценовой ренты по газу страна с лихвой компенсирует за счёт продажи жидких фракций и/или продуктов их переработки по высоким ценам, сохраняющимся на мировом нефтяном рынке.

Как известно, хронологические совпадения не всегда являются причинно-следственными. На мой взгляд, тот факт, что именно в сентябре 2009 г., на пике кризиса и радикальных изменений на рынке газа в ЕС, произошли также принципиальные институциональные изменения – был введён в действие Третий энергопакет ЕС, предложивший кардинально иную архитектуру рынка газа, – является как раз хронологическим совпадением. Но ввод его в действие одновременно с появлением избытка предложения газа в ЕС ускорил либерализацию данного рынка, осуществляемую с конца 1990-х годов в виде реформ, проводимых наднациональными европейскими органами по принципу «сверху-вниз».

Наконец, поверх всего этого в 2009 г. произошли серьёзные по своим последствиям для Евросоюза, Украины, России и всей «Большой энергетической Европы» политические изменения – в январе случился печальный российско-украинский транзитный газовый кризис.

22 ДНЯ ПРОТИВ 40 ЛЕТ

Украина исторически является неотъемлемым элементом системы советских/российских газовых поставок в Европу. Поэтому российско-украинские транзитные кризисы (в январе 2006-го и 2009 года) запустили для этой системы негативные по своим последствиям «эффект матрицы» и «эффект домино». По сути, 22 дня перерыва поставок российского газа в ЕС через Украину (три дня в январе 2006 г. плюс 19 дней в январе 2009 г.) перевесили (перечеркнули) предыдущие 40 с лишним лет ³ стабильных и непрерывных поставок, изменили представления каждого из трёх участников цепочки (поставщик, покупатель, транзитная сторона) о её будущей надёжности и стабильности.

Безусловно, во многом эта картина оказалась искажена ангажированной прессой, безответственными и/или некомпетентными политиками и т. п. Но, как известно, чаще слышат не тех, кто предъявляет наиболее весомые аргументы, которые к тому же требуют понимания предмета, а тех, кто громче кричит.

Каждая сторона составила своё представление и своё видение целесообразных ответных действий, в том числе исходя в ряде случаев из «мифических представлений» о причинно-следственных связях произошедших на рынке событий и изменений. Эти новые представления независимо от того, насколько они соот-

ветствуют реальности, послужили отправной точкой для последующих необратимых «эффектов домино». Сначала политики каждой из сторон выступили с заявлениями, причём зачастую весьма громкими, чтобы соответствовать остроте проблемы, – ведь заметная часть населения ряда стран ЕС, в первую очередь новых его членов, столкнулась с реальными перебоями в поставках в результате российско-украинского транзитного кризиса. Затем эти заявления, содержащие призывы к действиям, ответным мерам, были оформлены в соответствующие политические же, то есть не являющиеся на тот момент юридически обязательными, решения. Однако впоследствии эти решения в рамках объективно обусловленной логики действия любых политических властей – от слов переходить к делу – были конвертированы в соответствующие юридические документы. В частности, были внесены поправки в действующее законодательство, приняты новые правила регулирования и т. п., которые предписывали внедрение политических заявлений и решений в хозяйственную практику, то есть требовали определённых инвестиционных действий.

Эти инвестиционные решения каждой из сторон нацеливают их на достижение нового баланса интересов. Причём он видится каждой из них в индивидуальном порядке. Ведь, как известно, до настоящего времени не проводилось многосторонних российско-украинско-европейских переговоров по нахождению взаимоприемлемых развязок в новых условиях, сложившихся на рынке газа ЕС и на Украине, оказывающих влияние на систему российских контрактов на поставку и на транзит. Однако если инвестиции сделаны, то это означает, что «точка невозврата» в политике и экономике пройдена. Ибо в силу высокой капиталоемкости газовой отрасли и длинных жизненных циклов её производственной инфраструктуры капиталовложения в отрасль задают вектор её развития на несколько последующих десятилетий ⁴.

Возникает естественный вопрос: «точки невозврата» – каковы они? Достигнуты ли, пройдены ли они каждой из сторон, участвующей в цепочке поставок российского газа в ЕС через Украину?

Можно сказать, что ЕС, Украина и Россия вплоть до мая 2014 г. осуществляли поиск нового равновесия («пост-2009») между целями, сформулированными по-разному, избранными ответными действиями и линиями поведения. Брюссель преследует цель сократить доминирующую роль России как главного поставщика, Киев – устранить монополию РФ как единственного газового поставщика, Москва – ликвидировать монополию Украины как главного транзитного маршрута в Европу.

Как видим, цели разнятся. Поэтому вплоть до настоящего времени продолжают попытки установить новое многостороннее равновесие в рамках разнонаправленных действий сторон, диктуемых их индивидуальными предпочтениями. Этот путь к компромиссу далёк от оптимального, но отражает существующие реалии, индивидуальные представления и предпочтения сторон.

В результате сегодня мы имеем сужающуюся (или уже заметно суженную) зону поиска нового многостороннего равновесия. Кто-то может считать, что векторы экономических действий, а с ними и коридоры приемлемых решений разошлись настолько, что более не пересекаются, поэтому договориться России, ЕС и Украине в экономическом поле уже невозможно. На мой взгляд, эта зона равновесных решений, безусловно, существует из-за сохраняющейся взаимозависимости сторон. Но даже для вхожде-

² Это произвело взрывной эффект на формирование и расширение масштабов спотового рынка газа и снижение спотовых цен в ЕС: на пике кризиса, в 2009–2010 гг., разрыв между спотовыми и контрактными ценами на газ в ЕС достигал двукратного размера. А после трагических событий на АЭС «Фукусима» вектор поставок катарского СПГ сменился с Европы на Японию и разрыв между спотовыми и контрактными ценами в Европе сразу сократился.

³ Поставки советского газа в Западную Европу осуществляются с 1968 г.

⁴ Пример – нынешняя конфигурация российской экспортной инфраструктуры, сформированной в начале 1960-х годов исходя из политических и экономических реалий того времени.

ния в эту зону (а уж тем более для выработки и согласования взаимоприемлемого решения – нового многостороннего компромисса) потребуются время, главным образом – для нахождения взаимопонимания (единого деполитизированного взгляда на ключевые проблемы, как объединяющие, так и разъединяющие пока стороны). И конечно, требуется наличие доброй воли каждой из сторон.

Оценим новые риски, новые вызовы, новые ответные меры и «точки невозврата» для каждой из сторон: ЕС, Украины и России.

НОВЫЕ РЕАЛИИ И ОТВЕТ ЕС: ДИВЕРСИФИКАЦИЯ

Основное представление в политических кругах ЕС (то есть среди тех, кто принимает долгосрочные по своим последствиям решения) о причинах текущих газовых проблем сводится к тому, что будто бы поставки из России через Украину в ЕС более не являются надёжными. С одной стороны, это – чисто эмоциональная оценка: 22 недавних дня (свежие впечатления) перевесили 40 предыдущих лет. С другой стороны, она сопровождается подменой понятий: для ЕС ключевыми словами во фразе «поставки из России через Украину в ЕС», в которых заключен «корень зла» (исток проблемы), являются слова «из России», а не «через Украину». То есть ключевой фактор, генерирующий риски для надёжного энергоснабжения Европы с Восточного направления, по мнению руководящих кругов ЕС, – это не неурегулированность транзитных поставок через Украину, а сам факт российского происхождения газа.

Этим и определяется направленность ответных мер: диверсификация, понимаемая как формирование новой организации (архитектуры) внутреннего рынка газа ЕС с множественными поставками/поставщиками, высокой их гибкостью и со всё более явно декларируемой целью – уменьшить зависимость от России.

Множественность поставок обеспечивается за счёт поиска альтернативы российскому газу на стороне как предложения, так и спроса. На стороне предложения: в ответ на события января 2009 г. ЕС, помимо прочего, принял Регулирование 994/2010 о мерах по обеспечению надёжности газоснабжения. Оно обязывает страны Евросоюза внедрять меры по диверсификации: предписывает иметь не менее трёх источников поставок газа для каждой страны ЕС, устанавливает так называемое правило «N минус 1»⁵, требует иметь на пограничных переходах физические реверсные мощности трубопроводов, обеспечивающие поставки газа в обоих направлениях, и т. п. Было интенсифицировано создание приёмных терминалов СПГ, активизировались меры по освоению сланцевого газа, наращиванию мощностей ПХГ.

Поиск альтернативы российскому газу на стороне спроса идёт под лозунгом борьбы за сохранение чистоты окружающей среды и вытеснения ископаемого топлива из энергобаланса. Правда, первой жертвой декарбонизации оказывается более чистый, но более дорогой (импортный, преимущественно российский) газ, а не грязный, но более дешёвый (импортный, преимущественно американский) уголь. Это, плюс опережающее и принудительное применение ВИЭ, и дальнейшее повышение энергоэффективности ведёт к сжатию конкурентной ниши газа в энергобалансе, вследствие чего конкуренция внутри данной ниши наоборот усиливается. Очевидно, что «пострадавшим» окажется наименее конкурентоспособный поставщик «голубого топлива».

Таковым, по молчаливому представлению коллег из ЕС, должна стать Россия, поскольку российский газ – наиболее «удалённый» (высокая стоимость транспортировки), добывается в сложных природных условиях (высокие издержки) и наиболее дорогой (из-за нефтепродуктовой индексации цены в рамках российской модели долгосрочных контрактов), то есть наименее предпочтительный для покупателя. А возможность снижения цены для удержания конкурентной ниши у российского экспортёра, по мнению коллег из ЕС, из-за высоких издержек ограничена.

А она действительно ограничена по сравнению с катарским или североморским газом, поскольку в Катаре и Северном море газ добывается из газонефтяных или нефтегазовых месторождений и является побочным («бросовым») продуктом нефтедобычи (основную прибыль нефтегазовым компаниям здесь обеспечивает реализация жидких фракций), а российский сеноманский газ – это сухой монопродукт, и возможность ценового манёвра у российского «Газпрома» сужена по сравнению с конкурентами, добывающими жирный или попутный газ. Поэтому «Газпром» (российский газ) и должен стать, по представлению коллег из ЕС, первым «кандидатом на вылет»... Чего, однако, пока не происходит из-за увеличения потенциального предложения, но сокращения реального, альтернативного российскому, – из-за снижения добычи в Северном море и Нидерландах, проблем с североафриканскими поставками, переориентацией катарского газа с Европы на АТР и т. п. Тем не менее целеполагание всех действий ЕС очевидно – уменьшить доминирующую роль России как главного поставщика.

ТРЕТИЙ ЭНЕРГОПАКЕТ И ЦМРГ

Высокая гибкость поставок внутри ЕС должна быть обеспечена путём устранения барьеров для перетоков газа с целью облегчения торговли им между странами Евросоюза. Это достигается внедрением правил управления транспортными перегрузками, таких как «используй или теряй», «качай и/или плати», строительством трубопроводов-интерконнекторов с реверсными мощностями, интенсификацией спотовой и биржевой торговли. Компании-покупатели ужесточают требования к компаниям-экспортёрам, добиваясь смягчения положений долгосрочных экспортных газовых контрактов (ДСЭГК): требуют понизить порог «бери и/или плати», предлагают привязать цену газа в рамках ДСЭГК к цене на хабах и т. п. На это направлена Целевая модель рынка газа (ЦМРГ), разработанная во исполнение Третьего энергопакета ЕС. Она предусматривает формирование единого внутреннего рынка газа Евросоюза по принципу бассейна (система рыночных зон «вход-выход» с виртуальным центром торговли, то есть хабом в каждой зоне).

Третий энергопакет ЕС⁶ вступил в силу 3 сентября 2009 г. К 3 марта 2011 г. страны-члены Евросоюза должны были привести в соответствие с ним положения национальных законодательств, что удалось не всем из них и не в полной мере.

Данный энергопакет формирует набор юридических инструментов, должных обеспечить множественные поставки и более высокую гибкость во взаимоотношениях между покупателями и продавцами (подчёркнём: внутри ЕС, но вовсе не обязательно, что с внешними поставщиками) на основе новых принципов организации единого внутреннего рынка в рамках территории ЕС (28 стран) и Договора об Энергетическом сообществе (плюс

⁵ Формула «N минус 1» описывает требуемый уровень достаточности технических мощностей газотранспортной инфраструктуры для обеспечения совокупного спроса на газ в стране в случае выбытия крупнейшего элемента газовой инфраструктуры в день максимального уровня спроса на газ, который может иметь место с вероятностью раз в 20 лет.

⁶ Директива и Регулирование по рынку газа, то же – по рынку электроэнергии и плюс Регулирование о создании Агентства по сотрудничеству европейских энергорегуляторов. Итого, пять базовых документов.

ещё восемь, итого 36 стран). Эти новые принципы предусматривают переход от последовательной цепи из трёх ДСЭГК⁷ к системе рыночных зон «вход-выход» с виртуальным хабом в каждой зоне. Данная модель активно внедряется на европейском рынке административными методами в результате применения Третьего энергопакета. Но и в рамках будущего рынка газа ЕС, построенного в соответствии с ЦМРГ, будут сосуществовать два сегмента поставок физического газа – спотовая торговля и срочные (в том числе долгосрочные) поставки. Граница между ними станет подвижной, причём европейский законодатель и энергорегуляторы активно поддерживают методами так называемой позитивной дискриминации сегмент краткосрочной и спотовой торговли и создают регуляторные препятствия для долгосрочных контрактов.

Новая архитектура единого рынка газа ЕС сегодня находится в стадии формирования. Для его завершения, а затем и практической отработки (наладки) потребуется несколько лет. Заявления еврокомиссара Г. Эттингера о том, что к концу 2014 г. будет закончено построение единого внутреннего рынка газа ЕС, являются, мягко скажем, слегка оптимистичными. В настоящее время проходит корректировка ЦМРГ, из 12 Сетевых кодексов подготовлено всего 3–4, столько же находятся на разных этапах подготовки. Разработка некоторых из них ещё не начиналась, даже не все 12 Рамочных руководящих указаний, являющихся техническими заданиями к созданию Сетевых кодексов, подготовлены. Этот процесс объективно растянут во времени. Тем не менее «точка невозврата» на пути от старой модели рынка газа в ЕС к новой в целом пройдена!!!

Однако экономические реалии в разных частях ЕС существенно различаются, особенно между «старыми» (страны Северо-Западной и Южной Европы) и «новыми» (государства Центральной и Восточной Европы) членами ЕС. В том числе с точки зрения их объективной подготовленности к эффективному применению юридически обязательных решений ЕС по диверсификации энергоснабжения. Диверсификация является основой для конкуренции. Но невозможно обеспечить синхронное развитие/формирование рыночных зон в условиях разной готовности к диверсификации, объясняющейся разной насыщенностью инфраструктурой территорий в различных частях ЕС.

НАСЫЩЕННОСТЬ ИНФРАСТРУКТУРОЙ: ЦВЕ И СЗЕ

Регулирующие органы ЕС ставят задачу привлечения новых рыночных игроков на газовый рынок Евросоюза, исходя из предположения (состоятельность которого мы подвергаем сомнению): чем больше таких игроков, особенно краткосрочных трейдеров, тем выше ликвидность рынка и тем ниже цены для потребителя. Существуют два подхода к повышению конкуренции путём создания условий для входа на рынок новых участников: при наличии и при отсутствии дефицита мощностей. На каком пути искать решение проблемы – привлекать новых участников рынка в рамках существующей инфраструктуры (дефицит мощностей сохраняется) или в рамках как существующей, так и новой инфраструктуры (цель – недопущение появления дефицита мощностей)?

Европейские государственные институты, очевидно, идут по первому пути, пытаясь методами «позитивной дискриминации» потеснить в рамках существующей (дефицитной, недостаточной) инфраструктуры сегодняшних (исторических) поставщиков, на деньги и силами которых была создана эта инфраструктура. Сначала произошло разделение ВИК на собственников и пользователей инфраструктуры, а затем стали создаваться препятствия для грузоотправителей по заключению и исполнению долгосрочных транспортных соглашений. При этом создаются преференции краткосрочным пользователям инфраструктуры в случае конкуренции между двумя категориями грузоотправителей в усло-

Рис. 1. Плотность газотранспортной инфраструктуры в ЕС (только магистральные трубопроводы, км/100 км²)⁸



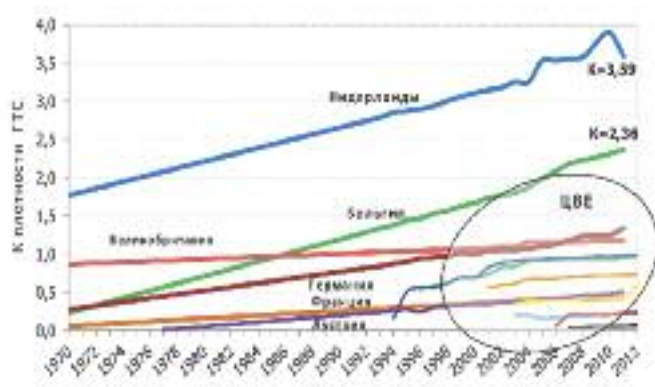
виях ограниченности инфраструктуры ГТС. Особую актуальность эта проблема приобрела в странах ЦВЕ – новых членах ЕС.

Вся газотранспортная инфраструктура в этих странах была создана в советское время по госплановской логике («один рынок – одна труба», идущая с Востока на Запад). Диверсификация поставок, а тем более реверс мощностей не были предусмотрены по определению. Эти государства (бывшие члены СЭВ) изначально были зависимы от советских поставок, поэтому сегодня (из-за высокой капиталоемкости и инерционности формирования ГТС) практически целиком зависят от поставок «Газпрома». Но, вступая в ЕС, они стали субъектами требований европейского законодательства по конкуренции, диверсификации и т. п.

Можно было бы начать инвестировать в развитие инфраструктуры стран ЦВЕ (на что, правда, требуются время и деньги), устранять её дефицит таким образом, чтобы новые/дополнительные мощности ГТС создавались под рыночный спрос на них. Это бы сформировало возможности для прихода на рынки стран ЦВЕ новых поставщиков, альтернативных «Газпрому», на недискриминационной основе. Однако органы регулирования ЕС в качестве барьеров для входа новых участников на рынок Евросоюза видят не его недостаточную насыщенность мощностями ГТС, а якобы антиконкурентное поведение «исторических» долгосрочных поставщиков (читай: «Газпрома»), то есть их фактическое присутствие с долгосрочными контрактами (на поставку и транспортировку во исполнение этих контрактов на поставку) на рынке ЕС после расширения Евросоюза (до расширения ЕС контрак-

⁷ Данная система монополично существовала в Европе в период 1968–2009 гг., представляя фактически односегментную – контрактную, построенную на ДСЭГК Гронингенского типа, – модель организации европейского рынка газа.

⁸ Предварительные результаты – только в целях сопоставления.

Рис. 2. Коэффициент плотности ГТС стран СЗЕ и ЦВЕ, км/км²

Расчет Е. Орловой, аспирантки РГУ нефти и газа им. Губкина, кафедры МНГБ, на основе данных за 2011/2012 гг., любезно предоставленных ENTSG, Eurogas

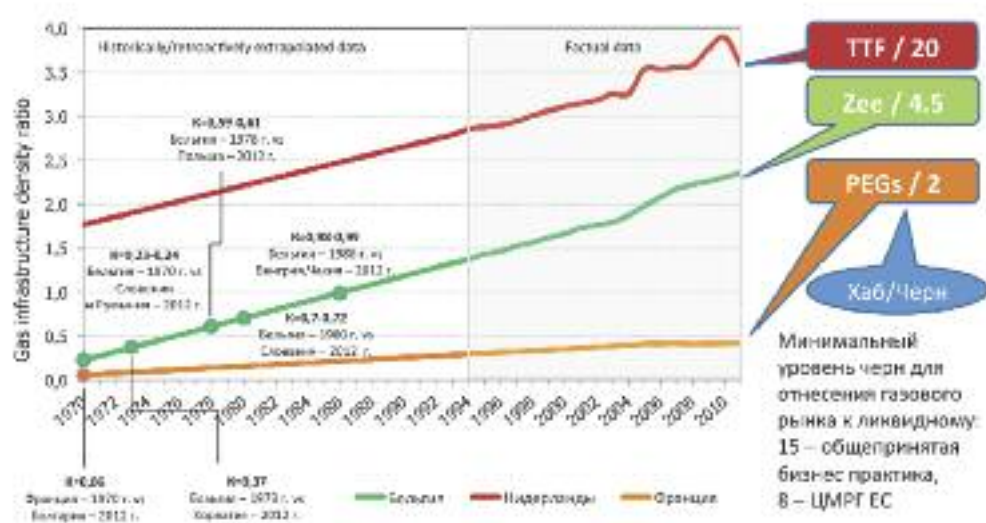
ты «Газпрома» заканчивались на внешней границе Евросоюза). Поэтому Брюссель начал ужесточать требования в отношении присутствия исторических грузоотправителей («Газпрома») на рынке ЕС методами их «позитивной дискриминации» в рамках сохранения дефицита инфраструктуры. В частности, Директорат по конкуренции Еврокомиссии выдвинул претензии к «Газпрому» (могущие перерасти в иски) по предположительно неконкурентному поведению, дискриминирующему потребителей/покупателей российского газа в странах ЦВЕ.

Предварительные расчеты показали, что плотность магистральной газотранспортной инфраструктуры в странах ЦВЕ примерно в полтора раза ниже, чем во Франции, вдвое – чем в Германии и Италии, втрое – чем в Бельгии и Люксембурге и более нежеле в пять раз – чем в Нидерландах (см. рис. 1). Это, как минимум, затрудняет создание в странах ЦВЕ условий для конкуренции с целью уменьшения зависимости от российского газа.

Возникает естественный вопрос: сколько будет стоить и сколько потребует времени, чтобы сократить этот разрыв в плотности инфраструктуры между ЦВЕ и СЗЕ, дабы сделать эффективную диверсификацию в ЦВЕ возможной (без методов «позитивной дискриминации» основных поставщиков)? Мы решили попытаться на него ответить, проведя, во-первых, расчеты временных разрывов между сегодняшним уровнем плотности инфраструктуры в странах ЦВЕ и тем временем в прошлом (как оказалось – в далеком прошлом), когда на этом уровне плотности находились страны СЗЕ. Или, иными словами, ответить на вопрос: сколько времени потребовалось странам СЗЕ, чтобы достичь своего сегодняшнего уровня, стартуя с позиций, соответствующих сегодняшнему положению дел в странах ЦВЕ.

Расчеты показали (см. рис. 2), что все государства ЦВЕ находятся в нижней зоне спектра значений плотности инфраструктуры для членов ЕС. При этом особенно заметен разрыв со странами СЗЕ, рынки которых сегодня наиболее ликвидны, – Германией, Великобританией, Бельгией, Нидерландами.

Этот разрыв измеряется десятилетиями (далее цифры для стран ЦВЕ приведены по состоянию на 2012 г.). Так, уровень развития инфраструктуры в Болгарии соответствует её уровню во Франции в 1970 г., в Словении и Румынии – Бельгии в 1970 г., в Хорватии – Бельгии в 1973 г., в Польше – Бельгии в 1978 г., в Словакии – Бельгии в 1980 г., в Венгрии и Чехии – Бельгии в 1986 г. Но ни одна из стран ЦВЕ не дотянулась до уровня Нидерландов 1970 г. и не вышла на порог минимальной ликвидности газового рынка (см. рис. 3). Наиболее ликвидной в СЗЕ является торговая площадка (хаб) Нидерландов (TTF) – в октябре 2013 г. параметр «черн»⁹ здесь составлял примерно 20, в Бельгии (Zeebrugge) – 4,5, а средний по французским PEGs – лишь 2.

Рис. 3. Плотность газовой инфраструктуры* в СЗЕ (Бельгия, Нидерланды, Франция) и ЦВЕ, км/100 км²

* Магистральные и соединительные трубопроводы;

Расчет Е. Орловой, аспирантки РГУ нефти и газа им. Губкина, кафедры МНГБ, на основе данных за 2011/2012 гг., любезно предоставленных ENTSG, Eurogas

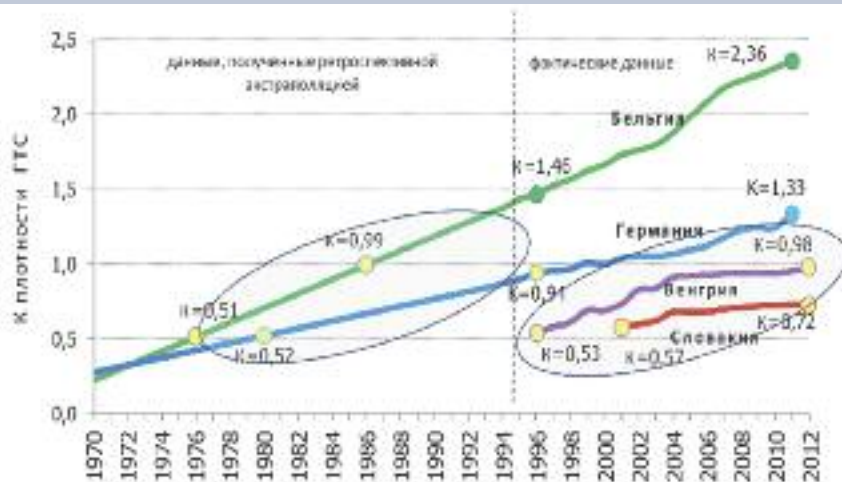
Черн (июль 2013 г.): ICIS Heren European Gas Hub Report October 2013.

Для справки: второй наиболее ликвидный рынок газа в ЕС, если судить по уровню «черн», равному 15, – это рынок Великобритании (NBP). Остальные хабы континентальной Европы имеют уровень «черн» меньше и/или много меньше пяти. При этом его минимальное значение для отнесения газового рынка (его торговой площадки/торговых площадок) к ликвидному было «волевым решением» установлено в ЦМРГ ЕС равным восьми (в то время как в соответствии с общепринятой бизнес-практикой он равен 15). Но ещё в 2007 г. уровень «черн» для основной торговой площадки газом США – Генри-Хаб – составлял порядка 400, в то время как на основных нефтяных биржах в Нью-Йорке (NYMEX) и Лондоне (ICE) – порядка 2000. Что называется: почувствуйте разницу...

На рис. 4 представлен иной срез сравнения плотности инфраструктуры – Бельгия и Германия (СЗЕ) против Венгрии

⁹ Им измеряется уровень ликвидности той или иной торговой площадки, он равен отношению объема торгов к объему реально отгруженного товара.

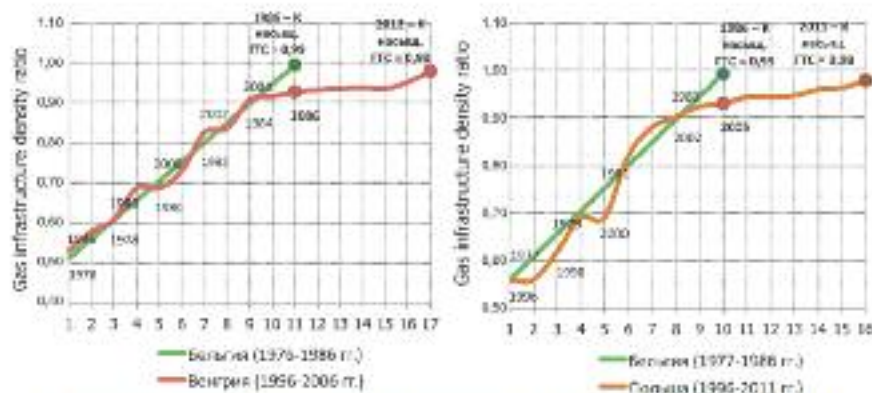
Рис. 4. Сравнение коэффициента плотности ГТС: Бельгия, Германия (СЗЕ) и Венгрия, Словакия (ЦВЕ), км/км²



Овалами отмечены те периоды времени (в Бельгии – с 1976 по 1986 гг., в Германии – 1980–1998 гг.), когда коэффициент плотности ГТС в странах СЗЕ соответствовал текущему уровню коэффициента в ЦВЕ (Венгрии, Словакии).

Расчет Е. Орловой, аспирантки РГУ нефти и газа им. Губкина, кафедры МНГБ, на основе данных за 2011/2012 гг., любезно предоставленных ENTSOG, Eurogas

Рис. 5. Сравнительная динамика плотности газовой инфраструктуры в СЗЕ (Бельгия) и ЦВЕ (Венгрия, Польша), км/100 км²



Стагнация коэффициента плотности инфраструктуры в ЦВЕ после вступления в ЕС? Так ли это? И если «да», то почему?

* Предварительные результаты;

Расчет Е. Орловой, аспирантки РГУ нефти и газа им. Губкина, кафедры МНГБ, на основе данных за 2011/2012 гг., любезно предоставленных ENTSOG, Eurogas

В данном случае страны СЗЕ могут позволить себе более низкие темпы роста наращивания инфраструктуры, ибо уже вышли на стадию насыщенного рынка с множественными поставками, чего нельзя сказать о государствах ЦВЕ. Но не потому, что в этом опять виноват «Газпром», а потому, что темпы и масштабы увеличения инвестиций в повышение плотности инфраструктуры здесь явно недостаточны в течение того времени, что эти страны являются членами ЕС.

Более того (это видно из рис. 4, но особенно наглядно – из рис. 5), после вступления государств ЦВЕ (бывших стран-членов СЭВ) в состав ЕС в 2004 г., темпы увеличения плотности газовой инфраструктуры в них резко замедлились. При этом выявляется своего рода «парная корреляция»: одновременно резко повысились темпы роста и сам объем претензий к России/«Газпрому», вплоть до обвинений в использовании «газового оружия» в ЦВЕ путем якобы установления препятствий (блокировки «доступа к трубе»). То есть «Газпром» якобы не даёт возможности новым игрокам выйти на рынки этих стран (читай: мешает доступу краткосрочных торговцев к инфраструктуре ГТС в ЦВЕ, законтракованной ранее долгосрочными транзитными контрактами поставщиков, в первую очередь самим «Газпромом», во исполнение своих долгосрочных контрактов на поставку газа западноевропейским покупателям).

Итак, предварительные результаты расчетов показали стагнацию коэффициента плотности инфраструктуры в странах ЦВЕ после их вступления в ЕС? Так ли это? И если «да», то почему? Напрашивается аналогия: хорошо известно, кто обычно громче всех кричит: «Держи вора!!!» А также: «Чем кумушек считать трудиться, не лучше ль на себя, кума, оборотиться...»

Одно очевидно: без интенсивных капиталовложений в повышение плотности инфраструктуры в странах ЦВЕ задача формирования диверсифицированного

и Словакии (стран из верхней части списка ЦВЕ). Видно, что динамика роста плотности инфраструктуры в Венгрии и Словакии примерно соответствует темпам её увеличения в Германии (наклон кривых примерно одинаков). Однако этот рост происходит на разных уровнях, что означает «догоняя – отстаём». Более взрослым участникам профессионального сообщества должен быть знаком этот тезис, который относился ко времени СССР, когда мы, догоняя США и другие западные страны по темпам роста (например, промышленного производства), увеличивали своё отставание по его уровням – именно потому, что опережение по темпам было результатом более низкой базы, точки отсчёта (эконометрика, однако...).

внутреннего рынка ЕС с высокой гибкостью поставок в рамках всего Евросоюза вряд ли сможет быть реализована. Инфраструктура в странах ЦВЕ испытывала дефицит инвестиций на протяжении многих лет – как во время их подготовки к вступлению в ЕС (когда многомиллионные программы, в том числе финансируемые из фондов ЕС, были направлены на формирование надстройки, но не базиса), так и особенно после их вступления в Евросоюз. То есть векторы уменьшения зависимости от российского газа в странах СЗЕ и ЦВЕ будут сильно различаться по своему наклону и по времени достижения такого уменьшения. Хотя, повторю, на наш взгляд, «точка невозврата» по уменьшению зависимости от российского газа в ЕС в целом пройдена.

(Окончание в следующем номере) ■

От построения системы бизнес-аналитики к своевременному принятию точных бизнес-решений

Термины и сокращения: ДЗО – дочернее и зависимое общество; МТО – материально-техническое обеспечение; МТР – материально-технические ресурсы; КС – капитальное строительство.

А. Э. КАРАЕВ, доктор технических наук;
А. В. БОРОДИН,
А. Н. БУДЯКОВ
(ОАО «Газпром нефть»,
DMTOKS@gazprom-neft.ru)

Сегодня каждый из нас на работе, в быту и в свободное время использует десятки различных источников информации. Мы просматриваем новостные ленты, курсы валют, сводки погоды и множество других данных, которые позволяют нам своевременно и правильно принимать решения в быту и на производстве. То есть фактически правильно следовать по собственной жизни, предотвращая проблемы, разрешая сложности и получая выгоды. Для крупной вертикально интегрированной нефтяной компании жизнь – это её бизнес-процессы. Получение детальной, достоверной и, главное, своевременной информации играет важнейшую роль в оперативном принятии управленческих решений. Во многом именно своевременная реакция на различные изменения экономической конъюнктуры, контроль сроков в процессе материально-технического обеспечения производственных процессов или возникающие сложности в работе служб поставки позволят оперативно разрешить возникающие проблемы и воспользоваться имеющейся информацией для получения экономических выгод для компании. Каким же образом построить оптимальную систему получения бизнес-аналитики? Какие использовать решения, и какие возникают сложности? Именно об этом и пойдёт речь в этой статье.

Дирекция материально-технического обеспечения и капитального строительства «Газпром нефти» обеспечивает поставку необходимых материально-технических ресурсов для разведки и добычи нефти, переработки сырья и сбыта нефтепродуктов. Обеспечивая МТР множество инвестиционных проектов, обрабатывая десятки тысяч заявок на закупку МТР и заключая тысячи договоров, крайне сложно отслеживать исполнение каждого процесса, а также точно и своевременно выявлять критические ситуации. Одним из возможных решений является подготовка сотрудниками аналитических отчётов: еженедельных, ежемесячных, ежеквартальных и т. п. Форматы таких отчётов обычно строго фиксированы и закреплены нормативным документом компании, например стандартом¹ на процесс. Фактически это означает, что каждый сотрудник готовит отчётную форму в виде таблицы, презентации или свода аналитики, в которой отражена некая информация о ходе работы по его направлению. С одной стороны, это удобно – открываем презентацию, и в виде графиков у нас собрана вся необходимая информация. С другой стороны – это информация не является оперативной, а отражает состояние дел на конкретную дату и её достаточно сложно проверить. В зависимости от того, какие показатели нужно анализировать, это может привести к потере времени и слишком позднему выявлению проблемной ситуации. Более того, если такой отчёт направлен на мотивацию сотрудников в зависимости

от достигаемых ими показателей (например, на экономию от закупки МТР), достоверность такого отчёта требует обязательной проверки. Нельзя не отметить и трудоёмкость подготовки подобных отчётов, на составление которых сотрудник тратит рабочее время, при этом рост количества отчётов аналитики может привести к тому, что на подготовку будет уходить недопустимо много времени. В итоге мы видим, что процесс ручной подготовки отчётности является ограниченным и временным решением, его использование является скорее только первым шагом на пути к масштабному внедрению систем полноценного построения бизнес-аналитики посредством автоматизированных решений.

Создание автоматизированной системы построения бизнес-аналитики – это сложный и многошаговый процесс, требующий серьёзной предварительной оптимизации, автоматизации и унификации бизнес-процессов. Опишем эти предварительные шаги подробнее.

1. Оптимизация и унификация процессов. На этом шаге обследуются и анализируются все процессы подразделения, выявляются узкие места и информационные разрывы, разрабатывается целевая бизнес-модель и типовые организационные структуры.

2. Стандартизация процессов. На этом шаге целевые процессы фиксируются в виде нормативных документов компании и становятся обязательными для исполнения в рамках всей компании, включая ДЗО.

3. Автоматизация основных процессов. Внедрение единой автоматизированной системы управления, которая покрывает все шаги бизнес-процессов согласно стандартам компании.

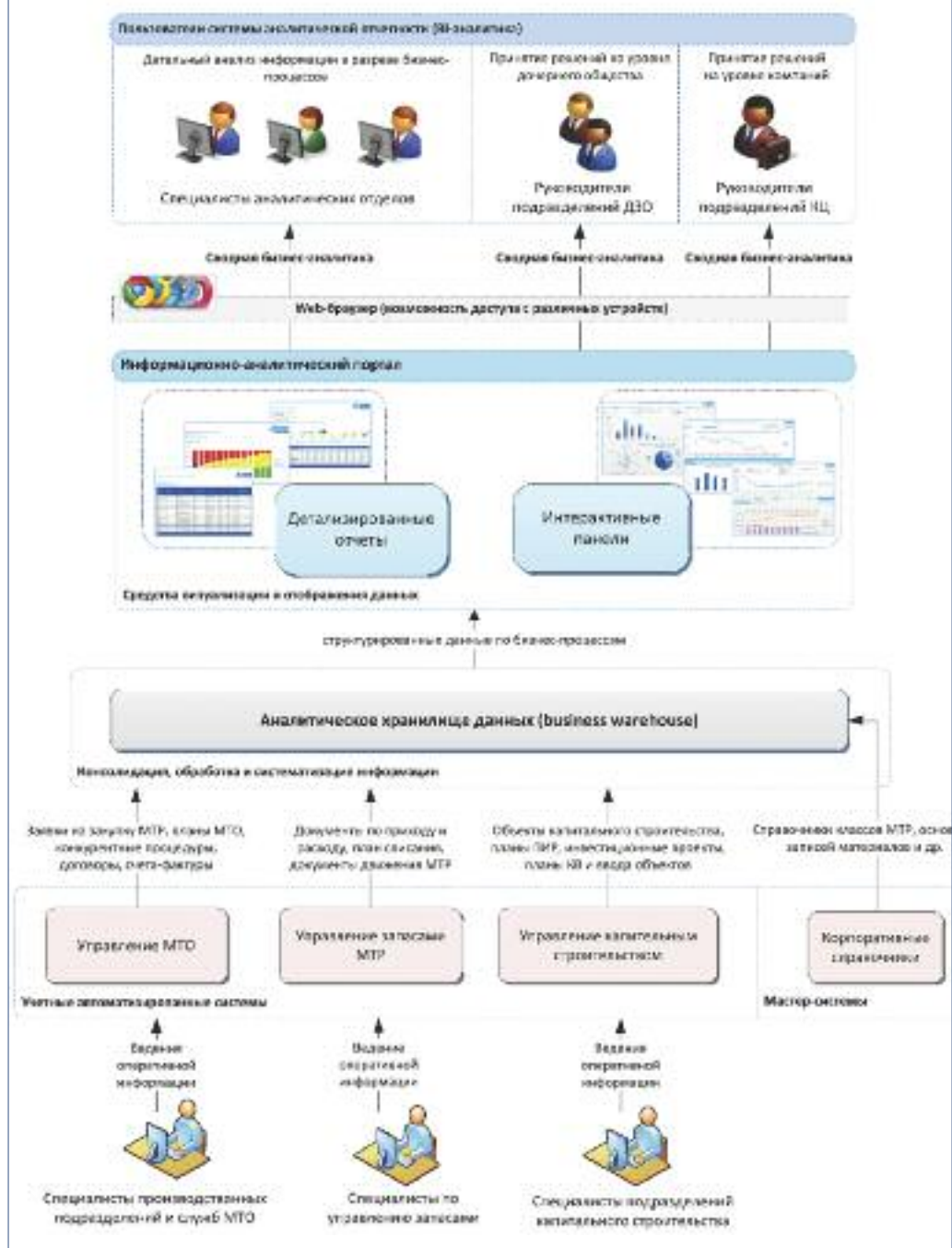
¹ Стандарт – локальный нормативный документ, утверждённый руководителем Компании и устанавливающий для всеобщего и многократного использования правила, общие принципы или характеристики, касающиеся различных видов деятельности или их результатов.

Без предварительной проработки каждого из этих этапов будет практически невозможно построить систему достоверной и качественной аналитической отчётности. При этом отметим, что частично ряд автоматизированных отчётов компания получает сразу, завершая третий шаг. Но это ещё не полноценная система бизнес-аналитики, это, скорее, низкоуровневый оперативный контроль – база для сводных отчётов.

Подготовив фундамент для полноценной системы бизнес-аналитики, можно приступать к проектированию системы и выбору платформы реализации. Выбор платформы – процесс специфический, во многом выбор решения зависит от уже существующего информационного технологического ландшафта компании, поэтому необходимо учитывать требования ИТ-службы. С выбором компании «Газпром нефть» можно познакомиться на рисунке 2. Этап проектирования, наоборот, требует максимального вовлечения в процесс как рядовых сотрудников компании, так и руководителей отделов, управления, департаментов. В этом вопросе не стоит бояться отказываться от каких-то существующих отчётов или аналитики, скорее, нужно стремиться к тому, чтобы в вашем распоряжении были самые различные показатели и своды, а также их комбинации. Важно, что современная система бизнес-анализа может предоставить и типизированные отчёты, и отчёты, настраиваемые по требованию пользователя, а также полноценные аналитические панели (dashboards) с визуализацией. При этом достоверность сводных показателей руководитель сможет самостоятельно проверить, просто перейдя на уровень отчёта ниже, вплоть до исходных данных, если это необходимо.

На этапе реализации системы стоит уделить особое внимание периодическим демонстрациям прототипа системы, те-

Рис. 1. Общая схема процесса построения аналитической отчётности (бизнес-аналитики)



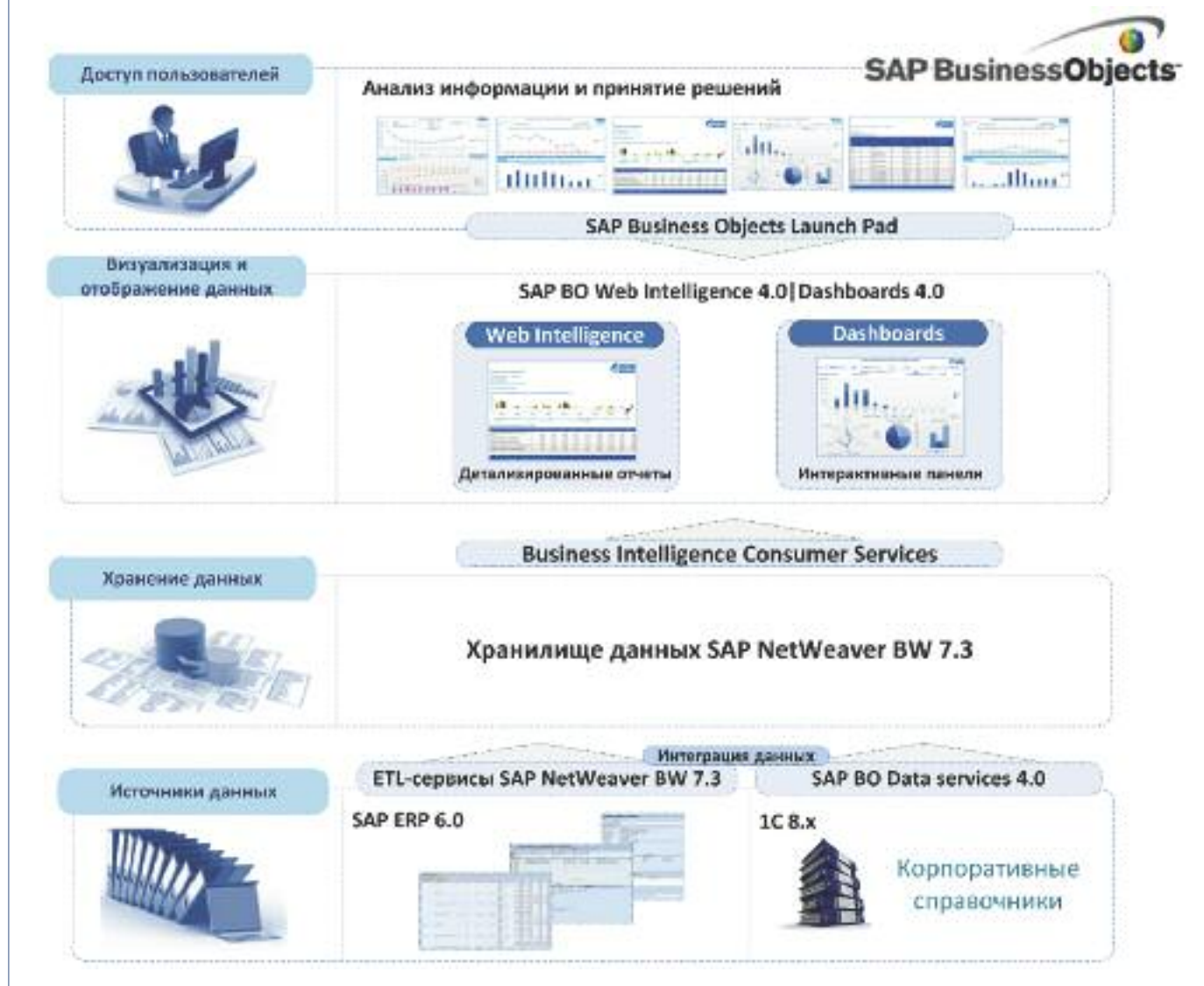
стовым проверкам работы отчётов, рассмотрю возможностей аналитических панелей и их виду и, конечно, привыканию сотрудников к новой схеме подачи информации, контроля их работы и определения показателей мотивации.

Во время опытно-промышленной эксплуатации или переходного периода следует уделить особое внимание поэтапному переходу, то есть первоначально готовить отчёты как вручную, так и анализи-

руя то, что сформировано в системе бизнес-аналитики. Это позволит не допустить сбоя в предоставлении информации, а также плавно перейти на новые механизмы работы и оценить их возможности.

Построенная Дирекцией по МТО и КС совместно с Департаментом ИТАТ компании и интегратором ЗАО «ИНЛАЙН ГРУП» система схематично изображена на рисунке 1. Команда проекта проделала сложную и трудоёмкую работу, нам

Рис. 2. Архитектурная модель информационной системы бизнес-аналитики



удалось собрать воедино множество различных аналитических данных по процессам МТО, управления запасами МТР, капитального строительства. Огромный объем информации ежедневно загружается в аналитическое хранилище компании, консолидируется и доступен в виде детализированных отчетов и интерактивных панелей не только на рабочем месте, но и через Интернет. Это позволяет оперативно контролировать производственные процессы, реагировать на проблемные ситуации с поставками МТР и, конечно, даёт возможность построения гибких отчетов исходя из возникающих требований. Немаловажно, что такая работа позволяет значительно сократить влияние человеческого фактора на подготовку отчетности, снизить трудо-

ёмкость работы, а это существенно повышает производительность труда.

Подводя итоги проекта по внедрению новых стандартов работы, необходимо отметить, что автоматизированная система построения бизнес-аналитики стала полноценной частью комплексной системы управления материально-техническим обеспечением и капитальным строительством Дирекции по МТО и КС «Газпром нефти». Мы занимаемся её совершенствованием и развитием уже несколько лет, и, благодаря постоянной и кропотливой работе по оптимизации и унификации, повышению прозрачности процессов и автоматизации, система управления материально-техническим обеспечением «Газпром нефти» заслуженно признана одной из лучших в отрасли. ■

НАША СПРАВКА

«Газпром нефть» входит в четвёрку крупнейших нефтегазовых компаний России. В её составе – более 70 нефтедобывающих, нефтеперерабатывающих и сбытовых предприятий, работающих в России, странах ближнего и дальнего зарубежья, объединённых по принципу вертикальной интеграции.

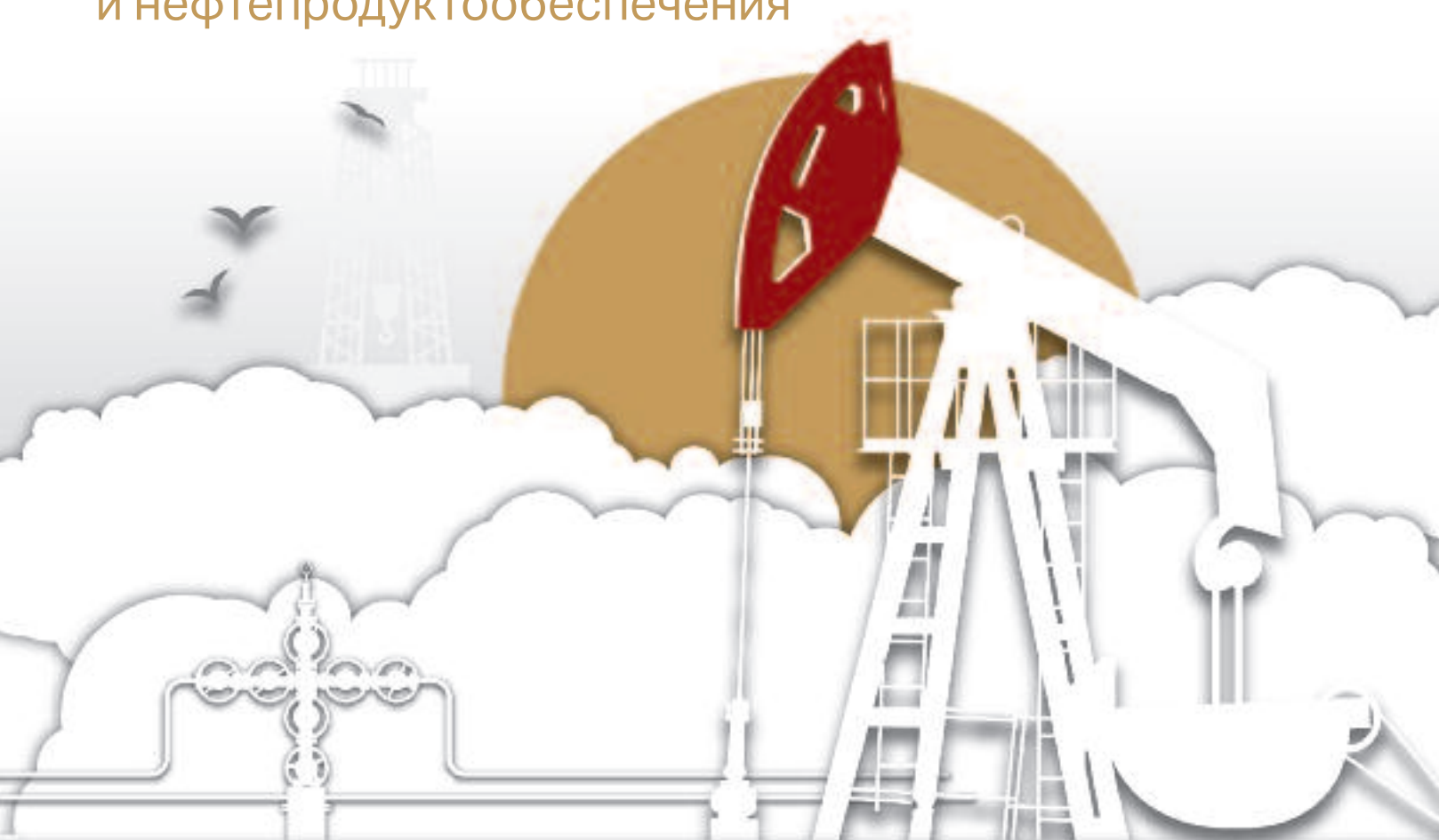
Объём доказанных запасов углеводородов ставит «Газпром нефть» в один ряд с 20 крупнейшими нефтяными компаниями мира. Компания перерабатывает более 80% добываемой нефти, демонстрируя лучшее в отрасли соотношение добычи и переработки. Дополнительная информация: www.gazprom-neft.ru

РОСГОССТРАХ



СТРАХОВАНИЕ РИСКОВ В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ

Защита имущественных рисков
уникальных промышленных комплексов в том числе
предприятий нефтедобычи, нефтепереработки
и нефтепродуктообеспечения



Евгений Боровиков,
директор по страхованию ключевых клиентов
тел.: +7 (495) 783-24-24 (доб. 077-14-25), моб.: +7 (916) 788-87-81,
e-mail: Evgeniy_Borovikov@rgs.ru

www.RGS.ru

ООО «Росгосстрах», лицензия С № 0977 50 выдана ФССН 07.12.2009 г.

Нефтегазовый форпост России

Перспективы наращивания добычи углеводородов на Сахалине связаны как с шельфом, так и с участками на суше

Особенностями Сахалинской области, если сравнивать её с другими субъектами РФ, является то, что здесь на относительно небольшой территории сосредоточены богатейшие водно-биологические, лесные ресурсы, значительные запасы нефти, газа, угля и других полезных ископаемых. Перед регионом стоит сложная задача – использовать эти природные богатства с минимальным негативным воздействием на окружающую среду, чтобы сохранить уникальную сахалинскую природу. О развитии нефтегазовой промышленности на острове журналу «Нефть России» рассказал губернатор Сахалинской области Александр ХОРОШАВИН.

– Александр Вадимович, каких успехов удалось добиться нефтяному комплексу Сахалинской области за все годы его существования?

НАША СПРАВКА

Александр Вадимович ХОРОШАВИН родился 26 ноября 1959 г. в г. Свободный Амурской области. Окончил Дальневосточный экономический институт, доктор экономических наук.

Трудовую деятельность начал старшим мастером производственного объединения «ОХА Нефтегаздобыча». С 1987-го по 2001 год работал инструктором в Охинском горкоме КПСС.

С 1991-го по 1993 год руководил ассоциацией «Агломерат». С 1993-го по 1997-й – директор ТОО «Компания ИВА» (г. Оха).

С 1997-го по 2001 г. – первый вице-мэр г. Оха и Охинского района. С 2001-го по 2005 г. – глава муниципального образования «Охинский район».

2 октября 2005 г. победил на выборах главы муниципального образования городской округ «Охинский».

Указом Президента РФ от 7 августа 2007 г. после досрочного прекращения полномочий губернатора области Ивана Малахова был назначен временно исполняющим обязанностей губернатора.

9 августа 2007 г. депутатами Сахалинской областной думы утверждён на посту губернатора. Является членом Политсовета Сахалинского регионального отделения партии «Единая Россия». Женат, имеет двоих детей.





На шельфе Сахалина создана мощная углеводородная база. В его северо-восточной части открыты 15 месторождений нефти и газа, два из которых по объёмам запасов относятся к категории уникальных (Лунское и Южно-Киринское).

– История нефтегазодобывающей промышленности Сахалина ведёт начало с 10 августа 1928 г., когда в г. Охе был организован трест общесоюзного значения «Сахалиннефть». Это событие явилось признанием перспектив нефтегазоносности недр острова и означало, что Сахалин стал в ряд важных нефтегазодобывающих районов страны.

Уже в 1928 г. трест «Сахалиннефть» начал работу на участках Охинского месторождения, где 14 ноября была получена первая нефть. А с 1931 г. он приступил к освоению месторождения Катангли. И вплоть до 1980-х шло планомерное увеличение добычи нефти на суше острова, её максимальный объём был достигнут в 1983 г. (2664 тыс. т).

Этому способствовали открытие и ввод в эксплуатацию самого крупного на Сахалине нефтегазового месторождения Монги, а также месторождений Восточное Даги, им. Р. С. Мирзоева, Усть-Эвай, Набиль, Узловое, Астрахановское.

На Сахалине высокие показатели нефтегазодобычи во многом определялись широким развитием научно-исследовательских и экспериментальных работ в области геологии, строительства скважин, разработки и эксплуатации месторождений, экономики промышленности. Так, на месторождении Оха впервые в стране под методическим руководством института «СахалинНИПИнефть» были начаты опытно-промышленные работы по закачке пара в пласт с последующим проталкиванием паровой оторочки путём закачки воды, в дальнейшем перешедшие в стадию промышленных разработок. Широкое применение получили физико-химические методы воздействия на призабойную зону скважин.

В 1970–1980-е годы объединение «Сахалиннефть» спроектировало и построило ряд крупных объектов нефтегазового комплекса, во многом определивших перспективы ТЭК Дальневосточного экономического района. Например, в 1987 г. был сооружён магистральный газопровод

на материк (протяжённость – 557 км, диаметр – 700 мм, пропускная способность – 2 млрд м³), и сахалинский газ начал поступать в Комсомольск-на-Амуре.

– Но сегодня нефтегазовый комплекс Сахалина ассоциируется, прежде всего, с шельфовыми проектами...

– Да, ещё в начале 1970-х годов благодаря проведению наклонно-направленного бурения с берега на морской площади Одопту была впервые установлена нефтегазоносность северо-восточного шельфа о. Сахалин. Причём здесь зафиксировали рекорд страны по отклонению ствола скважины от вертикали в глубь моря (на 2,5 км). Перед нефтегазовой отраслью Сахалина открылись новые перспективы.

В 1975 г. было подписано генеральное соглашение между СССР и Японией, предусматривавшее проведение совместных геологоразведочных работ на шельфе северо-востока и юго-запада о. Сахалин общей площадью около 30 тыс. км². Благодаря начатым в 1975 г. морским геофизиче-



ским исследованиям выявили 18 перспективных антиклинальных структур. Последующее поисково-разведочное бурение привело к открытию на северо-восточном шельфе Чайвинского и Одоптинского нефтегазоконденсатных месторождений.

После завершения в 1983 г. совместных ГРП советская сторона продолжила геофизические исследования и поисково-разведочное бурение собственными силами. В результате были открыты новые крупные месторождения – Лунское, Пильтун-Астохское, Аркутун-Дагинское, Венинское, Изильметьевское – и подготовлена к разведке целая группа перспективных структур. Тем самым созданы предпосылки формирования первого на Дальнем Востоке и в России морского нефтегазового комплекса.

Однако быстро вовлечь в разработку эти месторождения не удалось. Планы их освоения строились в основном с расчётом на собственные силы, но возникли проблемы с финансированием и обеспечением техническими средствами. Поэтому встал вопрос о привлечении к данным работам зарубежных корпораций путём проведения международных конкурсов.

– На какой стадии сейчас находится освоение нефтегазовых ресурсов шельфа?

На шельфе Сахалина создана мощная углеводородная база. В его северо-восточной части открыты 15 месторождений нефти и газа, два из которых по объёмам запасов относятся к категории уникальных (Лунское и Южно-Кириновское).

В настоящее время реализуются два соглашения на условиях раздела продукции по разработке Лунского и Пильтун-Астохского месторождений (проект «Сахалин-2», оператор – «Сахалин Энерджи Инвестмент

Компани Лтд.»), Аркутун-Дагинского, Чайвинского и Одоптинского («Сахалин-1», оператор – «Эксон Нефтегаз Лимитед»).

С 2009 г. в рамках проекта «Сахалин-3» ОАО «Газпром» проводит геологоразведочные работы, в результате которых открыты новые месторождения – Южно-Кириновское с гигантскими запасами углеводородов и Мынгинское. В октябре 2013 г. введено в разработку Кириновское ГКМ (оператор – ООО «Газпром добыча шельф»). Продолжаются ГРП в пределах Восточно-Одоптинского и Аяшского блоков.

В 2014 г. планируется ввод в разработку месторождений Аркутун-Дагинское (оператор – «Эксон Нефтегаз Лимитед») и Северное Чайво («Роснефть»), в 2015 г. – Северное Венинское («Роснефть»), в 2018 г. – Южно-Кириновское («Газпром добыча шельф»).

Реализация как действующих, так и новых проектов позволит к 2020 г. довести ежегодную добычу нефти до 18,5 млн т, природного газа – до 40 млрд м³.

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

– Их две. Первая – истощение сырьевой базы углеводородов северного Сахалина и недостаточный объём инвестиций в геологоразведочные и поисковые работы на суше. Вторая – снижение в 2013–2016 гг. проектных показателей добычи нефти в рамках «Сахалина-2» из-за раннего заводнения скважин на Астохском участке и повышенного газового фактора на Пильтунском. Та же тенденция наблюдается в рамках проекта «Сахалин-1», где из-за обводнения эксплуатационных скважин и высокого газового фактора отодвигаются сроки начала добычи на месторождении Аркутун-Даги.

Правда, компании-операторы проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» утвердили документы, которые предусматривают проведение в ближайшей перспективе дополнительных геолого-технических мероприятий с целью увеличения добычи углеводородов.

– Известно, что процесс освоения сахалинского шельфа вызывал нарекания со стороны ряда экологических организаций. Как решается проблема обеспечения безопасности данных работ?

– Нефтегазодобывающие компании, работающие на шельфе острова, очень ответственно и серьёзно относятся к вопросам промышленной и экологической безопасности. В проектные решения закладывается использование современного природоохранного оборудования, применение экологически безопасных технологий.

Компании тщательно отслеживают производственные риски и принимают меры по исключению аварийных ситуаций, обеспечению надёжности работы конструкций и механизмов. Постоянно проводятся тренинги, обучающие семинары и курсы по совершенствованию производственных навыков. Особое внимание при этом уделяется вопросам безопасности в различных её аспектах.

Все компании, осуществляющие разведочное бурение, добычу и транспортировку углеводородов, имеют собственные планы по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов.

Правительство Сахалинской области, со своей стороны, нацеливает недропользователей, работающих в регионе, на соблюдение самых высоких стандартов безопасности и охраны окружающей среды.

– Как администрация Сахалинской области помогает нефтяникам в реализации углеводородных проектов?

– По проектам «Сахалин-1» и «Сахалин-2» правительство Сахалинской области является стороной соглашений о разделе продукции. Его представители входят в управляющие комитеты этих проектов.

Учитывая масштабы первых в России проектов СРП, выполняющихся на Сахалине, губернатор области лично взял на себя координацию вопросов, связанных с их реализацией, и стал одним из сопредседателей Уполномоченного государственного органа по проекту «Сахалин-1» и Наблюдательного совета по проекту «Сахалин-2».

Представители правительства региона проводят встречи с руководством компаний-операторов проектов с целью обсуждения текущего состояния дел, накопившихся проблем, конфликтов, находя пути их решения.

Кроме того, правительство области и региональное Министерство природных ресурсов и охраны окружающей среды тесно взаимодействуют с другими нефтяными и газовыми компаниями, работающими на территории Сахалина. К их числу относятся «Газпром» и его дочерние добывающие и сервисные предприятия, «Роснефть» в лице ООО «РН-Сахалинморнефтегаз» и различных сервисных дочерних структур, ЗАО «Петросах» (оператор разработки месторождения Окружное, принадлежащего компании «Юралс Энерджи»), ОАО «Сахалинская нефтяная компания».

бой рассмотреть возможность строительства ещё одного НПЗ на территории острова. В результате был заключён меморандум о взаимопонимании, предусматривающий в том числе и рассмотрение возможности сооружения такого предприятия, ориентированного на переработку нефти и газового конденсата с месторождений шельфа, а также изучение перспектив организации производства газохими-

Для рациональной организации поисково-разведочных работ необходимо провести ревизию имеющихся геолого-геофизических материалов по перспективным площадям и участкам острова.

Дальневосточного региона. Большинство месторождений характеризуются высокой степенью выработанности и находятся в завершающей стадии разработки, когда наблюдается падение уровня добычи нефти, рост её обводнённости и ухудшение технологических свойств залежей.

С целью воспроизводства МСБ и стабилизации уровня добычи углеводородов следует изучать и осваивать новые территории, вести поиск и разработку глубоководных залежей (3–5 км) залежей как в старых (особенно в старых!), так и в новых районах.

Для рациональной организации поисково-разведочных работ необходимо провести ревизию имеющихся геолого-геофизических материалов по перспективным площадям и участкам острова.

Не менее важным является исследование перспективных, но малоизученных площадей на юге и в центральной части Сахалина, что позволит расширить ресурсную базу и приблизить промыслы к потенциальным потребителям.

С точки зрения территории главным направлением поисково-разведочных работ на суше острова остаются Охинский и Ногликский административные районы. Несмотря на высокую степень освоённости начальных потенциальных ресурсов (60% по нефти и 37% по газу), здесь ещё довольно высока вероятность новых открытий. К сожалению, резкое сокращение объёмов глубокого поискового и разведочного бурения, проводимого «Роснефтью», привело к тому, что по итогам сейсморазведки большинство рекомендаций не было реализовано и основная часть поисковых работ до настоящего времени не завершена.

Дальнейшие перспективы развития нефтедобывающей промышленности на Сахалине можно связывать и с интенсификацией действующих промыслов, и с поиском и разведкой новых месторождений в морских глинисто-кремнистых отложениях палеоген-раннеэоценового возраста. Их продуктивность подтверждается наличием Окружного и Восточно-Кайганского месторождений.

Следует отметить, что на шельфе острова «Газпром» и «Роснефть» планомерно ведут ГРП в рамках проектов «Сахалин-3», «Сахалин-4» и «Сахалин-5» – на лицензионных участках Восточно-Одоптинский, Аяшский, Кириновский, Астрахановское море – Некрасовский. Ожидается также получение лицензии на разведку и добычу УВ на Кайганско-Васюканском лицензионном участке.



– Какую роль играет переработка углеводородного сырья в экономике региона?

– На территории области уже почти 30 лет действует небольшой нефтеперерабатывающий завод компании «Петросах». Он расположен в Смирныховском районе, на месторождении Окружное. В настоящее время практически вся добываемая компанией нефть (в объёме до 60 тыс. т в год) перерабатывается на этом НПЗ. Продукция данного предприятия обеспечивает от 15 до 20% областного потребления различных видов топлива (кроме бензина АИ-98, его НПЗ не производит). С учётом транспортной изолированности Сахалинской области значение этого завода трудно переоценить, но на текущий момент и на перспективу его мощностей недостаточно.

Поэтому весной 2010 г. правительство области обратилось в «Газпром» с прось-

бой рассмотреть возможность строительства ещё одного НПЗ на территории Сахалинской области.

«Газпром» в 2011 г. разработал «Инвестиционный замысел создания НПЗ на о. Сахалин». В качестве основной сырьевой базы предварительно были приняты запасы газового конденсата Кириновского ГКМ. Однако полную и обоснованную оценку ресурсов этого месторождения можно дать только после завершения комплекса ГРП на лицензионных участках проекта «Сахалин-3».

– Какие меры, на Ваш взгляд, надо предпринять для развития нефтегазовой промышленности в регионе?

– Сырьевая база углеводородов Северного Сахалина в связи с высоким уровнем её истощения не способна обеспечивать растущие потребности области и всего



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



cutting through complexity

А на наш век хватит?

Почему компаниям все труднее добывать нефть

Многие эксперты и практики нефтегазовой отрасли в последнее время предсказывают существенное падение нефтедобычи в России в период 2015–2020 гг., что, безусловно, повлечёт сокращение и доходов государства, и поступлений в бюджет, основа которых в настоящее время – это налоги от добытого сырья. По некоторым прогнозам, потери бюджета после 2020 г. могут составить около 20 млрд долларов ежегодно.

ОБЛАГАТЬ РЕЗУЛЬТАТ, А НЕ ПРОЦЕСС

Действительно, в последнее время в российской нефтедобыче отмечается ухудшение геологических условий, а ресурсный портфель нефтегазовых компаний характеризуется наличием большого количества неизвлекаемых и трудноизвлекаемых запасов.

Лёгкая нефть в России почти кончилась – за последние два десятилетия доля трудноизвлекаемых запасов, по

некоторым данным, выросла до 70%. На низком уровне находится коэффициент извлечения нефти (КИН), показывающий отношение извлекаемых запасов к геологическим.

Так, КИН по месторождениям некоторых российских компаний составляет всего 9%, а у абсолютных лидеров отрасли достигает 27%. При этом международные нефтегазовые корпорации считают приемлемым КИН от 35%, а Statoil объявляет о задаче достичь КИН в 60% на своих месторождениях в Норвегии.

Непростая ситуация в сфере добычи нефти сочетается с негативной геополитической обстановкой, ограничением иностранных инвестиций в нефтегазовую отрасль, а также препятствиями для частных российских компаний в области работы с новыми месторождениями.

В Российской Федерации ограничен доступ иностранных компаний к изучению, разведке и добыче на участках недр федерального значения. К данной категории относятся участки с

извлекаемыми запасами от 70 млн т нефти и/или 50 млрд м³ природного газа, а также расположенные в акваториях внутренних морских вод, территориального моря и континентального шельфа РФ. Кроме того, на континентальном шельфе России могут работать только компании, находящиеся под контролем государства.

На этом фоне замедление темпов падения нефтедобычи возможно за счёт следующих первоочередных мер.

Первая мера – изменение системы налогообложения отрасли. Необходим переход от обложения объёмов добытой нефти (в виде НДС или экспортных пошлин) к обложению сверхприбылей.

Налоговый режим России сложился в начале 2000-х годов, когда нефтедобыча росла. При этом в основном использовались ресурсы, которые разрабатывались ещё в Советском Союзе. Данная система линейна и строится на налогообложении не финансового результата, а процесса добычи. Причём месторождение имеет определённый

цикл, на разных этапах которого добыча и затраты – разные. Логично, чтобы налоговая нагрузка распределялась соответственно.

Текущая налоговая система не стимулирует нефтяные компании к разработке сложных месторождений, требующих существенных инвестиций и предполагающих ожидание незначительной рентабельности в будущем при существенном риске в настоящем времени.

Правительство уже много лет рассматривает возможность введения налога на добавленный доход (НДД). Это стало бы принципиально новым подходом к налогообложению. НДД предполагает, что налогообложение ведётся не от стоимости продаж, а с прибыли, – таким образом учитываются понесённые компаниями затраты. Тем не менее пока это только тема для обсуждения.

Отдельные попытки стимулирования разработки трудных месторождений происходят. Так, в 2013 г. был введён специальный налоговый режим для нефтегазовых предприятий, работающих на континентальном шельфе. В частности, были прописаны льготы по налогу на прибыль, НДС, НДПИ и т. д. Также в настоящее время активно обсуждается перспектива так называемого большого налогового манёвра, который подразумевает снижение пошлин на экспорт нефти при одновременном повышении НДПИ. Однако фрагментарные законодательные поправки могут не решить, а лишь усугубить проблему. На сегодняшний день очевидна потребность в комплексном реформировании нефтяного налогообложения. Ведь, по прогнозам экспертов, без изменения системы налогов в ближайшие 10–20 лет в стране может произойти достаточно ощутимое снижение годовых объёмов добычи – с 500 до 370 млн т.

БРАТЬ ЗА РУБЕЖОМ ТОЛЬКО ЛУЧШЕЕ

Вторая мера – допуск на нефтегазовый и нефтесервисный рынок максимально возможного количества участников – как российских, так и иностранных. По словам лауреата Нобелевской

премии Милтона Фримана, *«первая и самая срочная необходимость в области правительственной политики – это исключение тех мер, которые прямо поддерживают монополии»*.

Совершенно непонятно, почему частные российские компании могут работать на шельфе других государств и не могут на территории России. Кроме того, следует напомнить, что именно небольшие нефтегазовые и нефтесервисные компании сыграли огромную роль в обеспечении энергетической безопасности США, позволили совершить там «сланцевую революцию». На фоне незначительного роста нефтедобычи в России, в районе 1%, в США в 2013 г. она увеличилась более чем на 14%.

Третье – заимствование, адаптация и локализация передовых иностранных технологий в области нефтегазодобычи.

Поскольку темпы экономического роста в стране снизились, главным приоритетом для нефтегазовой отрасли становится не количественное наращивание объёмов производства, а качественная модернизация сектора.

По разным оценкам, в мире добыча трудноизвлекаемой нефти составляет 19,4% от общего производства данного сырья. При этом в России в разработку вовлечено только около 0,2% «трудных ресурсов». По объёму запасов, которые можно извлечь при существующих сегодня технологиях, Россия занимает первое место в мире – 75 млрд баррелей, или 10,3 млрд т.

У подавляющего большинства отечественных компаний, вовлечённых в подобные проекты, есть совместные предприятия с зарубежными инвесторами, где последние прежде всего рассматриваются как источники новых технологий.

Внедрение новых технологий позволит повысить успешность инвестиций в геологоразведку и добычу. В настоящее время вопросы технологий обсуждаются как на уровне компаний, так и на уровне отрасли. Одна из ключевых сессий Петербургского экономического форума в мае 2014 г. была посвящена использованию новых технологий добычи в России. Эксперты полагают,

что большой потенциал имеют скважинная геофизика, бурение многозабойных скважин с горизонтальным окончанием, вторичные и третичные методы повышения нефтеотдачи пластов и т. д. Все эти технологии известны в России, однако необходимы их адаптация к отечественным условиям и массовое внедрение на предприятиях отрасли.

НОВЫМ ВРЕМЕНАМ – НОВЫЕ КАДРЫ

Четвёртая мера – формирование национальных кадров в этих областях науки и технологий нефтегазодобычи. Острая проблема дефицита квалифицированных кадров была обусловлена тяжёлым экономическим положением России и плохой демографической ситуацией в период после распада СССР.

Нефтегазовые компании вместе с отраслевыми учебными заведениями должны усилить акцент на профессиональной подготовке производственных кадров, заинтересовать молодых специалистов, в том числе путём материального стимулирования как во время обучения, так и в процессе последующей работы на нефтегазодобывающих предприятиях. Кроме того, необходимо создать образовательные программы с учётом современных знаний, чтобы выпускники профильных вузов, приходя на рабочее место, умели обращаться с передовым оборудованием и применять инновационные подходы, а не воспроизводить, пусть и лучшие, но устаревшие советские практики.

Осуществление изменений по обозначенным направлениям создаст условия для значительного роста и развития российской нефтегазовой отрасли. В этом заинтересованы не только сами предприятия, но и государство: роль этого бюджетобразующего сектора в экономике нашей страны сложно переоценить. Кроме того, исходя из прогнозов экспертов, традиционное сырьё в среднесрочной перспективе останется базовым для мировой энергетики, а значит, лидерство в этой сфере будет во многом определять позиции России на международной арене.

offshore
marintec
RUSSIA



Международная конференция и выставка по судостроению и разработке
высокотехнологичного оборудования для освоения континентального шельфа

OFFSHORE MARINTEC RUSSIA

7-10 октября 2014

— Санкт-Петербург —



www.offshoremarintec-russia.ru

Организаторы:

ВЫСТАВОЧНОЕ ОБЪЕДИНЕНИЕ
РЕСТАЭК



SIEMENS

**РЕСУРСЫ
ШЕЛЬФА**

(812) 320 8015 frolova@restec.ru

Генеральный спонсор

Официальный спонсор

Спонсор круглого стола

Официальное издание



«Газпром нефть»

Подходы к прогнозу добычи на шельфе

Для прогноза грузопотока на период до 2030 г. необходимо последовательно решить следующие задачи:

- определить проекты с добычей, которые могут быть источниками формирования грузовой базы;
- провести моделирование объёмов добычи и соответствующей отгрузки с терминалов;
- локализовать точки генерации грузовой базы;
- осуществить моделирование трасс грузоперевозок и оценить нагрузку на различные зоны Арктического бассейна.

Подходы к оценке возможных уровней добычи нефти на арктическом шельфе на период до 2030 г. могут быть разделены на две группы. Первая – прагматические, проводимые нефтяными компаниями, в основном исходя из оценки ресурсной базы (подготовленных для промышленного освоения и разведываемых месторождений). Вторая – общетеоретические, предпринимаемые консалтинговыми компаниями и научно-исследова-

тельскими институтами, исходя из общей величины ресурсной базы.

Прагматическая оценка ОАО «ЛУКОЙЛ» [1] базируется на ресурсах трёх подготовленных к промышленному освоению и разведываемых месторождений, расположенных в Печорском море, а также на предположении о вводе в освоение месторождений лицензионных участков,

находящихся на этапе геологического изучения (см. рис. 2).

Приводимые структурами «Газпрома» прогнозы добычи нефти на арктическом шельфе неизменны на протяжении последних лет. Они также связывают развитие добычи с освоением месторождений Печорского моря – Приразломного, Долгинского, Медынского-море и Варандей-море [2].

Добыча на лицензионных участках остальных шельфов – Карского моря, моря Лаптевых, Восточно-Сибирского и Чукотского – компаниями не рассматривается. Причина этого заключается в том, что лицензии на данные участки получены в 2010-м, 2012-м и 2013 году, сейчас они находятся на этапе геологического изучения, и первые результаты ожидаются не ранее 2015–2020 гг. Следовательно, инвестиционные решения будут приняты в районе 2020 г., а возможный срок ввода месторождений в разработку, в соответствии со сложившейся практикой (в частности, зафиксированной в лицензионных соглашениях), – 2030 г. и позднее.

Рис. 2. Прогнозируемый объём добычи нефти в Арктике на период до 2030 г., млн т



Одним из примеров общетеоретического подхода к прогнозу уровней добычи может служить оценка, приведённая в исследовании «Арктический шельф: насколько оптимальна система регулирования в России» [3], опубликованном в сентябре 2012 г. Энергетическим центром Московской школы управления «СКОЛКОВО».

Проведённый авторами анализ основывается на учёте всей величины ресурсного потенциала, предположении о степени его подтверждаемости (принято значение 10%, или коэффициент перевода в запасы промышленных категорий, равный 0,1) и построении итогового профиля добычи для шельфов Барен-

цов шельфа) принят коэффициент 5%, для $D_{1\text{лок}}$ – 10%, а для перспективных ресурсов C_3 – 25% [4].

Прогноз учитывает всю величину ресурсов региона без распределения по конкретным поисковым объектам, которые в случае состоявшихся на них открытий и определения величины извлекаемых запасов будут являться потенциальными источниками грузовой базы. Таким образом, если произойдёт ввод всех ресурсов в освоение, можно говорить о «потенциале» региона.

Указание на то, что прогноз добычи нефти на шельфах выполнен, также основано на чисто гипотетическом предположении о фазовом составе углеводородов (нефть или газ), поскольку прямых подтверждений нет. Более того, в пределах структур, по которым планируются геологоразведочные работы и которые при условии успеха могут стать точками добычи и генерации грузовой базы, распределение флюидов, как показывает практика, может отличаться от установленного регионального соотношения. Касаясь последующей оценки грузопотока с разрабатываемого месторождения, необходимо учесть, что соотношение различных флюидов (нефть/газ), поступающих в транспортную систему, будет определяться их соотношением в опосредованной структуре и подготовленных к разработке продуктивных пластах. Большую роль играет и выбранная компанией стратегия освоения, которая обычно носит избирательный характер в части добычи различных флюидов.

Ещё раз подчеркнём, что при прогнозной оценке более важным показателем является величина перспективных ресурсов категории C_3 конкретных структур, подготовленных к поисковому бурению, а не общий объём прогнозных ресурсов категорий D , как бы велики они ни казались. Также следует учесть, что размер ресурсов должен рассматриваться в соотношении с числом перспективных объектов, на которых они будут локализованы. Здесь отмечается интересная ситуация – чем больше перспективных объектов, тем, следовательно, меньше их конкретные размеры.

Сами авторы упомянутого доклада указывают: «Из-за крайне низкой изучен-

ности большей части арктических акваторий говорить о точности сценарных прогнозов добычи не приходится. Однако сценарный подход обеспечивает индикативное представление о возможных уровнях добычи с учётом текущих представлений о ресурсном потенциале и планах, возможностях компаний по срокам проведения ГРП и освоения месторождений» [3].

Но индикативное представление не может быть положено в основу принятия конкретных решений по планированию развития транспортной инфраструктуры, в том числе – строительству транспортных средств, требующих значительных реальных инвестиций.

ТИПИЗАЦИЯ ТРАНСПОРТНЫХ ПРОЕКТОВ

Типизация транспортных проектов проводится по двум показателям – состоянию их реализации и обоснованности оценки ресурсной базы.

Первый критерий определяется состоянием отгрузочного терминала, поскольку создание морской транспортно-технологической схемы увязывается со сроками его ввода в действие. Можно выделить несколько стадий (рангов) терминалов.

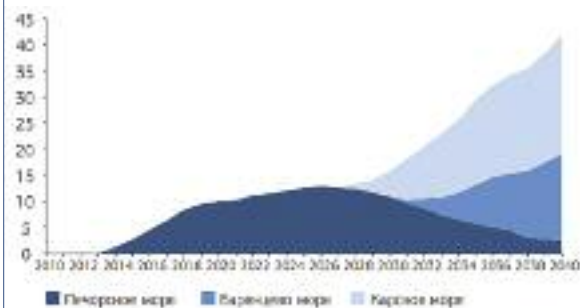
Действующий, то есть тот, на котором осуществляется отгрузка углеводородного сырья. Примерами являются Варандейский стационарный морской ледостойкий отгрузочный причал, фронтальный причал в Дудинке для отгрузки конденсата, причальный буй для отгрузки нефти Песчаноозёрского месторождения на о. Колгуев. Проведена также отгрузка со стационарной платформы «Приразломная».

Строящийся, где ведётся сооружение терминала и сопутствующей инфраструктуры. Примеры – создание загрузочного причала башенного типа для Новопортовского месторождения, а также пирса с технологической эстакадой в порту Сабетта для отгрузки СПГ и конденсата Южно-Тамбейского месторождения (оба расположены на реке Обь).

Проектируемый, где осуществляется проектирование. Так, в настоящее время «ЛенморНИИпроект» проектирует терминал на мысе Таналау на реке Енисей для отгрузки нефти Пайяхского и Северо-Пайяхского месторождений.

Заявленный, когда локализация терминала определена действующими программами компаний. Пример – терминал отгрузки СПГ в районе посёлка Индига (проект «Печора СПГ»).

Рис. 3. Прогнозируемая добыча нефти на шельфах Печорского, Баренцева и Карского морей, млн т



Источники: Энергетический центр Московской школы управления «СКОЛКОВО».

цева, Печорского, Карского морей в целом (см. рис. 3).

При всей своей солидности приводимый график лишён практической значимости по нескольким причинам.

Степень ресурсной оценки малоизученных территорий (север Карского моря, запад российской части Баренцева и т. п.) крайне низка. В первую очередь это связано с тем, что в этих регионах не установлены прямые признаки нефтегазоносности. Поэтому данная оценка носит умозрительный характер, основываясь на предположении о близости геологических характеристик упомянутых территорий к выбранным аналогам.

Это приводит к тому, что оценка проводится для прогнозных ресурсов категорий D_1 и D_2 , вероятность подтверждения которых – крайне неопределённая. Следует отметить, что, в соответствии с принятыми Минприроды коэффициентами перевода ресурсов и запасов из низших в более высокие (промышленные) категории, для ресурсов D_1 и D_2 (которые составляют более 90% ресурсной базы новых лицензированных участ-



«Газпром нефть»

Рис. 4. Типизация проектов освоения нефти и газа арктического шельфа

		ОБОСНОВАННОСТЬ ОЦЕНКИ РЕСУРСНОЙ БАЗЫ							
		Локализованные				Нелокализованные			
		Месторождения		Появки		Крупные региональные структуры			
		Разрабатываемые	Подготовленные для промышленного освоения	Разведываемые	Подготовленные для глубокого бурения	Выявленные по результатам поисковых исследований	Районы с доказанной нефтегазовостью	Районы с недоказанной нефтегазовостью	
СОСТОЯНИЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА	Фонд недр	Статус терминала	Высшие категории запасов и ресурсов						
			АВ	C ₁ C ₂	C ₃	D ₁ лок	D ₁	D ₂	
	распределенный	Действующий							
		Строящийся							
		Проектируемый							
		Запасенный							
		Планируемый							
		Неопределенный							

 проекты с возможностью прогноза добычи и формирования грузовой базы

Планируемый – локализация терминала намечается планами компаний или региона. Примерами могут служить месторождения Долгинское, Поморское, Медыньское-море и Варандей-море в Печорском море, а также Штокмановское месторождение и его спутники в Баренцевом.

Неопределенный – решение о локализации терминала отсутствует. Это относится практически ко всем шельфовым участкам, находящимся на этапе геологического изучения.

Степень достоверности оценки ресурсной базы указывается по наивысшей категории ресурсов и запасов, выявленных на лицензионных участках, входящих в проект. Этот подход идентичен способу определения степени промышленного освоения месторождений углеводородного сырья: «4.4.5. Если на месторождении имеются участки (запасы, пласты) с различной степенью промышленного освоения и разведанности, то это месторождение в целом в отчетном балансе учитывается по наиболее высокой степени промышленного освоения» [5].

Итоговая диаграмма типизации проектов приведена на рис. 4.

На диаграмме дано распределение 39 выделенных проектов в координатах «Состояние реализации проекта» и

«Обоснованность оценки ресурсной базы». При этом определена область арктических проектов, для которых возможно прогнозирование грузовой базы. К ним относятся действующие, строящиеся, проектируемые, заявленные и планируемые проекты с установленными на их территории (в акватории) разрабатываемыми, подготовленными к промышленному освоению и разведываемыми месторождениями с разведанными и предварительно оцененными извлекаемыми запасами категорий А, В, С₁ и С₂.

Проекты, для которых локализация терминала и обеспечивающей инфраструктуры не определена, и остальные виды проектов, охарактеризованные перспективными ресурсами категории С₃, прогнозными ресурсами D_{1лок.}, D₁ и D₂, из прогнозирования исключены.

Причина заключается в том, что перспективные и прогнозные ресурсы не могут быть использованы для прямого прогнозирования объёмов добычи – как в связи с неопределённостью количественной оценки ресурсной базы и отсутствием (в случае D₁ и D₂) локализации потенциального ресурсного объекта, так и вследствие гипотетичности определения фазового состава флюида.

В сложившейся практике прогнозные и перспективные ресурсы используются для планирования поисковых и разведочных работ. Это отражено в действующих регламентирующих документах. Так, утверждённая приказом Минприроды России № 126 от 07.02.2001 г. «Временная классификация запасов месторождений, перспективных и прогнозных ресурсов нефти и горючих газов» определяет, что сведения о различных категориях ресурсов в соответствии со стадийностью проведения ГРП применяются для планирования поисковых и разведочных работ, а сведения о запасах – для проектирования добычи и транспортировки.

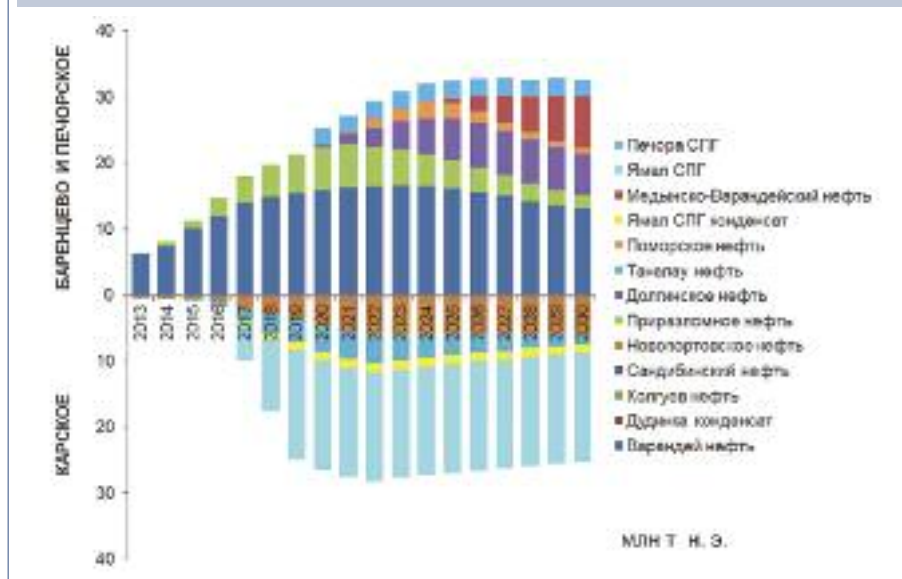
Прогноз добычи и отгрузки

Прогноз добычи в рамках выбранных проектов основан на нескольких источниках данных:

- проектные документы, утверждённые Центральной комиссией по согласованию технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья Федерального агентства по недропользованию;
- прогнозы, выполненные предприятиями-недропользователями;
- оценки ОАО «СибНАЦ», сделанные по заказу Минэнерго РФ при составлении «Программы комплексного освое-



Рис. 5. Соотношение объёмов отгрузки в бассейнах Баренцева / Печорского и Карского морей



ния месторождений ЯНАО и севера Красноярского края»;

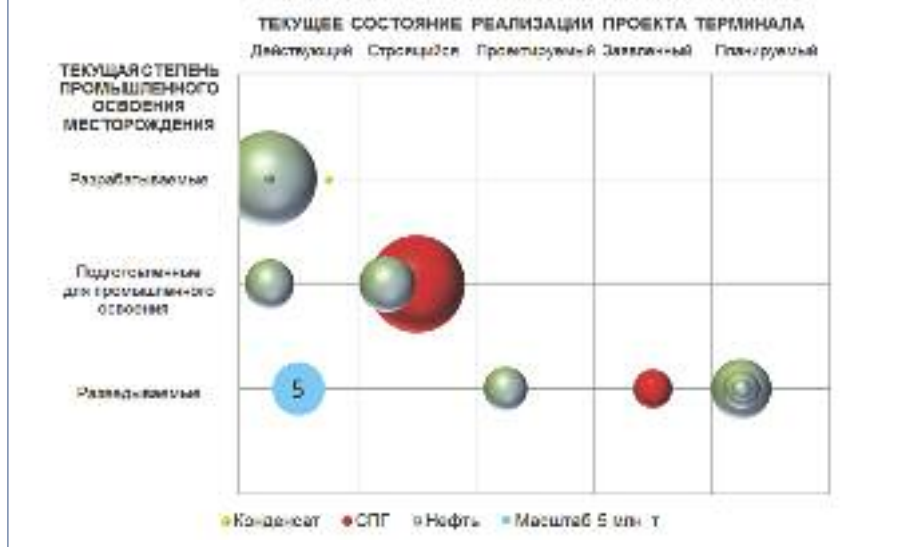
- собственные расчёты ООО «Гекон» профиля на основе типовой кривой добычи;

- экспертная оценка ООО «Гекон».

В соответствии с полученными результатами, грузопоток углеводородного сырья в Баренцевом, Печорском и Карском морях выйдет к 2023 г. на уровень 58 млн т и останется стабильным до 2030 г. При этом проекты, тяготеющие к акватории Карского моря, будут генерировать грузовую базу, близкую к проектам Баренцева и Печорского морей (см. рис. 5).

В Печорском море станет расти отгрузка с морских терминалов шельфовых месторождений. На побережье увеличение добычи будет происходить до 2022 г., после чего она начнёт снижаться. Очевидно, что геологоразведочные работы на суше могут привести к открытию и последующему вводу в освоение новых месторождений и падение добычи станет компенсироваться благодаря эксплуатации новых запасов. Принятые компаниями программы разработки шельфовых месторождений предполагают резкую асимметрию профиля добычи – резкий выход на пик и более плавное, постепенное снижение.

Рис. 6. Соотношение величин прогнозной отгрузки с терминалов в 2025 г.



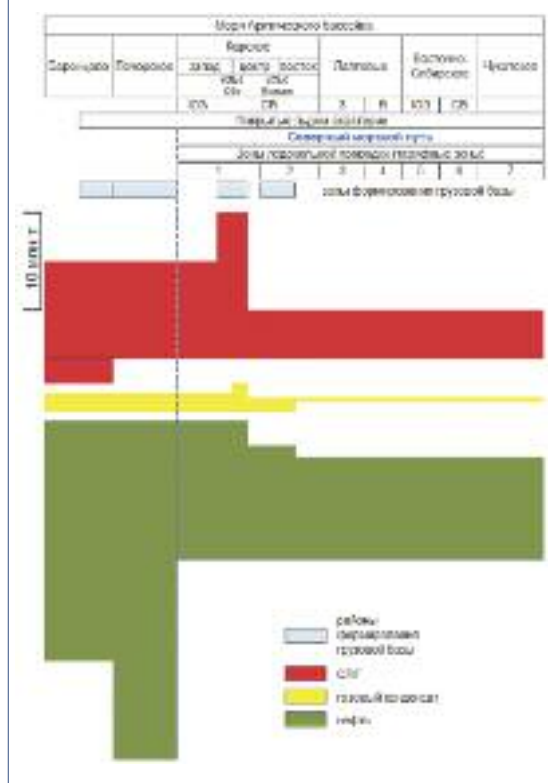
Проведённое прогнозирование объёмов добычи позволяет оценить величины отгрузки с каждого из анализируемых терминалов в период до 2030 г. На рис. 6 приведено моделирование отгрузки с действующих терминалов в 2025 г. (с указанием специализации по виду груза). Для терминалов установлены текущее состояние проектов и степень промышленного освоения месторождений – к 2025 г. эти терминалы будут действующими, а месторождения (и скорее всего, полностью) станут относиться к разрабатываемым.

Грузопоток в Арктическом бассейне

Оценить распределение грузопотока по зонам Арктического бассейна мы можем исходя из расположения терминалов (и действующих, и запланированных компаниями) и возможных рынков сырья.

На перспективу до 2030 г. в Арктике грузовая база углеводородного сырья будет формироваться в акваториях Баренцева, Печорского и Карского морей. Основной объём отгрузки связан с реализацией проектов, месторождения которых расположены на суше. Шельфовая добыча ожидается только в Печорском море (см. рис. 7).

Рис. 7. Распределение грузопотока в 2030 г. по акватории Арктического бассейна



В Карском море на трассы перевозок продукция будет поставляться с терминалов, расположенных на реках Обь и Енисей. В соответствии с принятым разделением акватории СМП на зоны ледокольной проводки [6], из Оби груз станет попадать в первую с запада зону, из устья Енисея – на границу первой и второй зон.

Наибольшая нагрузка СПГ придётся на район устья Оби. После этого поток будет распределяться в восточном и западном направлениях. Исходя из срока летней навигации – четыре месяца, – можно ожидать, что на восточное направление поставят около трети производимого СПГ. Западное транспортное направление будет включать отгрузку с терминала проекта «Печора СПГ» в Баренцевом море.

Наибольший грузопоток нефти ожидается в акватории Печорского моря. При этом, исходя из развития геополитической ситуации, можно предполагать, что частью сырья обеспечат и восточное направление (треть от общих объёмов перевозок).

Проведённая процедура типизации проектов освоения арктических месторождений нефти и газа по обоснованности оценки ресурсной базы и состоянию строительства терминала позволяет получить наиболее точное представление о перспективах формирования грузовой базы.

Очевидно, что по мере реализации ГРП на лицензионных участках арктического шельфа и открытия месторождений нефти и газа перечень объектов, включаемых в прогноз развития грузопотока, будет расширен. В свою очередь, возможно изменение статуса терминалов – как в сторону повышения, так и понижения их ранга. Это требует проведения систематического мониторинга планов и результатов поисково-оценочных работ в Арктическом бассейне.

Источники

1. Основные тенденции развития глобальных рынков нефти и газа до 2025 года. Справочник ОАО «ЛУКОЙЛ», 2013.
2. Дзюбко А. Д. Ресурсная база УВ сырья шельфа морей России: прогноз добычи нефти до 2030 г. <http://www.vedomosti.ru/events/nefg13>
3. Арктический шельф: насколько оптимальна система регулирования в России? / Энергетический центр Московской школы управления «СКОЛКОВО». Сентябрь 2012. С. 95. http://energy.skolkovo.ru/upload/medialibrary/07c/SEneC_Arctic_Offshore.pdf.
4. Приказ Минприроды РФ № 232 от 30.09.2008 г. (ред. от 03.02.2012 г.) «Об утверждении Методики по определению стартового размера разового платежа за пользование недрами» (вместе с «Методикой расчёта минимального (стартового) размера разового платежа за пользование недрами»). Зарегистрировано в Минюсте РФ 22.12.2008 г. за № 12914.
5. Методические рекомендации по заполнению формы федерального государственного статистического наблюдения № 6-гр (нефть, газ, компоненты), ведению федерального и сводных территориальных балансов запасов, М., 1996.
6. Правила применения тарифов на ледокольную проводку судов в акватории Северного морского пути. Утверждены приказом Федеральной службы по тарифам № 46-т/2 от 4 марта 2014 г.



CREON ENERGY

ФЕВРАЛЬ

18 ПЕСТИЦИДЫ

МАРТ

24 ФЛОТАЦИОННЫЕ РЕАГЕНТЫ

25 ВОДОРОД

26 ПОПУТНЫЙ НЕФТЯНОЙ ГАЗ

27 ТЕХНОЛОГИИ GTL&CTL

31 ПРОИЗВОДСТВО И РЕГЕНЕРАЦИЯ МАСЕЛ

АПРЕЛЬ

2 БЕНЗИНЫ

3 ДИЗЕЛЬ

4 КЕРОСИНЫ

МАЙ

19 ГАЗОВЫЙ КОНДЕНСАТ

21 ПРОМЫШЛЕННЫЕ ГАЗЫ

26 БУРОВАЯ И ПРОМЫСЛОВАЯ ХИМИЯ

ИЮНЬ

23 МЕТАНОЛ

СЕНТЯБРЬ

8 РЕАГЕНТЫ ДЛЯ ЗОЛОТОДОБЫЧИ

9 ТОПЛИВНЫЕ ПРИСАДКИ

15 НЕТРАДИЦИОННЫЕ ИСТОЧНИКИ УГЛЕВОДОРОДОВ

23 АРОМАТИКА

24 CO₂

30 ДЕКОРАТИВНЫЕ КРАСКИ

ОКТАБРЬ

6 РЫНОК ПРИРОДНОГО ГАЗА В РФ

13 НЕФТЯНЫЕ И НЕФТЕХИМИЧЕСКИЕ ОТХОДЫ

20 СУГ

21 ГЕЛИЙ

31 МИНЕРАЛЬНЫЕ УДОБРЕНИЯ

НОЯБРЬ

11 ДОБЫЧА НА ШЕЛЬФЕ

17 МЕЛАМИН

18 МАЗУТЫ

19 БИТУМЫ

24 ГАЗОХИМИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС

ДЕКАБРЬ

9 ФОРУМ «НЕФТЕГАЗОПЕРЕРАБОТКА В РОССИИ»

10 СЕРА И СЕРНАЯ КИСЛОТА

15 ИНДУСТРИАЛЬНЫЕ ЛКМ

16 СПГ

17 КПО

ПЛАН КОНФЕРЕНЦИЙ 2014

WWW.CREONENERGY.RU

КОНТАКТЫ: +7(495) 797-49-07

ORG@CREONENERGY.RU

* ДАТЫ КОНФЕРЕНЦИЙ МОГУТ БЫТЬ ИЗМЕНЕНЫ

Глобальные последствия «сланцевого прорыва»

Уже в ближайшие годы из США «выплеснутся» на мировой рынок значительные объёмы СПГ, СУГ и полимеров

Андрей ВАЛЕНТИНОВ

В последние годы одним из главных вызовов мировой энергетики стала так называемая сланцевая революция в США. За счёт извлечения нефти и газа из сланцевых пород Америка не только резко сократила импорт углеводородов и приблизилась к порогу самообеспечения, но и стремится войти в число экспортёров энергоресурсов. Уже прозвучали конкретные заявления: поставки газа из США способны частично заместить на европейском рынке «голубое топливо» из России. Эффект «сланцевой революции» заключается ещё и в том, что сланцевый газ стал источником дешёвого и эффективного сырья для развития американской нефтехимии. Это позволило приступить к реализации проектов по производству полимеров и других видов нефтехимической продукции. И в перспективе это может создать неблагоприятную конкурентную среду для России, которая также планирует в ближайшие годы запустить ряд крупных нефтехимических производств. Так на какой же стадии находится в настоящее время «сланцевый революционный процесс», и насколько реальны вышеописанные угрозы?

СЛАНЦЕВАЯ ЭПОПЕЯ – НЕ ПУЗЫРЬ

В 2013 г. темпы роста добычи сланцевого газа (СГ) в США начали замедляться (см. рис. 1). Одновременно приостановилось падение себестоимости производства данного сырья (возможно, она уже дошла до «пола»). При этом цены на газовых рынках остаются низкими, что обусловлено как экономическими, так и политическими факторами (запретом на экспорт «голубого топлива»). Теоре-

Рис. 1. Добыча сланцевого газа в США в 2006–2013 гг., млрд м³

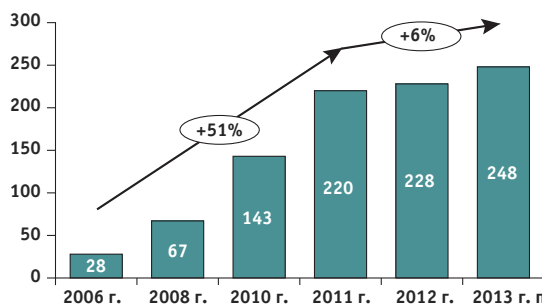


Рис. 2. Чистый импорт сланцевого газа в США в 2006–2013 гг., млрд м³

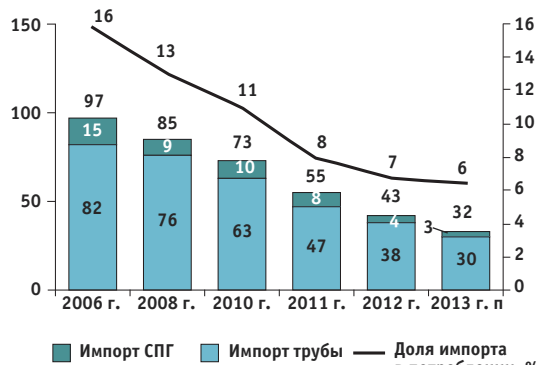
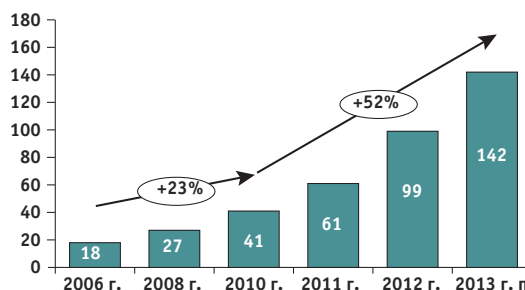


Рис. 3. Добыча сланцевой нефти (учитывая газоконденсат) в США в 2006–2013 гг., млн т



тически Соединенные Штаты уже давно могли бы переориентировать построенные в стране терминалы с приёма сжиженного природного газа (СПГ) на его отгрузку, но это пока не произошло.

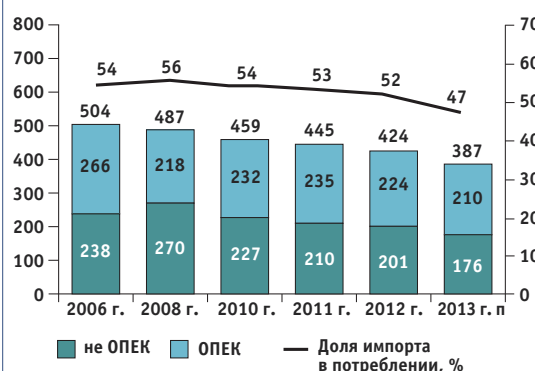
Зато чистый импорт газа очень сильно сократился, его доля в потреблении в 2013 г. составила всего 6% (см. рис. 2). Причём более 90% закупок приходится на газ, поступающий по трубопроводу из Канады.

Что касается сланцевой нефти, то её добыча резко скакнула вверх – с 18 млн т в 2006 г. до 142 млн т в 2013 г. (см. рис. 3). В результате импорт «чёрного золота» за тот же период сократился более чем на 100 млн т в год – с 504 до 387 млн т – в первую очередь за счёт стран ОПЕК (см. рис. 4). Данный результат был достигнут благодаря тому, что многие компании переключились с газа на сланцевую нефть и газовый конденсат, являющиеся более прибыльными.

В целом достигнутый уровень добычи сланцевых УВ доказывает, что «сланцевый прорыв» – это не «пузырь», как пытаются представить некоторые российские эксперты.

Ещё одна тенденция заключается в том, что начиная с 2010 г. в силу снижения цен на «голубое топливо» инвестиции перетекают из проектов по добыче сухого СГ в производство жирного газа. Месторождения «второй волны» сланцевого бума, как правило, имеют высокое со-

Рис. 4. Импорт сырой нефти в США в 2006–2012 гг., млн т



держание фракции C_{2+} . И очень большая доля доходности соответствующих проектов приходится на реализацию сжиженных углеводородных газов (СУГ), которые служат сырьём для нефтехимических производств.

В 2012–2013 гг., благодаря вводу в эксплуатацию новых газоперерабатывающих заводов (ГПЗ), газифракционирующих установок (ГФУ) и трубопроводов, производство этана и СУГ в США увеличилось более чем на 10 млн т в год. Его дальнейший рост сдерживается ограниченными возможностями потребления в нефтехимии. То есть в условиях избытка этана и низких цен на него все предприятия, которые могли переключиться на данное сырьё, это уже сделали. Кстати говоря, ещё до «сланцевой революции» в стране активно развивался пиролиз этана, правда полученном из традиционного газа. Но добыча газа и выделение этана падали, и поэтому широко распространилась технология «гибкого пиролиза», которая позволяет очень быстро переключаться с одного вида сы-

рья на другое. Теперь же произошло триумфальное возвращение этана в нефтехимию.

Но в связи с насыщением данного рынка надежды на дальнейшее расширение спроса связываются лишь со строительством новых мощностей. Ожидается, что к 2020 г. производство этана вырастет на 15 млн т по сравнению с 2012 г. – этого достаточно для получения 12 млн т этилена в год (см. рис. 5).

Из-за ограниченного спроса уже в 2013 г. отказались примерно от 2 млн т этана, которые технически могли быть выделены и направлены потребителю. Это ценное сырьё возвратилось в поток метана и направилось в общую газотранспортную систему. В базовом сценарии на 2014–2017 гг. объём такого «ненужного этана» может достигнуть 5–7 млн т. Это будет оказывать давление на цены, а также стимулировать проекты по его потреблению и экспорту.

Однако с вводом в эксплуатацию многочисленных пиролизных, которые сейчас активно планируются в США, не востре-

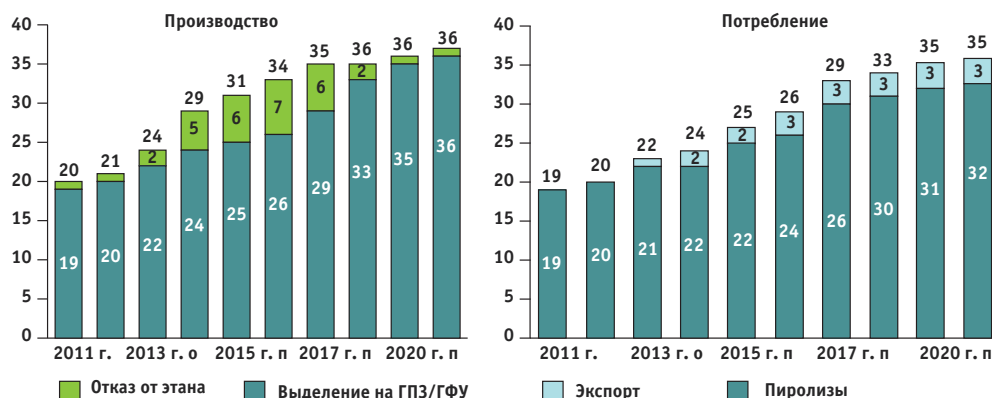
бованный ныне этан вернётся в нефтехимию. И цены на него соответственно вырастут. Также США могут начать экспортировать данный газ. Но, скорее всего, это будут небольшие объёмы в силу очень высокой себестоимости логистики. Тем не менее экспорт американского этана в Европу вполне возможен.

СУГ «ПЕРЕЛИВАЕТСЯ» НА ЭКСПОРТ

Второй ценный компонент сланцевого газа – пропан. Сейчас основные его объёмы извлекаются в Канаде, но прогнозируется, что вплоть до 2015–2017 гг. они станут сокращаться. Данное падение будет компенсировано ростом производства на американских ГПЗ (см. рис. 6). Профицит пропана уже наращивается на юге США и западе Канады. Северо-восток Соединённых Штатов постепенно сокращает дефицит.

Согласно прогнозам Администрации энергетической информации США (EIA) и компании Bentek, производство пропана станет избыточным, нефтехимия

Рис. 5. Производство и потребление этана в США в 2011–2020 гг., млн т



С вводом в эксплуатацию многочисленных пиролизных, которые сейчас активно планируются в США, невостребованный ныне этан вернётся в нефтехимию. И цены на него соответственно вырастут. Также США могут начать экспортировать данный газ.

Рис. 6. Производство и потребление пропана в Северной Америке в 2011–2020 гг., млн т

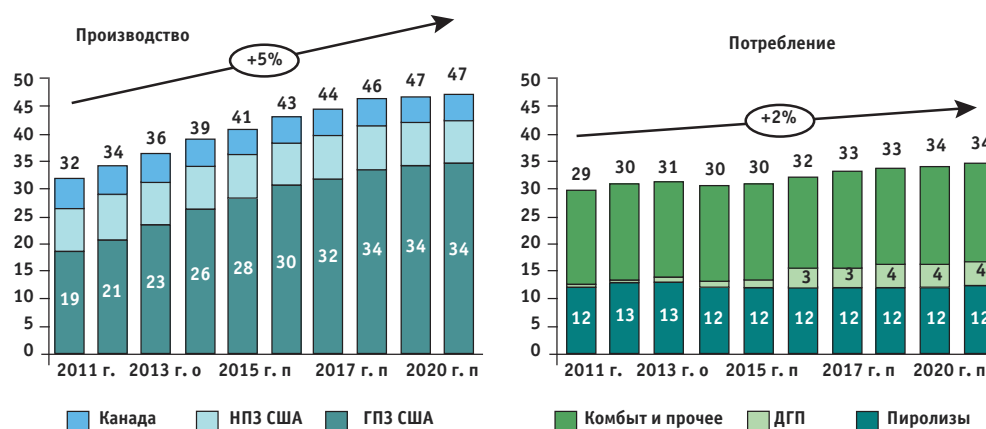
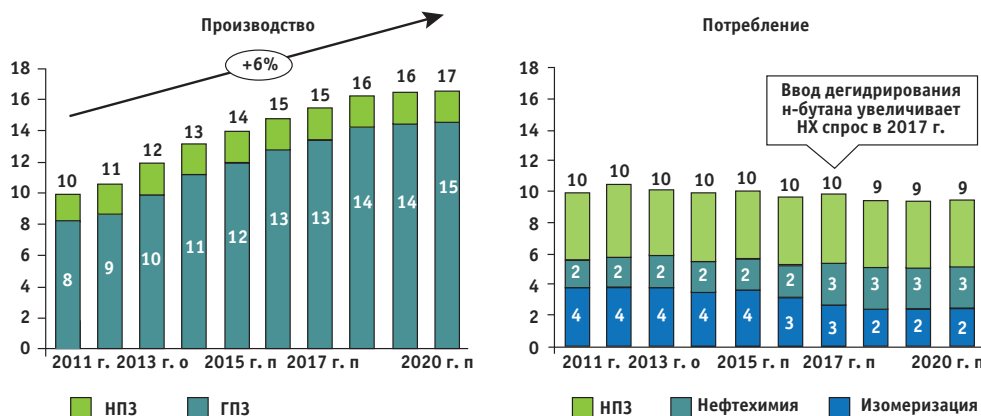


Рис. 7. Производство и потребление н-бутана в США в 2011–2020 гг., млн т

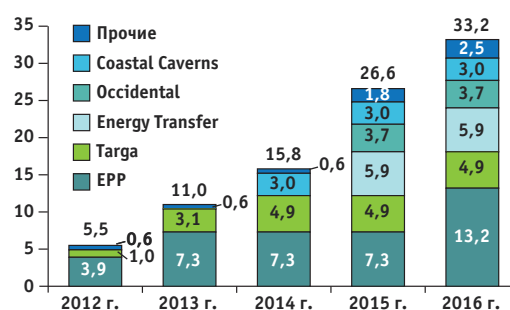


не сможет «съесть» такое количество. Соответственно, излишние объёмы будут экспортироваться. Правда, существует и сценарий падения экспорта данного сырья в связи с вводом новых установок по дегидрированию пропана (ДГП) на фоне замедления темпов роста добычи углеводородов в США.

Ещё один вид нефтехимического сырья, содержащегося в больших количествах в сланцевом газе, – бутан (см. рис. 7). Особенность американского рынка заключается в производстве на его основе больших объёмов изобутана. В Канаде бутан активно применяется для разбавления нефти нефтяных песков. Но в силу высоких цен на бутан (по сравнению с пропаном) он почти не используется в коммунально-бытовом хозяйстве.

Так же, как и в случае с пропаном, на американском рынке в ближайшие годы возникнет профицит данного газа. В связи с этим США будут экспортировать значительные объёмы СУГ, что окажет

Рис. 8. Мощности терминалов по экспорту СУГ из США, млн т



давление на зарубежные рынки данной продукции. Соединённые Штаты очень активно заботятся о своей энергетической безопасности, поэтому они тщательно просчитывают балансы производимого и потребляемого углеводородного сырья. По данным экспертов, все планируемые объёмы уже распределены на длительную перспективу.

В последние годы, предшествовавшие «сланцевому прорыву», шла активная консервация нефтехимических мощностей. А сегодня мы наблюдаем, как закрытые ранее предприятия вновь открываются и как намечается строительство новых. Масштабный ввод новых пиролизных установок планируется в 2016–2020 гг.

В 2013 г. в эксплуатацию были введены два крупных морских терминала по экспорту СУГ – Enterprise Products и Targa. Фактически это сняло проблему нехватки транспортных возможностей для отправки данной продукции за рубеж. В 2015–2016 гг. планируется огромный прирост мощностей терминалов в Северной Америке (см. рис. 8). Они объединены в три кластера (два на Атлантическом побережье США и один на Тихоокеанском побережье Канады) и ориентированы на перевалку СУГ с близлежащих месторождений жирного газа. Через терминалы Техаса и северо-востока США поставки могут вестись на все рынки (Америка, Европа, АТР), а экспорт из Западной Канады будет идти только в АТР.

Насколько эти планы будут реализованы – большой вопрос. Но если они воплотятся в жизнь, то уже с 2015 г. пропускная способность американских терминалов должна превысить прогнозируемые масштабы экспорта. Однако

частично их можно использовать и для поставок внутри страны. Большая часть продаж будет осуществляться на основе краткосрочных или спотовых контрактов, в то же время заключён и ряд долгосрочных соглашений о поставках пропана в Китай и Японию. Это свидетельствует о том, что США отводят АТР приоритетную роль в данной сфере.

НАФТА В ПРОФИЦИТЕ

С 2013 г. в США стал профицитным рынок ещё одного вида нефтехимического сырья – нефти (см. рис. 9). И данный профицит будет продолжать расти благодаря извлечению фракций C_{5+} из жирного СГ, а также попутного нефтяного газа. Ожидается, что к 2020 г. он составит 15 млн т, что сопоставимо с уровнем его профицита в РФ. Но, в отличие от СУГ, увеличение объёмов производства нефти в США не окажет заметного влияния на мировую торговлю этим товаром.

Несмотря на то что нефтя на американских пиролизных вытесняется этаном, это почти незаметно для общего баланса данного сырья. Большее воздействие на него оказывает уменьшение потребления бензина, также частично производимого из нефти.

Сокращение потребления нефти в нефтехимии и увеличение использования этана имеют и негативные последствия. Уменьшается выпуск производных, основанных на цепочке C_{3+} , и тем самым сужается сырьевая база для изготовления ряда продуктов, в частности синтетических каучуков.

ПОЛИМЕРНОЕ «ПЛАНОВ ГРОМАДЬЁ»

«Сланцевая революция» начала влиять на показатели функционирования нефтеперерабатывающей отрасли. Так, увеличение добычи лёгкой сланцевой нефти изменило фракционный состав сырья НПЗ в ряде регионов. Например, на заводе в районе месторождения Баккен доля выхода бензиновых фракций выросла с 44% в 2007 г. до 56% в 2012-м. Однако в целом изменение состава сырья незначительное, в том числе из-за увеличения объёмов переработки тяжёлой канадской нефти.

Гораздо существеннее оказалось влияние на нефтехимию. В последние годы, предшествовавшие «сланцевому прорыву», шла активная консервация нефтехимических мощностей. А сегодня мы наблюдаем, как закрытые ранее предприятия вновь открываются и как намечается строительство новых. Массовый ввод новых пиролизных планируется в 2016–2020 гг.

Производство этилена в Северной Америке должно увеличиться с 30,5 млн т в 2007 г. почти до 40 млн т в 2020 г. (см. рис. 10). Более 60% данного прироста предполагается направить на изготовление полиэтилена. Исходя из заявленных

Рис. 9. Баланс нефти в США в 2012–2020 гг., млн т



Рис. 10. Производство этилена в Северной Америке в 2007–2020 гг., млн т

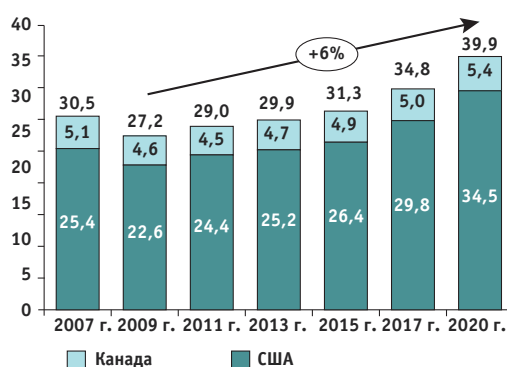
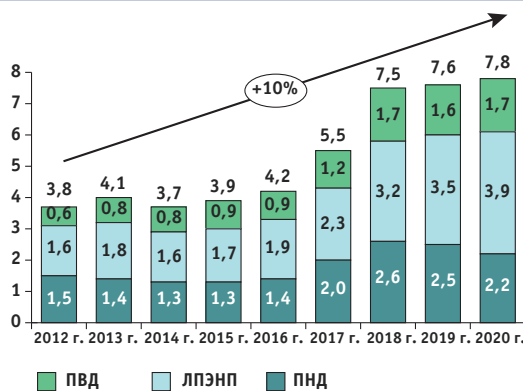


Рис. 11. Профицит полиэтилена в Северной Америке, млн т



планов, быстрее всего будет расти выпуск линейного полиэтилена низкого давления, на втором месте – полиэтилен низкого давления, на третьем – полиэтилен высокого давления (см. рис. 10).

О своих пиролизных проектах уже заявили такие известные компании, как Dow, Formosa Plastics, ExxonMobil, Sasol, Shell, CPChem, OxyChem. Многие из них достаточно подробно проработали проектную документацию. Если это «планов громадьё» воплотится в реальность, то производство этилена в США увеличится на 10 млн т в год. Скорее всего, не все

проекты будут осуществлены. Тем не менее около 6 млн т этилена всё же «выльется» на рынок. И значительная его часть отправится на экспорт, прежде всего – в Латинскую Америку и Китай. А ведь на КНР ориентированы и проекты по производству полиэтилена, намечаемые в России. И не исключено, что следствием «сланцевой революции» станет необходимость поиска российскими компаниями иных рынков сбыта.

Концентрация большого числа новых пиролизных и полиэтиленовых проектов в одном временном периоде, вероятно, приведёт к их удорожанию (повышение стоимости оборудования, услуг подрядчиков и т. д.) и сдвигам по срокам.

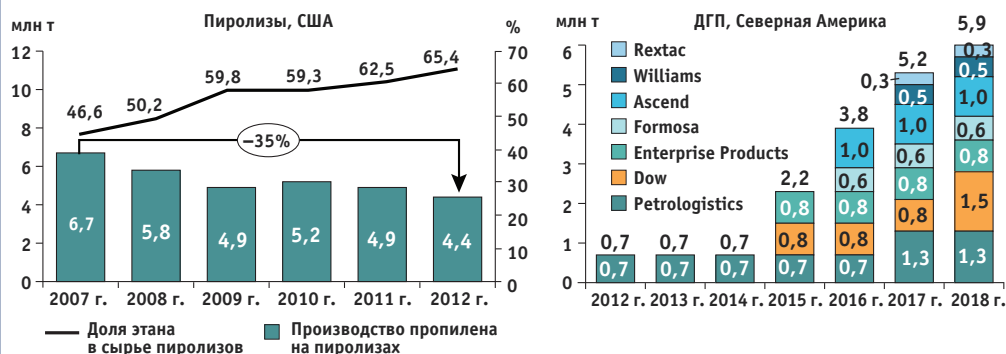
«Облегчение» сырья пиролизом из-за «сланцевого прорыва» привело к существенному сокращению на них производства другого важнейшего мономера – пропилена (с 6,7 млн т в 2007 г. до 4,4 млн т в 2012 г.). Прогнозируется и снижение выпуска пропилена на НПЗ из-за

уменьшения потребления бензина. Поэтому в Северной Америке будет сделана ставка на строительство установок по дегидрированию пропана (см. рис. 12). В результате цена пропилена и маржа ДГП пойдут вниз.

Но дегидрирование – технология капризная, и поэтому есть высокая вероятность того, что не все проекты будут осуществлены. К тому же из-за ввода новых ДГП может возникнуть профицит фракции C_{3+} , что потребует её экспорта или реализации проектов по расширению её потребления.



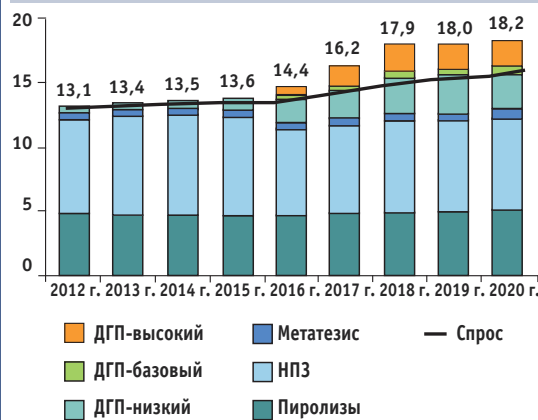
Рис. 12. Планы производства пропилена на пиролизах и установках ДГП



«Полипропиленового бума» в Северной Америке не ожидается – к строительству заявлено только одно новое предприятие мощностью 300 тыс. т в год. Хотя компания IHS прогнозирует, что к 2020 г. мощности увеличатся на 2,1 млн т. Вместе с тем, в 2012 г. США и Канада уже имели профицит ПП в объёме 1 млн т в год, и в будущем он будет не сокращаться, а увеличиваться. Значит, и здесь есть перспективы для наращивания экспорта (см. рис. 13).

Итак, из США за рубеж будут уходить СПГ, СУГ, полиэтилен и полипропилен. В результате те низкие цены, которые сегодня установились на данную продукцию, вернутся в свой коридор. Хотя вряд ли стоимость газа поднимется до прежнего максимума – 8–10 долларов за 1 млн БТЕ. Скорее всего, она установится на уровне 4–6 долларов. Но всё равно себестоимость производства тех пиролизис и установок ДГП, которые введут в эксплуата-

Рис. 13. Производство полипропилена в Северной Америке, млн т



цию в 2018–2020 гг., будет выше, чем сегодня. В результате снизится их конкурентоспособность, и поэтому вряд ли будут осуществлены все планируемые ныне проекты.

Кто пойдёт по стопам Америки?

Насколько возможно повторение сланцевой эпопеи в других странах мира? На эту тему было проведено большое количество исследований. Существуют два основных сценария – назовём их условно сланцевый и антисланцевый (см. рис. 14). Согласно первому, добыча сланцевого газа увеличится с 292 млн т н. э. в 2015 году до 756 млн т в 2030-м. Основная часть прироста придётся на Северную Америку, на втором месте будет Китай. «Антисланцевый сценарий» предполагает, что производство увеличится с 200 до 291 млн т н. э. и что его основная часть придётся на США и Канаду, в то время как доля других стран останется ничтожной.

Вероятнее всего, в некоторых странах и регионах «сланцевая история» может повториться, а в других она потерпит поражение. В результате реализуется сценарий, находящийся между двумя вышеупомянутыми. После США и Канады наиболее вероятно развитие добычи СГ в Китае, Аргентине, Австралии. Небольшие объёмы добычи могут появиться в Европе и Индии.

Основным препятствием остаются геологические факторы. Во всех странах, рассматривающих возможность реализации соответствующих проектов, она гораздо хуже, чем в Северной Америке. Прежде всего, это касается структуры пластов и глубины залегания сланцевых ресурсов (чем глубина больше, тем разработка месторождения безопаснее). Поэтому сланцевые проекты окажутся дороже. Дадут о себе знать и экологические проблемы. В частности, для проведения гидроразрыва пластов потребуются большие объёмы воды, которые затем

надо очищать от загрязняющих веществ. В связи с этим ряд европейских стран (например, Франция и Болгария) уже запретили разработку месторождений сланцевого газа на своих территориях.

Но Китай эти трудности не останавливают. Несмотря на то что адаптация американских «сланцевых технологий» происходит там очень сложно, КНР всё равно стремится к развитию данной отрасли. В связи со строительством большого числа нефтехимических предприятий страна остро нуждается в сырье, поэтому часть сланцевых проектов наверняка будет реализована. Вопрос только, в каком объёме.

В КНР степень изученности залежей сланцевого газа пока небольшая. Бассейны СГ расположены в местах добычи традиционного «голубого топлива» или метана угольных пластов. Крупный бассейн Tarim находится вдали от регионов потребления, следовательно, потребуется расширение газопровода Запад – Восток.

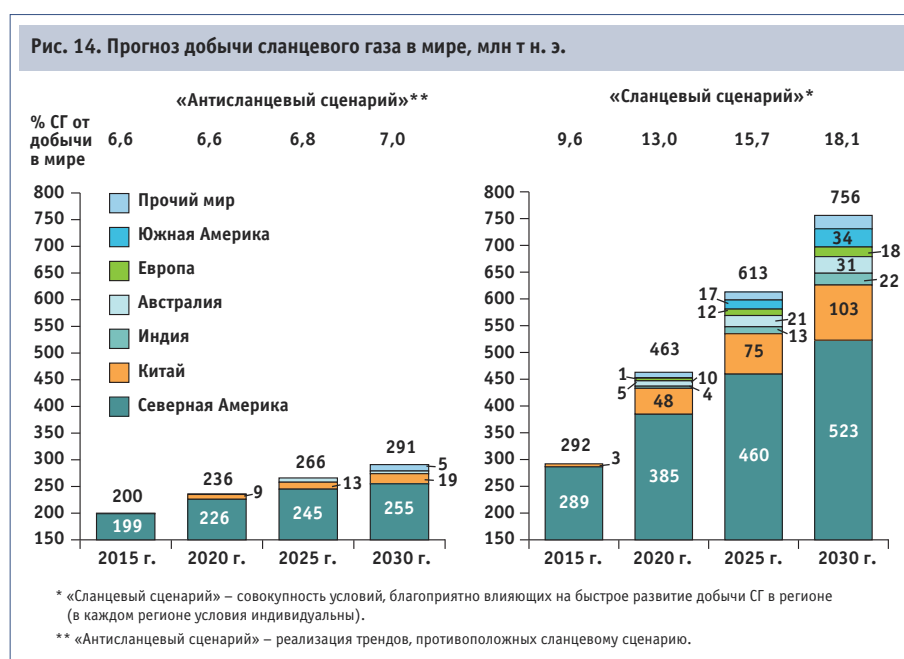
В Китае к началу 2013 г. в разведку СГ было вложено более 10 млрд долларов, 19 блоков распределены между 16 компаниями. К концу прошлого года пробурили около 100 скважин на СГ, причём первую из них компания PetroChina бурила 11 месяцев (в США это занимает в среднем две недели). Заключено первое «сланцевое СРП» (между Shell и CNPC), которое предусматривает освоение месторождения Sichuan. Shell уже разработала там скважину с дебитом 60 тыс. м³ в сутки.

Существуют прогнозы, согласно которым Китай сможет благодаря собственному СГ отказаться от импорта «голубого топлива» из России и республик Средней Азии. А ведь у нас много проектов по добыче газа, в том числе жирного, ориентированных именно на КНР. И если наш СУГ не будет востребован в Поднебесной, то ситуация окажется достаточно сложной.

У Индии также есть неплохой потенциал в сфере СГ, но пока неясно, насколько страна потянет сланцевые проекты с точки зрения их финансового и технологического обеспечения. Правительство планирует первый раунд продажи лицензий на разведку СГ в 2012 г.

В рамках исследовательской программы государственной компании ONGC пробурено восемь скважин в трёх бассейнах. Из них лишь одна, расположенная в бассейне месторождения Barren Measure, оказалась продуктивной. Для составления ТЭО разработки сланцевых запасов в штатах Ассам и Раджастан ONGC наняла Schlumberger. По её оценкам, общие ресурсы СГ только в бассейне Damodar составляют 8,4–58,8 трлн м³.

Кроме того, в 2012 г. ONGC подписала с ConocoPhillips соглашение о сотрудничестве, в том числе о совместной разра-



ботке СГ в Индии (прежде всего, в бассейне Damodar), США и других странах.

Как уже отмечалось, в Европе перспективы СГ гораздо пессимистичней. Во-первых, правительства европейских государств ставят во главу угла вопросы экологии. Во-вторых, регионы, где залегают сланцевые ресурсы, являются густонаселёнными.

По оценкам EIA, наибольшими запасами СГ в Европе обладает Польша – 4,2 трлн м³. Однако Польский геологический институт называет гораздо более скромную цифру – 230–620 млрд м³. В Польше выдано более 100 лицензий на разведку СГ, пробурено 50 скважин. Однако ряд крупнейших зарубежных компаний – Exxon, Marathon, Talisman – отказались от сланцевых проектов в этой стране. В результате работы ведёт консорциум во главе с местной PGNiG, его инвестиции составляют 510 млн долларов. Начало добычи СГ запланировано на 2016 г.

В Германии, наоборот, эксперты повысили оценку запасов по сравнению с EIA – 0,7–2,3 трлн против 0,48 трлн м³. В Великобритании пробурены две скважины, выявившие залежи жирного газа, но ГРП вызвали небольшие землетрясения, и поэтому работы пришлось прекратить. Свёрнут сланцевый проект и в Венгрии. Разведочные скважины пробурены также в Германии и Швеции, соответствующая лицензия выдана в Дании.

Но самые большие надежды на сланцевый газ возлагает Украина, которая сегодня полностью зависит от поставок «голубого топлива» из России. Там имеются

пласты более глубокого залегания, чем в Европе, то есть более пригодные для разработки. Однако страна не имеет абсолютно никакого технологического опыта реализации подобных проектов. Поэтому она вынуждена сотрудничать с иностранными компаниями. В январе 2013 г. было подписано первое СРП с Shell сроком на 50 лет, предусматривающее освоение участка в Днепровско-Донецком бассейне. Предварительный объём инвестиций оценивается в 200 млн долларов. Chevron ведёт переговоры по ряду участков на западе страны (украинская часть Люблинского бассейна в Польше, где у Chevron уже есть лицензия).

В то же время итальянская Eni в 2011 г. приобрела доли в Загорском и Покровском месторождениях. А в 2012 г. она купила 50-процентную долю ООО «Запад-ГазИнвест», владеющего девятью лицензиями в Львовском бассейне. До 2015 г. она планирует совместно с Cadogan Petroleum (Великобритания) вложить в разведку 56 млн долларов. Но если даже сланцевые проекты и позволят Украине частично отказаться от закупок российского газа, то произойдёт это в достаточно отдалённой перспективе.

В общем, будущее «сланцевой революции» в глобальном масштабе пока остаётся неопределённым. Но Россия должна быть готова к подобным вызовам и учитывать возможность обострения конкуренции на мировом газовом и нефтехимическом рынках в планах развития своих добывающих и перерабатывающих отраслей.

Иран: большие планы нефтяной державы



Реализуя проекты в Персидском заливе и на Каспии, ИРИ одновременно развивает нефтепереработку и нефтехимию и расширяет транспортную систему

Мехди САНАИ,
доктор политологии, Чрезвычайный и Полномочный Посол Исламской Республики Иран в Российской Федерации;

Лариса РУБАН,
доктор социологических наук, профессор, руководитель международного проекта «Диалоговое партнёрство как фактор стабильности и интеграции»,
Институт энергетических исследований РАН

Исламская Республика Иран является одной из крупнейших нефтяных держав с доказанными запасами 137,5 млрд баррелей, что обеспечивает добычу в течение 70–100 лет. Причём большая часть сырья является малосернистой. По объёмам производства нефти Иран занимает четвёртое место в мире и второе – среди ближневосточных государств. Уровень нефтедобычи составляет около 4,252 млн баррелей в сутки (экспорт – 2,5 млн баррелей), в 2014 г. его планируется довести до 5,6 млн, а к 2020 г. – до 7 млн баррелей. Иран обладает крупными мощностями по переработке – 1,6 млрд баррелей в сутки. В энергобалансе страны нефть составляет 42%.

Основными покупателями иранской нефти выступают страны Азиатско-Тихоокеанского региона (преимущественно Индия и Китай, на который приходится около 20% иранских поставок, а также Япония и Республика Корея), в меньшей степени западноевропейские государства (Испания, Италия, Греция) и ЮАР. Причём в последние годы отмечается стабильное увеличение удельного веса экспорта в АТР при сокращении поставок в Западную Европу.

ПОД КОНТРОЛЕМ ГОСУДАРСТВА

Иран занимает уникальное географическое положение, имея сухопутные и морские границы с 15 государствами, где проживает более 400 миллионов человек. Ёмкость его внутреннего рынка оценивается в 35 млрд долларов, а через 5 лет может достичь 85 млрд. Планы развития ИРИ предполагают рост ВВП на 8% в год.

Наращиванию потребления нефти в Иране способствует то обстоятельство, что ИРИ является мировым лидером по его субсидированию. Показатели страны в данной области в разы превышают аналогичные в России и Саудовской Аравии (см. табл.).

В Иране государство осуществляет полный контроль над нефтяной промышленностью, а Национальная иранская нефтяная компания (National Iranian Oil Company, NIOC) выполняет весь цикл нефтегазовых работ – от разведки и разработки месторождений до переработки сырья и транспортировки. NIOC разрабатывает на суше месторож-

дения Марун, Карандж, Ага Яри, Бинак, Купал, Ремшехр и нефтяной бассейн в провинции Парс, проводит модернизацию на месторождении Гачсаран, запасы которого составляют около 53 млрд баррелей нефти. В планах НИОС – пробурить свыше 60 поисково-разведочных скважин на шельфе страны.

К самым крупным успехам компании последнего времени относятся открытия морской структуры Дарховен, имеющей 2,5 млрд баррелей нефти с низким содержанием серы, и месторождения Нир-Кабир (Азадеган) в юго-западной части провинции Хузестан (предварительные запасы оцениваются в 26 млрд баррелей, это наиболее значительное открытие за последние 30 лет).

Кроме того, была введена в эксплуатацию крупнейшая на Ближнем Востоке

ровать нефть с Каспия, а не с юга Ирана (на расстояние более 1 тыс. км).

Поэтому большое внимание Иран уделяет освоению каспийских ресурсов. На шельфе Южного Каспия, геологические запасы которого оцениваются в 5 млрд т у. т., проведён большой объём сейсмических исследований. А в феврале 2010 г. Северная буровая компания Ирана выполнила в точке моря глубиной 850 м бурение первой разведочной скважины на Южном Каспии с использованием плавучей полупогружной буровой установки «Амир Кабир».

Однако на Каспии существует проблема спорных месторождений – это блоки Араз – Алов – Шарг с предполагаемыми запасами 1 млрд т у. т. и структуры Савалан – Далга – Лерик-Дениз – Джануб (100–120 млн тонн нефти). По поводу их освоения

отправителям экономить 7–12 долларов на транспортировке 1 т сырья, а Ирану – зарабатывать на каждой тонне до 16–25 долларов. В целом своповые обмены приносят Ирану около 1 млрд долларов в год.

Ещё в начале 2000-х компания НОЕС приступила к строительству 32-дюймового трубопровода Сари – Намруд, что позволило за счёт его интеграции с существующей системой иранских нефтепроводов доставлять высокосернистую казахстанскую и туркменскую нефть на НПЗ Тебриза и Тегерана.

Кроме того, НОЕС построила трубопровод Тегеран – Нека (порт на берегу Каспийского моря) длиной 70 км, это даёт возможность импортировать 120 тыс. баррелей каспийской нефти в сутки. Иранские специалисты считают, что необходимо увеличить объём спотовых поставок нефти из Прикаспийских стран до 300 тыс. баррелей в сутки. Для перевалки большей части этого сырья используется порт Нека.

Оценка субсидирования внутреннего потребления углеводородов в ИРИ в 2007–2012 гг., млрд долларов

	2007 г.	2008 г.	2009 г.	2010 г.	2011 г.	2012 г.
Нефть	36,56	53,78	29,20	40,92	41,39	45,56
Электричество	9,22	15,19	11,31	14,43	17,40	19,22
Природный газ	18,78	32,03	24,12	25,49	23,40	24,78
Уголь	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
Всего	64,56	101,01	64,63	80,84	82,18	69,55

Источники: МЭА, база World Energy Statistics and Balances (02.2014).

установка по нагнетанию газа в нефтяные пласты на месторождении Агаджан в юго-западной провинции Хузестан, что позволяет увеличить нефтедобычу на данном месторождении до 130 тыс. барр. в сутки.

В ближайшие 10 лет Иран планирует удвоить добычу на месторождениях Аваз, Мансури и Аб-Теймур.

Шестая часть иранской нефти извлекается из морских месторождений Персидского залива (Парс, Доруд-1 и 2, Сап-Ман, Абузар, Фаразан, Сирри, Гаджаран, Марун, Аваз Банджистан, Ага Джари, Радж-и-Сафид и Биби Хаким).

НЕ ПЕРСИДСКИМ ЗАЛИВОМ ЕДИНЫМ

Но Иран, обладая колоссальными углеводородными богатствами в зоне Персидского залива, нуждается в сырье для обеспечения северных и центральных провинций, удалённых от побережья. Там расположены такие крупные города, как Тегеран, Тебриз, Мешхед, Исфахан, Арак, а также четыре больших НПЗ с объёмом переработки 1,6 млн баррелей нефти в сутки. Именно эти регионы являются основными потребителями энергии, но туда дешевле и экономичнее транспорти-

Иран, обладая колоссальными углеводородными богатствами в зоне Персидского залива, нуждается в сырье для обеспечения северных и центральных провинций, удалённых от побережья.

возникали конфликты между Азербайджаном и Ираном, но впоследствии Тегеран и Баку подписали соглашение о долевом разделе сырья, добытого на месторождении Алов. Оператором проекта его освоения является ВР (15%), в нём также принимают участие ГНКАР (40%), Statoil (15%), ExxonMobil (15%), турецкая ТРАО (10%) и канадская Alberta Energy (5%).

Кроме того, Иран предлагает странам-соседям по Каспийскому региону возможность экспорта нефти по схеме замещения через своп-контракты, согласно которым поступающее с севера сырьё доставляется по трубе на НПЗ в Тегеране и Тебризе, а эквивалентные по качеству объёмы иранской нефти выделяются в Персидском заливе для вывоза на мировой рынок. Такая схема позволяет грузо-

В ПОИСКАХ ИНОСТРАННЫХ ПАРТНЁРОВ

Из иностранных компаний с Ираном наиболее активно сотрудничают Adjip, Total, Petronas, BP, Shell, Eni, Statoil и «Газпром», который за 600 млн долларов выкупил часть доли Total в проекте по освоению Южного Парса. Проследим развитие этого сотрудничества в хронологической последовательности. Так, в январе 1999 г. ВР / Амосо начала переговоры с иранским правительством о разработке на суше месторождения Аваз. Это же месторождение привлекло французскую компанию Total. Тогда же норвежская Saga Petroleum выступила с инициативой разработки месторождений Дехл Уран и Чешмен-Кош и подписала с НОЕС соглашение на сумму 2,7 млн долларов, предусматривающее оценку норвежской стороной сейсмических данных по ряду перспективных участков, включая блок Дара и морское месторождение Хандиджан.

Тогда же японский консорциум (Японская национальная нефтяная компания, JNOC, – 33,33%, Японская нефтяная эксплуатационная компания, JPEC, – 41,67%, корпорация INPEX – 25%) купил 20-процентную долю Shell в проекте разработки месторождений Сорун и Ноуруз. Объём инвестиций одной только JNOC в данный проект составил 13,8 млн долларов, кроме того, компания предоставила долгосрочный кредит на сумму 60 млн долларов.

Иранская Oil Industry Engineering and Construction также купила часть доли компании Shell в этом проекте.

Вместе с тем, Shell заявила, что продажа упомянутых пакетов не может считаться признаком её ухода из Ирана. В ноябре 1999 г. она подписала с ИРИ контракт на разработку нефтяных месторождений на условиях buy back на сумму 800 млн долларов.

В 2000 г. Тегеран предоставил японским компаниям эксклюзивное право на ведение переговоров по месторождению Азадеган, которое соперничает по своим запасам с казахстанским гигантом Кашаган. Интерес японской стороны к данному объекту понятен, так как Япония около 85% импортируемой нефти покупает в государствах Ближнего и Среднего Востока, а Иран является одним из крупнейших поставщиков «чёрного золота» в эту страну¹.

Как было отмечено выше, в ИРИ активно работают европейские нефтяные компании. Так, Total к концу 2002 г. увеличила добычу с месторождений Дарховин и Балал до 100 тыс. баррелей в сутки, а Shell с ноября 2002 г. также начала добычу 100 тыс. баррелей в сутки на месторождении Ноуруз. Шведская компания GVA и иранская Sadra в мае 2002 г. подписали контракт на разведочное бурение на иранском шельфе Каспия, для чего Sadra к лету 2002 г. построила буровую платформу на Каспийском море, а Каспийская морская нефтяная компания обеспечила её транспортировку. Стоимость изготовления платформы, вес которой равен 14 тыс. т, достигает 225 млн долларов. Около 95% объёма работ, включая инжиниринг, комплектацию и строительство платформы, выполняла Sadra².

Также следует отметить, что ОАО «Стройтрансгаз» построил и подготовил к сдаче в эксплуатацию в Иране газопровод Ассалуйе – Канган протяжённостью 72 км и диаметром 56 мм. Кроме того, в декабре 2002 г. российская компания выиграла тендер на инжиниринг, поставку оборудования и строительство компрессорной станции в Хаджи Абаде (в составе консорциума с иранским партнёром).

Иран стремится к развитию энергетического сотрудничества с Китаем. Так, в 2007 г. между НИОС и китайской корпорацией СНООС был подписан меморандум о взаимопонимании по закупкам китайской стороной не менее 10 млн т СПГ в год, производимого из сырья, добываемого на месторождении Южный Парс³.



Из иностранных компаний с Ираном наиболее активно сотрудничают Adjip, Total, Petronas, BP, Shell, Eni, Statoil и «Газпром», который за 600 млн долларов выкупил часть доли Total в проекте по освоению Южного Парса.

15 июня 2009 г. заместитель министра нефтяной промышленности ИРИ С. Джагинсас объявил о начале деятельности отделения НИОС в Пекине. К 2010 г. КНР являлась основным партнёром Ирана в проекте по разработке нефтяного месторождения Северный Азадеган, стартовавшем в январе 2009 г. Китайская компания CNPC к тому времени уже приступила к бурению скважин. Стоимость контракта достигает 1,7 млрд долларов.

В начале июня 2009 г. Китай получил право на реализацию 11-й фазы освоения месторождения Южный Парс, которое со-

держит 8% мировых запасов газа. Сумма сделки оценивается в 4,7 млрд долларов. Предполагается, что после завершения всех работ добыча составит 50 млн м³ в сутки. Кроме того, КНР является вторым после Японии потребителем иранской нефти. В первом квартале 2009 г. она ежедневно покупала 484 тыс. баррелей, а с конца 2009 г. увеличила объём закупок до 750 тыс. баррелей.

В 2008 г. итальянская нефтяная компания Edison, вьетнамская PetroVietnam (подрядчик) и НИОС (заказчик) подписали договор об условиях проведения геологоразведочных работ на двух блоках Дейер и Данан (площадь – 5470 км²). А с хорватской INA было заключено соглашение по блоку «Мугань 2», расположенному в северной части провинции Ардебиль (3230 км²). Общая стоимость ГРП на этом блоке – 141 млн долларов.

Активно развивается сотрудничество ИРИ в нефтегазовой сфере с Прикаспийскими странами. В 1996 г. Иран и Казахстан подписали соглашение по поставкам в северные районы ИРИ 2 млн т (15 млн

¹ Iran News. 2003. 21 января.

² Iran News. 2003. 5 февраля.

³ RosInvest. Com. 2008. 4 апреля



баррелей) сырой нефти и отгрузке с побережья Персидского залива аналогичных объемов сырья на мировые рынки. В 2002 г. казахстанский экспорт в Иран в среднем составлял 20 тыс. баррелей в сутки. В 2004 г. он увеличился до 500 тыс. барр. Такой бурный рост стал возможен благодаря соединению трубопровода, идущего из северных районов Ирана, с Персидским заливом. Иран инвестировал 450 млн долларов в строительство данной магистрали, а также в модернизацию НПЗ в Тегеране и в Тебризе, получающих нефть из Казахстана.

В 2002 г. французская Total, которая разведала большие запасы нефти на месторождении Кашаган в казахском секторе Каспийского моря, представила правительству Казахстана технико-экономический доклад о целесообразности строительства нефтепровода для экспорта нефти из западного Казахстана через территорию Туркменистана в Иран протяженностью около 1500 км⁴. Но пока данный проект не реализован.

УКРЕПЛЯЯ ПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИЙ КОМПЛЕКС

1 декабря 2009 г. правительство ИРИ утвердило план модернизации всех нефтеперерабатывающих заводов и введения в эксплуатацию семи новых НПЗ. В итоге совокупные мощности данной отрасли должны увеличиться чуть ли не вдвое, до 2,9 баррелей в сутки.

Среди проектов в этой сфере особо следует выделить сооружение предприятий в Хузестане и Ормузе по переработке сверхтяжелой нефти, а также НПЗ в Бендер-Аббасе, заводов «Керманшах-2» и «Шехрияр» в районе г. Тебриз, по соседству с уже существующим Тебризским НПЗ. Крупным проектом является и реконструкция завода в Лаване.

Намечается строительство двух нефтехимических комплексов в провинции Бушер: завода по производству этилена (540 тыс. т в год) в районе города Генаве и комбината по выпуску полимеров (300 тыс. т) возле города Дештестан. Общий объем инвестиций в эти проекты достигнет 1 млрд долларов.

Надо отметить, что в последние годы нефтехимия развивается в Иране достаточно бурно. Так, 25 июня 2009 г. вступил в строй нефтехимический комбинат «Мехр» мощностью 300 тыс. т полиэтилена в год в особой экономической зоне Южный Парс. 40% его акций принадлежат Иранской национальной компании нефтехимической промышленности, 48% – инвесторам из Таиланда и 12% – из Японии.

Кроме того, НАОС участвовал в возведении НПЗ в Малайзии (мощность – 250 тыс. барр. в сутки), Сингапуре (75 тыс. барр.), Индонезии (300 тыс. барр.), Китае (300 тыс. барр.) и Сирии (140 тыс. барр.)⁵.

КАК ИСПОЛЬЗОВАТЬ ГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ПРЕИМУЩЕСТВА?

Иран имеет удачное географическое расположение, а также необходимую инфраструктуру и коммуникации, что делает транспортировку нефти по его территории более дешевой, чем при использовании ряда других маршрутов. К примеру, стоимость перекачки каспийской нефти не превышает 12–15 долларов за баррель с тенденцией дальнейшего снижения. По мнению старшего советника Министерства нефти ИРИ К. Ардебиле, экспортёры могут экономить по доллару на каждом барреле нефти, транспортируемом по

иранским нефтепроводам⁶. Согласно другим оценкам, себестоимость прокачки по территории ИРИ будет на 60 центов меньше, чем при использовании других сухопутных маршрутов, и на 1,5 доллара ниже по сравнению с себестоимостью использования трубопровода, проходящего по дну Каспийского моря⁷.

Однако сдерживающим фактором являются санкции, наложенные на Иран Соединёнными Штатами Америки в 1996-м и 1997 году⁸, и принятый в США закон, согласно которому даже неамериканские компании могут быть подвергнуты санкциям, если их инвестиции в нефтяную отрасль ИРИ составят 40 млн долларов и более.

Иранская сторона всегда подчёркивала привлекательность и рентабельность транспортировки каспийской нефти через свою территорию. «Иранский маршрут с точки зрения экономического критерия является оптимальным для экспорта нефти и газа из бассейна Каспийского моря, близость Ирана к которому даёт возможность перекачивать значительное количество нефти и газа региона за короткое время. Эта цифра на начальном этапе может быть доведена до 200 тыс. баррелей в сутки, а на четвёртом этапе способна дойти до потолка 1,7 млн баррелей в сутки», – отмечали эксперты⁹.

При транспортировке нефти через Иран возможно использование четырёх направлений – через Тебриз (120 тыс. баррелей в сутки), Тегеран (250 тыс. барр.), Арак (130 тыс. барр.) или Исфахан (220 тыс. барр.).

Однако иранские интересы в сфере транспорта не ограничиваются только трубопроводами. Ещё в 1997 г. министерства транспорта России и ИРИ подписали документы по совместным перспективным программам¹⁰: обустройству маршрутов Север – Юг (Хельсинки – Москва – Волгоград – Астрахань – Энзели – Наушар – Бендер – Аббас); строительству обводной автомагистрали вокруг Каспия; совместному судоходству на Каспии с модернизацией портов Астрахани и Наушара, а также Оля и Энзели, что было успешно выполнено. ■

⁶ По мнению того же источника, транспортировка по БТД будет дороже на 4 доллара за каждый баррель.

⁷ Там же.

⁸ В мае 1998 г. администрация Белого дома сделала уточнение, что наложенные Конгрессом санкции ILSA не распространяются на прокладку нефте- и газопроводов через территорию Ирана.

⁹ Stauffer Thomas R. The Economic Attraction of Exporting Central Asian Energy throat Iran. Silk Road. Vol. 1, 1997. № 1. October. P. 4.

¹⁰ Независимая газета. 1997. 24 марта. С. 4.

⁴ Iran News. 2002. 30 ноября.

⁵ Галаджий И. Вопреки санкциям и кризису // Нефть России. № 6. 2010. С. 116.

Произойдёт ли «гидратная революция»?

Гидраты в обозримой перспективе могут стать альтернативным источником газоснабжения для стран Азиатско-Тихоокеанского региона*

Алексей МАСТЕПАНОВ,
доктор экономических наук, академик РАЕН,
руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности –
заместитель директора ИПНГ РАН, член Совета директоров Института
энергетической стратегии

На стратегию развития ТЭК восточной части современной России значительное, если не определяющее влияние оказывают и будут оказывать внешние факторы. Среди них одним из основных является совокупный спрос на российские энергоносители со стороны стран АТР. Местные нетрадиционные ресурсы углеводородов в данных государствах представляют собой реальную конкуренцию импортным, в том числе российским, энергоносителям. И недооценивать роль таких нетрадиционных ресурсов нельзя. Как, впрочем, и переоценивать.

С начала «сланцевой революции» во всём мире резко возрос интерес и к другим видам нетрадиционного природного газа, в том числе к газовым гидратам. Технологический прогресс в целом и совершенствование энергетических технологий в частности создали реальную возможность вовлечения в энергетический баланс подобных ресурсов. Добыча углеводородов из нетрадиционных источников, как и развитие возобновляемой энергетики, стала важным фактором экономического и энергетического роста.

В результате в перспективных энергетических балансах многих стран мира возобновляемые источники энергии (ВИЭ) и нетрадиционные виды углеводородного сырья уже опережают некоторые традиционные энергоносители. Так, в прогнозах Международного энергетического агентства (МЭА), сделанных в 2011–2013 гг., удельный вес ВИЭ и нетрадиционных источников нефти и газа в мировом потреблении первичных энергоресурсов уже к 2035 г. достигнет 22,5–25,1% [1, 2].

Важно и то, что новые технологии и технические решения, обеспечившие эффективную добычу углеводородов из нетрадиционных источников, не только увеличивают ресурсы этих энергоносителей, но и кардинально меняют геополитическую ситуацию. И ВИЭ, и углеводороды, полученные из нетрадиционных источников, становятся глобальными ресурсами не только из-за своих объёмов и распространённости по всему миру, но и в силу воздействия на формирование всей мировой экономики и ТЭК, включая мировой энергетический баланс и международную торговлю энергоресурсами.

ИНТЕРЕС К ГИДРАТАМ РАСТЁТ

С позиций фундаментальной науки газовые гидраты являются одним из компонентов океанического литогенезиса и глобального карбонового цикла на Земле. Огромные ресурсы газогидратов (гидратов метана, метангидратов), высокая удельная концентрация в них газа и широкое их распространение, в том числе в морях, омывающих побережья основных стран-импортёров природного газа, привели к тому, что уже к середине XXI века они всё чаще стали рассматриваться как один из основных источников природного газа в мире. Работы в этой области особенно активизировались в 2007–2008 гг. в результате роста мировых цен на нефть и традиционный природный газ.

В настоящее время гидратоносность ряда районов на континентах и в акваториях является доказанным фактом. Однако специализированных геологоразведочных и технико-экспериментальных работ, подтверждающих наличие природных газовых гидратов, немного – это соответствующие пилотные проекты в Канаде, США и Японии. Подобная ситуация обусловлена недостаточной изученностью газовых гидратов как природного объекта: до сих пор неясными являются условия и механизмы образования газогидратных залежей в породах, отсутствуют прямые методы поиска и картирования гидратсодержащих отложений. Немаловажную роль играет и высокая стоимость исследований, начиная с уникального оборудования и заканчивая подготовкой специалистов.

Тем не менее исследования проблематики газогидратов быстро расширяются. Их центр тяжести смещается в сторону технологических экспериментов разработки газогидратных скоплений, возможностей хранения и транспортировки углеводородного сырья в виде газогидратов. Кроме Канады, США и Японии национальные газогидратные программы и проекты приняты и реализуются в Индии, Китае, Республике Корея, Малайзии. Ряд исследовательских центров создан в странах Европы (Болгарии, Великобритании, Герма-

* Статья подготовлена на основе доклада, сделанного 22 апреля 2014 г. на Международной конференции «Стратегия развития ТЭК Дальнего Востока России: пути консолидации усилий государства, бизнеса и экспертного сообщества» в рамках XII Московского международного энергетического форума «ТЭК России в XXI веке».

нии, Италии, Норвегии, Франции) и других государствах.

Основные газогидратные проекты в мире реализованы либо реализуются в странах северной части АТР и Северо-Восточной Азии, а именно:

- пробный газогидратный проект Малик (Канада);
- пробная скважина Игник Сикуми по добыче метангидрата на Северном склоне Аляски (США);
- совместный промышленный проект в Мексиканском заливе (США);
- первая китайская газогидратная экспедиция;
- корейская газогидратная экспедиция в бассейне Уллеунг;
- предпромышленная добыча метана из морских гидратов консорциумом МН-21 в жёлобе Нанкай (Япония).

Над созданием технологий и технических решений, связанных с извлечением метана из газогидратов, работают специалисты из десятка стран мира. Отметим, что практически все исследователи единодушны в том, что выбор технологии разработки газогидратных залежей зависит от конкретных геолого-физических условий их залегания. Кроме того, эти же технологии должны предусматривать необходимость стабилизации разрабатываемых залежей при малейших нарушениях режима эксплуатации. И наконец, освоение газогидратных месторождений предполагает создание таких методов и инновационных технологий, которые обеспечат себестоимость добычи, сопоставимую с ценой производства традиционного газа.

ЧЕТЫРЕ КЛЮЧЕВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ

К настоящему времени наиболее изучены следующие методы разработки газогидратных залежей, обеспечивающие перевод газа из гидратов в свободное состояние непосредственно внутри месторождения:

- метод снижения пластового давления (депресссионный, или разгерметизации);
- термический, или тепловой;
- комбинированный;
- метод закачки ингибиторов;
- химической инжекции (или технология замещения).

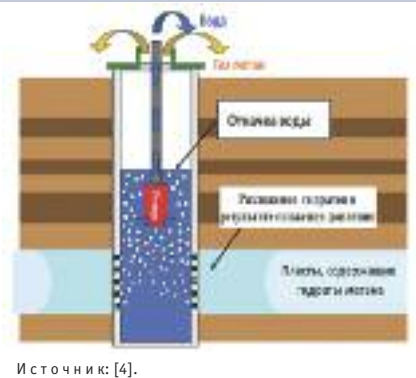
На различных стадиях изучения и рассмотрения находятся и другие методы, в частности метод акустического и электромагнитного воздействия на пласт (активными высокочастотными полями).

Схематически принципиальные основы действия первых четырёх методов показаны на рис. 1. Рассмотрим их более подробно.

Рис. 1. Методы разработки газогидратных залежей



Рис. 2. Общая схема депрессионного метода разработки газогидратных залежей



Метод извлечения метана путём снижения пластового давления основан на уменьшении давления в газогидратной залежи ниже равновесного (см. рис. 2). Он в настоящее время признаётся наиболее эффективным и используется в первых экспериментах по добыче метана из гидратов Японским консорциумом МН-21.

Этот же метод предложено использовать и при опытной разработке газогидратов в Китае. Первая его апробация успешно прошла на месторождении Малик (Канада) в 2002 г., вторая — в 2007–2008 гг., хотя фактически данная технология применялась гораздо раньше — в СССР при освоении Мессояхского месторождения.

Термический, или тепловой, метод извлечения метана из газогидратов основан на нагреве гидратосодержащих пород выше равновесной температуры (см. рис. 3). Когда эта технология используется в комбинации с депрессионной, речь уже идёт о **комбинированном методе** (понижение равновесного давления и разложение гидратов под действием тепла).

Суть тепловых методов заключается в нагревании газогидратного пласта (залежи), в частности, в призабойной зоне скважины с помощью закачки пара или горячей воды либо другими способами. К настоящему времени специалистами разных стран предложено и запатентовано большое количество тепловых методов, различающихся между собой прежде всего способами ввода тепла. Однако общая проблема (недостаток) всех этих предложений — невысокий КПД (зона теплового воздействия на гидраты через забой скважины исчисляется первыми метрами).

Апробация теплового метода была проведена на месторождении Малик (Канада) в 2001–2002 гг.

Что касается применения в Канаде и Японии известного **метода разложения гидратов с помощью закачки ингибиторов** (метанола, гликоля и др.), прошедшего тестовую апробацию на Мессояхском месторождении, то основной его недостаток — высокая стоимость самих ингибиторов. Вследствие этого он, по оценке специалистов, вряд ли окажется приемлемым для широкого использования.

Общая схема применения различных методов в ходе первых пилотных проектов по добыче метана из газогидратов, осуществлённых в Канаде, показана на рис. 4.

Зарубежные специалисты считают весьма перспективным **метод химической инжекции (или технология замещения)** (см. рис. 5). В первую очередь речь идёт о закачке в гидратосодержащие пласты или скопления гидрата метана углекислого га-

Рис. 3. Общая схема теплового метода разработки газогидратных залежей

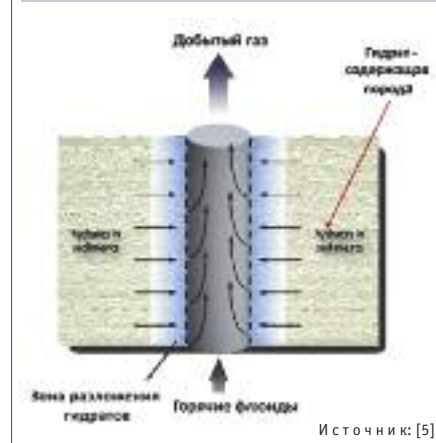
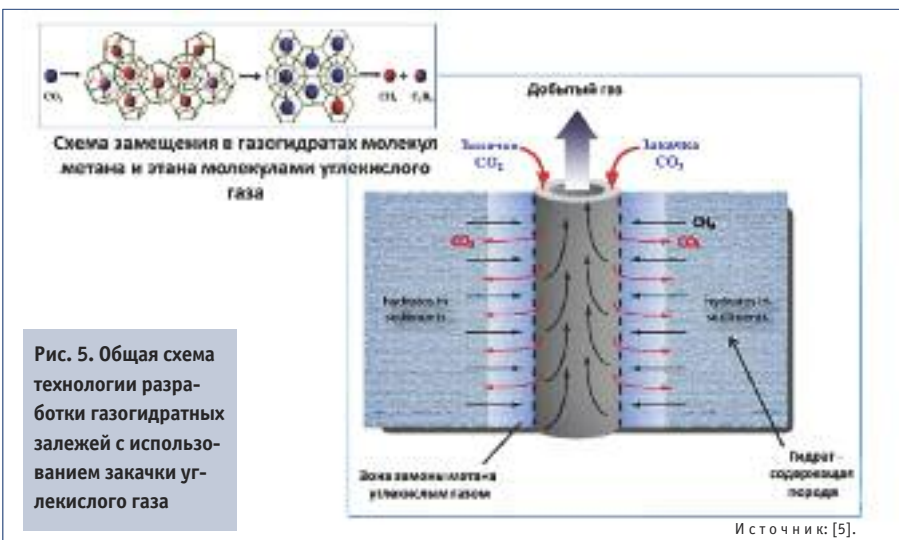
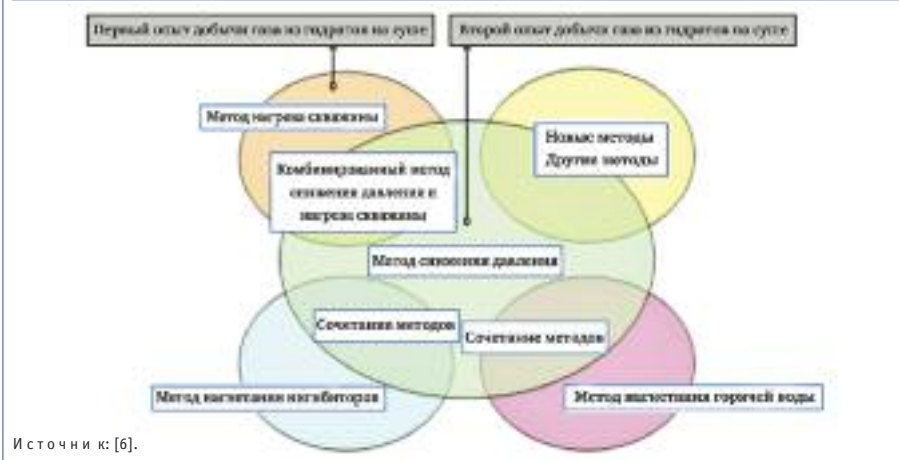


Рис. 4. Общая схема применения различных методов в ходе первых пилотных проектов на месторождении Малик



за, который в кристаллической решётке газогидратов замещает молекулы метана.

Привлекательность этого метода определяется возможностью долговременного захоронения CO₂ в глубоких формациях в виде газогидрата углекислого газа, уменьшением поступления воды на дневную поверхность, возможностью стабилизировать (против оползней) резервуар месторождения в процессе добычи метана и углеводородов (нефти и газа) в целом.

Технологические решения для реализации данного метода разрабатывали и совершенствуют в разных странах, в частности – в Норвегии, в Бергенском университете, и в Германии в рамках проекта SUGAR (Submarine Gas Hydrated Reservoirs) в Институте морских исследований Лейбница в Киле.

Конечно, наибольший успех при применении метода химической инъекции был достигнут на Северном склоне Аляски в

ходе испытаний в начале 2012 г. экспериментальной скважины «Игник-Сикуми № 1». Этот проект, задуманный ещё в 2008 г., осуществлён Министерством энергетики США в партнёрстве с ConocoPhillips и японской компанией JOGMEC. В ходе экспериментов в пласт закачивались углекислый газ, азот и их смесь в различных пропорциях, причём оптимальным было признано соотношение этих газов в пропорции 23% CO₂ и 77% N₂ [7–9].

ЯПОНИЯ В РОЛИ ПЕРВОПРОХОДЦА

Особый интерес к газогидратной проблематике проявляется в Японии. Он чётко оформился уже в 1990-е годы. Понимая потенциальную значимость гидратов метана для формирования долгосрочной энергетической политики, к работам в этой области активно подключилось государство. Оно с самого начала участвует в исследованиях газогидратов по двум на-

правлениям: путём реализации соответствующих зарубежных проектов и проведения исследований на шельфе Японии.

Говоря о первом направлении, особо следует отметить участие японских специалистов и компаний, прежде всего государственной JOGMEC, в подготовке и реализации проекта Малик в Канаде, программе исследования гидратов в Мексиканском заливе, изучении газогидратной провинции на Северном склоне Аляски (экспериментальная скважина «Игник-Сикуми № 1»). Причём финансирование проектов Малик и «Игник-Сикуми № 1» также в значительной мере осуществлялось Японией. Основные задачи, которые ставились японскими государственными и деловыми кругами в рамках этого направления, известный американский геолог Тимоти Коллет определил одним словом: изучить. Изучить опыт, изучить технологии, которые затем могут быть перенесены в японские проекты [7].

Что касается второго направления, то в конце 1990-х были проведены сейсморазведочные работы 2D и 3D на шельфе Японии, по результатам которых в жёлобе (прогибе) Нанкай выявлено около десятка площадей, перспективных на газогидраты. На одной из них, с глубиной воды 945 м, в конце 1999-го – начале 2000 года пробурена морская разведочная скважина. Бурением вскрыты газогидраты и отобраны их керны в интервале глубин 200–270 м ниже океанского дна [10].

В этом же районе в 1999–2000 гг. пробурили ещё пять исследовательских скважин, и в результате были сделаны выводы о возможном присутствии в прогибе Нанкай обширного газогидратного скопления площадью порядка 160 км², ресурсы газа которого могут составить свыше 120 млрд м³ [11].

В 2001 финансовом году (ф. г.) деловыми, правительственными и научными кругами Японии создаётся Исследовательский консорциум по ресурсам гидратов метана, известный также как МН-21. Основная цель данного консорциума – реализация Японской научно-производственной программы по гидратам метана, о необходимости которой правительство страны объявило в июне 2001 г. (см. рис. 6).

Первоначально предполагалось, что данная программа будет реализована до февраля 2016 г., однако затем, во время промежуточной аттестации в 2008 ф. г., срок её действия продлили до февраля 2018 г. Осуществление этой пролонгированной программы включает три фазы.

Во время выполнения Фазы 1 в районе восточного крыла жёлоба Нанкай в 2001–

Рис. 6. Японская научно-производственная программа по гидратам метана



2002 г. были проведены сейсморазведочные работы 2D и 3D, а в январе 2004 г. в рамках подпроекта «Токай-оки ту Кумано-Нада» началось бурение разведочных скважин. Всего к середине мая 2004 г. на 16 участках в течение 122 суток пробурили 32 скважины. В ходе их испытаний были отработаны технологии приготовления бурового раствора, цементирования скважин, измерения динамики давления в скважине и пласте, мониторинга скважины и т. д.

В ходе Фазы 2 – с 2009-го по 2011 ф. г. – шла подготовка пилотного проекта по добыче газа из морских гидратов. Кроме того, Япония принимала участие в международном проекте по извлечению газа из континентальных гидратов в США. В июне 2011 г. в Центре исследования гидратов метана в Саппоро провели полномасштабный эксперимент по моделированию газодобычи из гидратных отложений жёлоба Нанкай, а в 2012 г. в 50 километрах от полуострова Ацуми (восточная часть острова Хонсю) начали бурение пилотных скважин (см. рис. 7).

Для этих работ привлекли арендованное JOGMEC японское буровое судно «Тиюку», одно из лучших в мире в своём классе. 28 января 2013 г. оно вновь приступило к работам на этом полигоне. В феврале были подготовлены наблюдательные и эксплуатационная скважины, а 12 марта – установлен пакер и начался процесс опытной добычи газа из подводных залежей газогидратов с использованием депрессионного метода. За шесть дней испытаний извлекли и сожгли на факеле 120 тыс. м³ га-

за, что оказалось намного больше, чем ожидалось прежде [7].

Первоначально намечалось, что испытания продолжатся в течение двух недель. Но 18 марта 2013 г. работу пришлось завершить. Серьёзной проблемой стало то, что метан, выделяясь из гидратов, охлаждал всё вокруг себя – и в первую очередь сами гидраты, повышая их стабильность и затрудняя разложение с дальнейшим выделением газа. Чтобы выход метана не падал, давление в отводящем рукаве потихоньку снижали, намереваясь довести его за 14 дней до 3 МПа. Но уже на шестой день добычи, когда давление стало рав-

ным 4,5 МПа, насос, который откачивал воду для снижения давления в устье скважины, забился песком, частицы которого поднимались вверх вместе с газом. И процесс остановился. А поскольку надвигался шторм, работу пришлось прекратить [19].

В настоящее время производится оценка того, насколько изменилась температура в районе залегания гидратов. Следующий раунд экспериментальной эксплуатации месторождения возобновится, по плану JOGMEC, в нынешнем году. На этот раз он продлится 12 месяцев. Полномасштабное освоение месторождения планируется начать в 2018 г. после доведения применённой технологии до требований промышленного использования.

Всего к настоящему времени на шельфе Японии выявлено 14 газогидратных залежей, содержащих до 100 трлн м³ [12], из них около 60 трлн м³ сосредоточены в районе жёлоба Нанкай [20], так что при решении проблемы эффективной добычи метана из морских гидратов Япония вполне сможет выйти на самообеспечение газом.

Южная Корея идёт по стопам Японии

Активные работы по гидратной тематике ведутся и в Республике Корея. С 1997 г. осуществляются региональные морские геофизические и инженерно-геологические изыскания в Восточном (Японском) море, в южной части бассейна Уллеунг. К настоящему времени залежи газогидратов оцениваются там более чем в 1 трлн м³ природного газа (см. рис. 8). Газогидраты в этом районе залегают под морским дном на расстоянии около 135 км от побережья страны.

Рис. 7. Район исследований в жёлобе Нанкай, 2012–2013 гг.



Источники: [13–18].

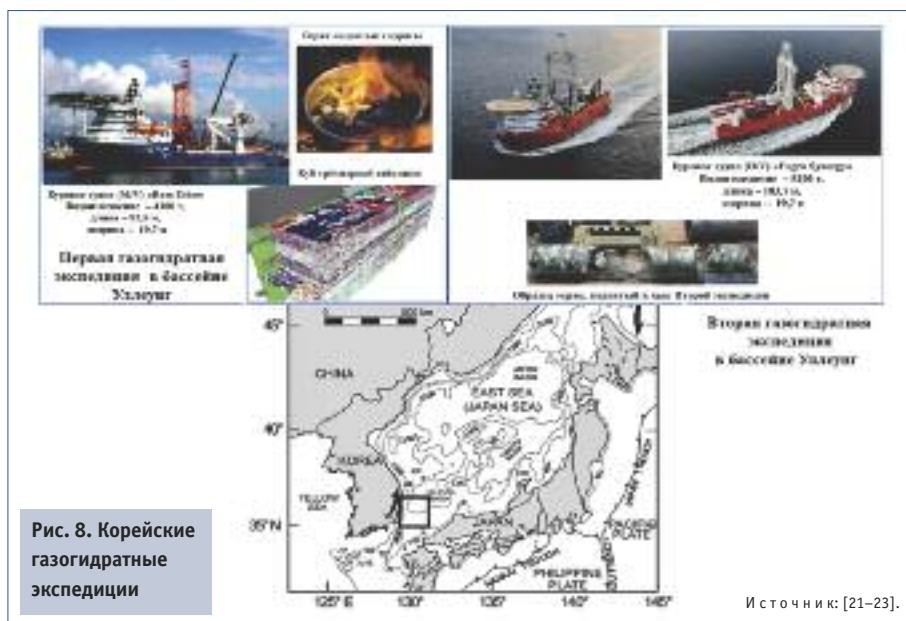


Рис. 8. Корейские газогидратные экспедиции

В стране реализуется Национальная программа исследования гидратов, участниками которой являются в частности компании KOGAS и KNOC. Она рассчитана на 10 лет (до 2015 г.) и нацелена на решение четырёх основных задач.

Во-первых, подтвердить наличие и составить карту распространения газогидратов в Восточном море (бассейн Уллеунг).

Во-вторых, получить «чистый источник энергии» для замены обычных нефтяных ресурсов.

В-третьих, разработать технологии оценки запасов и добычи газогидратов.

В-четвёртых, коммерциализировать до 2015 г. добычу гидратов метана.

Реализуя данную программу, в ноябре 2007 г. была организована первая масштабная геологоразведочная экспедиция в бассейн Уллеунг с целью поиска гидратов метана. При её проведении обследовано пять участков, на трёх из них пробурили пять скважин. Работа второй газогидратной экспедиции проходила в бассейне Уллеунг в период с 7 июля по 30 сентября 2010 г. Из намеченных для бурения 13 площадок, где ранее были обнаружены газогидраты, для дальнейших исследований в соответствии с целями экспедиции было отобрано 11. На них пробурили 18 скважин, в том числе 10 с отбором керна.

Как отмечалось выше, начало добычи газа из газогидратов в бассейне Уллеунг запланировано на 2015 г. Этот проект включён в государственную программу развития нефтегазодобывающей отрасли Республики Корея, цель которой заключается в повышении уровня самообеспечения страны энергоресурсами.

Есть ли у гидратов КОММЕРЧЕСКОЕ БУДУЩЕЕ?

В начале статьи уже упоминалось, что национальные газогидратные программы и проекты разработаны и реализуются в целом ряде стран. Отметим также, что коммерческую добычу метана из газогидратов в 2017–2020 гг. планируют Канада, Республика Корея, США, Япония и другие страны, хотя реальность некоторых планов вызывает сомнения. Общая хронология выполнения основных газогидратных программ и мероприятий в прошлом и будущем показана на рис. 9.

Как видим, работы ведутся широким фронтом. Однако для того, чтобы газогидраты смогли занять своё место в мировом энергетическом балансе, необходимо решить целый ряд научно-технических, технико-технологических, экономических и экологических проблем. Кроме того, для правильного понимания роли газогидратов в формировании перспективного мирового энергетического баланса необходимо проанализировать возможности других источников энергии, альтернативных газогидратам, – и в части их ресурсной (объёмной) достаточности, и по экономическим (прежде всего стоимостным) показателям, и в экологическом плане.

В технологической части основная проблема заключается в том, что до сих пор не существует надёжной, безопасной и экономически оправданной технологии (вернее – технологий) добычи метана из гидратов, поскольку не до конца ясны и понятны структура и свойства газогидратов. Соответственно, нужны дальнейшие научные работы в этой области, требуются

экспериментальные исследования свойств газовых гидратов, особенно кинетики их разложения в различных условиях, в том числе и в пористых средах.

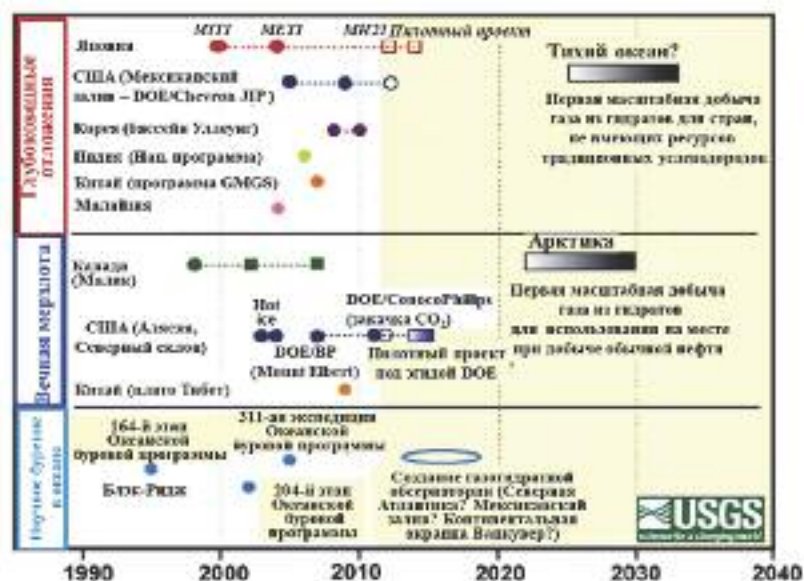
Особая проблема – безопасность и экологичность разработки газогидратных залежей. Широкомасштабное освоение морских залежей гидратов может вызвать подводные оползни и, как следствие, разрушительные приливные волны – цунами. Поэтому требуется создание специальной системы мониторинга состояния гидратосодержащих пластов, а также особых технических средств, не допускающих развития ситуации в нежелательном направлении. Мониторинг необходим и для постоянного контроля за высвобождением газа из залежей, поскольку неконтролируемый выход больших объёмов газа может привести к его взрыву. Фактически необходима разработка и реализация комплекса мер, обеспечивающих аварийную остановку процесса разложения (самораспад) газогидратов (по аналогии с аварийными стержнями в реакторных установках АЭС).

В экономической части требуется создание таких систем извлечения газа из гидратов и его доставки потребителям, которые обеспечивали бы конкурентоспособность данных ресурсов. В глобализирующемся мире в ближайшие годы и десятилетия будет происходить своеобразное соревнование энергетических технологий, от результатов которого и станет зависеть не только судьба того или другого энергоносителя, в частности – газогидратов, но и весь мировой энергетический ландшафт середины XXI века.

Достоверных данных об экономических (стоимостных) характеристиках производства метана из газовых гидратов в настоящее время, естественно, нет. Проведённые эксперименты по добыче газа из гидратов в Японии, США и Канаде пока не дают ясного ответа на вопрос о возможной цене такого производства. Основываясь на результатах соответствующих пилотных проектов, есть лишь частичное понимание того, какой она должна быть. Так, оценивая итоги экспериментальной промысловой добычи метана из газогидратного скопления Малик (Канада, 2008 г.), директор Геологической службы США Марк Майерс заявил, что издержки производства гидратного газа могут составлять до 10 долл./млн БТЕ (порядка 530 долл./тыс. м³) с тенденцией к дальнейшему снижению [25].

Средние издержки производства метана в рамках пилотного проекта консор-

Рис. 9. Хронология реализации основных газогидратных программ и мероприятий в прошлом и будущем



Источник: [24].

циума МН-21 ожидаются в пределах 418–836 долл./тыс. м³ в ценах 2004 г. [6].

Анализ имеющихся прогнозов значений издержек производства показывает, что основная конкурентная борьба за потребителя развернется между теми видами газа, стоимость добычи которых на скважине лежит в диапазоне от 4 до 6 долл./МБТЕ (212–318 долл./тыс. м³ в ценах 2010 г.) [26]. Разумеется, в отдельных странах и районах будет востребован и более дорогой газ, но не он будет «править бал» на мировом рынке. В части жидкого топлива эти параметры соответствуют издержкам производства в интервале от 60 до 80 долл./барр.

В этих условиях гидратный метан может войти в мировой энергетический баланс лишь в том случае, если стоимость его добычи будет составлять (в ценах 2010 г.) [26]:

- не более 11–12 долл./МБТЕ (583–636 долл./тыс. м³) в шельфовых районах, вблизи таких крупнейших потребителей, как Япония и Республика Корея;

- не более 4–5 долл./МБТЕ (212–265 долл./тыс. м³) в удаленных арктических районах, таких как Аляска, северные районы Канады, Сибири и Дальнего Востока России.

Наконец, востребованность газа из газогидратов возможна только тогда, когда к этому будет готов мировой энергетический рынок, когда сложится соответствующий экономический и политический климат. Так, США, рассматривая ресурсы га-

зогидратов как стратегический резерв, который позволит обеспечить энергетическую безопасность страны в отдаленной перспективе, вряд ли будут торопить начало их масштабной добычи, особенно пока будет хватать сланцевого газа. Не слишком заинтересованы в «гидратной революции» и государства, производящие традиционные энергоресурсы. Ведь с появлением нового источника газа упадет значение нефти, следовательно, уменьшится влияние тех наций, которые правят «нефтяной бал». Кроме того, страны, которые сейчас рассматриваются как перспективные крупные покупатели традиционного газа и на которые нацелены долгосрочные контракты, могут быстро превратиться в энергетически самодостаточные государства. Некоторые из них со временем способны выступить в качестве конкурентов существующим производителям, поставляя газ из газогидратов ближайшим соседям, у которых нет традиционных ресурсов и выхода к морю.

Таким образом, в ближайшие 15–20 лет газогидраты, по всей видимости, не смогут составить реальной конкуренции традиционному газу российских дальневосточных проектов на рынках стран АТР, чего нельзя сказать о более позднем периоде. Однако надо понимать, что могут появиться и какие-то новые, высокоэффективные технологии разработки газогидратов, которые дадут ответ на традиционный вопрос: производить или импортировать?

Источники и литература

1. World Energy Outlook 2011. Are We Entering a Golden Age of GAS? Special Report. OECD/IEA, 2011.
2. World Energy Outlook 2013. OECD/IEA, 2013.
3. Басниев К. С. Нетрадиционные источники энергии и перспективы их использования: Доклад на совещании у заместителя Председателя правления ОАО «Газпром» по вопросам освоения нетрадиционных ресурсов газа. М., 17.03.2010.
4. Kurihara M., Sato A., Ouchi H., Narita H., Masuda Y., Saeki T. and Fujii T. Prediction of gas productivity from Eastern Nankai Trough methane-hydrate reservoirs. SPE125481, 2012, p. 477–499.
5. Pushpendra Kumar. Global Efforts for Developing Gas Hydrates as Future Energy Resource. World Petro-Coal Congress, New Delhi, 16th February 2012.
6. Japan's Methane Hydrate R&D Program. Phase 1 Comprehensive Report of Research Results. Research Consortium on Developing Methane Hydrate Resources. August 2008 Edition. Research Consortium for Methane Hydrate Resources in Japan, 69 p.
7. Maurice Smith / New Technology Magazine, 2013-June-01. URL: <http://www.newtechmagazine.com/index.php/oilpatch-news/feature/10243-gas-hydrates-the-next-revolution-june-2013>
8. Schoderbek David, Martin Kenneth, Howard James, Silpnamart Suntichai and Hester Keith. North Slope hydrate fieldtrial: CO₂/CH₄ exchange. Proceedings Arctic Technology Conference. December 3–5, 2012. Houston, Texas. 17 p.
9. Historical Methane Hydrate Project Review. U.S. Department of Energy – National Energy Technology Laboratory, by the Consortium for Ocean Leadership. Washington DC, 2012.
10. Коллетт Т. С., Льюис Р., Учида Е. Растущий интерес к газовым гидратам // Нефтегазовое обозрение. Осень 2001. С. 38–53.
11. Льюид Д. В., Якушев В. С., Перлова Е. В. Экспертная оценка ООО «Газпром ВНИИГАЗ» ресурсов нетрадиционных источников углеводородного сырья и перспектив их добычи: Доклад на II Международной научно-практической конференции «Мировые ресурсы и запасы газа и перспективы технологии их освоения» (WGR-2010). Москва, 28.10.2010.
12. Tanahashi M. Present status of Japanese methane gas hydrate research and development program. Hydrate in Japan, CCOP Hydrate Workshop. 2011/3/2
13. URL: <http://www.mh21japan.gr.jp/english/mh21-1/01-2>
14. Kawamoto Takami. The First Offshore MH Production Test. JOGMEC, June 7, 2013
15. URL: http://www.jamstec.go.jp/chikyu/nantroseize/e/expedition_338.html
16. URL: <http://www.jogmec.go.jp/english/news/release/release0110.html>
17. Japan Completes First Off shore Methane Hydrate Production Test – Methane Successfully Produced from Deep-water Hydrate Layers // Fire in the ice. Methane Hydrate Newsletter. 2013. Vol. 13, Issue 2, p. 1–3.
18. Викторова Л. Прикоснуться к мантии // Химия и жизнь. № 12, 2012.
19. URL: http://www.jogmec.go.jp/english/news/release/news_01_000005.html
20. Анфилова Э. А. Аналитический обзор современных зарубежных данных по проблеме распространения газогидратов в акваториях мира // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008(3). № 4. URL: http://www.ngtp.ru/rub/9/44_2008.pdf
21. Cheong Daekyo, Kim Daehong. PSReconstruction of Burial Diagenesis by 2-D Sedimentary Simulation and Analysis of Petroleum Potential of the Upper Tertiary Sequences in Southern Ulleung Sedimentary Basin, East Sea (Sea of Japan). Poster presentation at AAPG Annual Convention and Exhibition, Houston, Texas, USA, April 10–13, 2011.
22. Chun Jong-Hwa, Lee Sung-Rock. Korea Gas Hydrate R&D Program. URL: http://www.ccop.or.th/download/PETRAD/PETRAD59_2011-03/Doc-06_3- HCHUNetal-KIGAM.pdf
23. Lee Sung-Rock. 2nd Ulleung Basin Gas Hydrate Expedition (UBGH2): Findings and Implications // Fire in the ice. Methane Hydrate Newsletter. 2013. Vol. 11. Issue 1, p. 6–9.
24. Ruppel C. Methane Hydrates and the Future of Natural Gas. Supplementary Paper 4. MITEI Natural Gas Report. 2011.
25. Alaska Has Abundance of Natural Gas Trapped in Ice. URL: <http://neftegaz.ru/en/news/view/84408>
26. Масленников А. М. Газогидраты: путь длиною в 250 лет (от лабораторных исследований до места в мировом энергетическом балансе). – М.: ИЦ «Энергия», 2014. 267 с.

Восстанавливая историческую справедливость

Вышла в свет книга, посвящённая истории Хадыженского нефтяного техникума

Александр ЧУМАКОВ,
доктор философских наук, профессор,
заведующий кафедрой философии
ФГБОУ ВПО «Финансовый университет
при Правительстве РФ»

В марте нынешнего года в издательстве «Проспект» вышла в свет книга*, в которой рассказывается о замечательном небольшом городе на юге России, Хадыженске, и его славном учебном заведении – Хадыженском нефтяном техникуме (ХНТ), подготовившем более 8 тыс. специалистов для нефтяной промышленности нашей страны.

Три важных обстоятельства оказали влияние на появления этой книги: историческая несправедливость в отношении Хадыженского нефтяного техникума, недооценка гуманитарного знания в системе современного образования, наконец, 150-летие Хадыженска.

Итак, если не главным поводом, то серьёзным импульсом к написанию книги стала историческая несправедливость, допущенная авторами «Истории среднего профессионального образования в России», которая была опубликована в 2-х томах соответственно в 2000-м и 2001 году. В этом внушительном издании из всех упомянутых среднетехнических учебных заведений СССР и постсоветской России, к сожалению, не нашлось места ХНТ, который хотя и прекратил своё существование ко времени выхода в свет названного издания, но до этого на протяжении нескольких десятилетий активно и весьма успешно работал.

Так получается, вроде бы и не было Хадыженского нефтяного техникума вообще! А он не просто был! Он внёс существенный вклад в подготовку специалистов для нефтегазовой промышленности нашей страны именно в то время, когда она в таких специалистах больше всего нуждалась. Техникум был заметным явлением культурной жизни и уникаль-



ным образовательным учреждением одного из крупнейших российских регионов. Он также оказал большое влияние на выбор жизненного пути нескольких поколений молодых людей, главным образом жителей Хадыженска и других нефтяных районов Краснодарского края, которые по окончании учёбы разъезжались по всем регионам огромной страны, где начинали трудовую жизнь, обживались, пускали корни...

Таким образом, эта книга – один из эпизодов истории СССР в лицах. В ней, как в капле воды, отразилась судьба Советского Союза за последние 25 лет его существования... Такое нельзя проигнорировать!

В стремлении исправить досадное упущение упомянутого издания, авторы книги «История одного техникума», сами окончившие ХНТ, во время короткой встречи летом 2004 г. решили восполнить исторический пробел и написать книгу, посвящённую Хадыженскому нефтяному техникуму, его преподавателям и выпускникам. Таким образом, сбор материалов и работа над изданием заняли около 10 лет.

Особенностью ХНТ было то, что при подготовке специалистов большое вни-

мание уделялось не только преподаванию «профильных» нефтяных дисциплин, но и воспитанию разносторонних, образованных и эрудированных личностей.

Наконец, ещё одно обстоятельство, ставшее скорее не побудительным мотивом, а катализатором, ускорившим работу над книгой, – в 2014 году исполняется 150 лет со дня основания Хадыженска. Представить себе Хадыженск без техникума, который стал важнейшей частью его истории, уже нельзя – это яркие и очень важные страницы жизни города, тесно переплетённые с судьбами многих и многих уроженцев этого края.

География распределения выпускников техникума обширна: Северный Кавказ и Поволжье, Западная и Восточная Сибирь, Сахалин и Чукотка, Север Европейской части РФ, Казахстан и Туркмения, просторы Крайнего Севера и новые месторождения в шельфовых зонах различных морей... Специалисты, подготовленные Хадыженским нефтяным техникумом, участвовали в осуществлении реактивнотурбинного бурения шахт на ядерных полигонах Семипалатинска и Новой Земли, работали на испытательных и промышленных объектах Астраханской и Иркутской областей, на строительстве БАМа и других крупнейших стройках страны.

Многие из них окончили затем ещё и высшие учебные заведения, стали известными специалистами, передовиками производства. А кто-то и вовсе сменил специальность. Но всегда и везде они достойно несли звание «Выпускник Хадыженского нефтяного техникума». На просторах нашей Родины и далеко за её пределами они были, а многие и теперь остаются первоклассными, ценными профессионалами, инженерно-техническими работниками, руководителями трудовых коллективов, учёными и просто хорошими людьми, достойными своих учителей. Им и их трудовым достижениям в первую очередь и посвящена эта книга.

Книга будет интересна не только тем, чья судьба прямо или косвенно связана с их малой родиной, но и всем, кто интересуется историей своей страны, её богатым культурным и историческим наследием.

*Чумаков А. Н., Нестеренко Н. Я. История одного техникума: Хадыженский нефтяной. – М.: Изд-во «Проспект», 2014. – 272 с.

XXI специализированная выставка



2014

НЕФТЬ И ГАЗ

Топливо энергетический комплекс

16-19
сентября



ОАО «Тюменская ярмарка»

Адрес: Россия, 625013,

г. Тюмень, ул. Севастопольская, 12, Выставочный зал

телефакс: (3452) 48-55-56, 48-66-99, 48-53-33;

e-mail: tyumfair@gmail.com. www.expo72.ru

Нефтяные высоты 1971 года

Проведение VIII Мирового нефтяного конгресса в Москве стало знаменательной вехой в истории отрасли

Александр МАТВЕЙЧУК,
кандидат исторических наук,
действительный член РАЕН

В июне этого года в Москве состоится XXI Мировой нефтяной конгресс – одно из самых заметных событий в жизни всего нефтегазового сообщества. Весьма примечательно, что сегодня, как и четыре десятилетия назад, лучшие представители нефтяной науки и техники вновь соберутся в российской столице под девизом «Ответственное обеспечение энергоресурсами развивающегося мира» в поисках ответов на вызовы нового столетия, но уже на принципиально новом этапе развития отрасли – в условиях глобализации мировой экономики. Однако весьма полезно обратиться и к поучительной истории VIII Мирового нефтяного конгресса, прозорливо обозначившего стратегические ориентиры для всего топливно-энергетического комплекса.

Заявка СССР под знаком ВОПРОСА

В октябре 1964 г. в СССР произошла коренная смена руководства страны – «непредсказуемый реформатор», прежний глава советского правительства и партии Никита Хрущев (1894–1971) был отправлен на пенсию. На высшие государственные посты пришли новые энергичные лидеры: генеральным секретарём ЦК КПСС был избран Леонид Брежнев (1906–1982), а председателем Совета Министров СССР утверждён Алексей Косыгин (1904–1980). Им досталось нелёгкое наследство: реальностью в стране стал хлебный дефицит, во многих районах впервые после войны появились талоны на хлеб. В 1963 г. за границей закупили 12 млн т зерна на сумму 1 млрд долларов, но и это не помогло решению острой проблемы. Поэтому одним из ключе-



вых направлений деятельности нового советского руководства стало проведение широкомасштабной экономической реформы. Её суть заключалась во внедрении хозяйственного расчёта, создании системы экономического стимулирования промышленного производства.

Одновременно партийно-политическое руководство СССР стало рассматривать возможность наращивания поставок нефти на мировой рынок с целью получения твёрдой валюты для решения острых социально-экономических проблем. Следовательно, потенциальным западным партнёрам необходимо было показать впечатляющие перспективы развития топливно-энергетического комплекса СССР. Для этой цели удачно подходил Мировой нефтяной конгресс (МНК) – крупнейший отраслевой международный форум.

Заявку на проведение очередного конгресса в Москве в 1971 г. Советское правительство заблаговременно направило в Постоянный совет МНК в конце 1966 г. В апреле 1967-го данный вопрос был рассмотрен на заседании этого руководящего органа в Мехико в рамках работы VII МНК.

Однако в ходе обсуждения у ряда членов Постоянного совета возникли сомнения: сможет ли Москва организовать это широкомасштабное мероприятие на достойном уровне в условиях непростой социально-экономической обстановки в СССР, активно и критически освещавшейся в западных средствах массовой информации. Ответ руководителя советской делегации, министра нефтедобывающей промышленности СССР Валентина Шашина (1916–1977) был краток и убедителен. Он пригласил всех членов

Исполкома МНК посетить Москву и лично убедиться в способности страны провести крупнейшее международное мероприятие на самом высоком уровне.

Только после визита в СССР председателя Исполкома МНК Фредерика Д. Россини (1899–1990), состоявшегося в сентябре 1967 г., все вопросы были окончательно сняты. На заседании Постоянного совета МНК в Вене в октябре 1967 г. кандидатура Москвы в качестве хозяйки VIII Мирового нефтяного конгресса была, наконец, единогласно утверждена.

НАПЕРЕКОР ЧИСЛУ 13

Подготовка к проведению конгресса началась уже в ноябре 1967 г. и велась непрерывно более трёх лет. Организационный комитет возглавил Валентин Шашин. Впервые в практике проведения МНК его работа была запланирована в одном месте, в новом гостиничном и культурном комплексе «Россия», расположенном в центре Москвы. Там были условия как для комфортного проживания всех делегатов, так и для их плодотворной работы.

13 июня 1971 г. в 12 часов дня в Кремлёвском Дворце съездов состоялось торжественное открытие конгресса. В самом большом актовом зале СССР собралось более 5 тыс. делегатов из 57 стран мира. Среди них – 43 академика, 746 докторов наук, 224 кандидата наук, 401 магистр наук и 490 бакалавров. Самые большие по численности делегации были из СССР, США, Франции, ФРГ, Великобритании, Японии, Ирана и Венгрии.

С приветствием от имени Советского правительства выступил заместитель предсовмина СССР Михаил Ефремов (1911–2000), который подчеркнул: «В Советском Союзе приветствуют девиз “Нефть на благо человечества”, под которым проводится конгресс. Нефть не должна быть источником обогащения монополий в ущерб экономическому положению многих стран, особенно развивающихся. Как их национальное богатство, она должна служить делу экономического и социального прогресса, повышению жизненного уровня народов».

Вслед за этим прозвучала речь председателя Исполкома МНК Фредерика Д. Россини, который отметил: «Цель нашей организации – развивать и совершенствовать в мировом масштабе науку о нефти и технологии, проводя международные конгрессы, обеспечивающие обмен научной и технической информации и знаний среди учёных-нефтяников и технологов».



Самотлорское месторождение

Приветствие от Академии наук СССР произнёс академик Михаил Миллионщиков (1913–1973), который начинал свою трудовую деятельность в нефтяной промышленности после окончания в 1932 г. Грозненского нефтяного института. В нескольких кратких тезисах он достаточно ёмко обозначил основные направления мировой нефтяной науки в завершающей четверти XX века.



Министр нефтедобывающей промышленности СССР Валентин Шашин (1916–1977)

Затем делегаты с большим вниманием выслушали обстоятельный доклад Валентина Шашина. Им была представлена внушительная картина динамичного развития советской нефтяной промышленности и её блестящих перспектив. В 60-е годы XX в., после завершения послевоенного восстановительного периода, темп роста отрасли стал стремительным. Ставка была сделана на нефтедобывающий район, получивший название «Второе Баку» – Башкирию, Татарию, Пермскую и Куйбышевскую области. И если в 1955 г. в СССР было добыто 93 млн т нефти, то в 1960 г. – 148 млн т, а в 1965 г. – уже 243 млн т.

В те же годы началось интенсивное освоение углеводородных богатств Западной Сибири. В 1960 г. было открыто первое западносибирское нефтяное месторождение Шаимское, а вслед за ним последовали «нефтяные сенсации» в Мегионе, Усть-Балыке, Сургуте, Варьёгане, Лянторе, Холмогорах.

Знаменательным событием этого периода стало открытие гигантского Самотлорского месторождения. 29 мая 1965 г. руководитель Тюменского геологического управления Юрий Эрвье принял телеграмму от начальника Мегионской нефтеразведочной экспедиции В. А. Абазаро-



ва о получении на Сомотлорской площади из скважины Р-1 первого нефтяного фонтана дебитом 300 м³ в сутки. А 22 июня из этой скважины был получен нефтяной фонтан дебитом уже 1 тыс. м³. В апреле 1969 г. началась промышленная эксплуатация этого гигантского месторождения.

В декабре 1965 г. ввели в эксплуатацию первый в Западной Сибири нефтепровод Шаим – Тюмень диаметром 529–720 мм и протяжённостью 410 км. В октябре 1967 г. завершили строительство нефтепровода Усть-Балык – Омск диаметром 1020 мм и длиной 964 км. И если в 1965 г. в Западной Сибири было получено около 1 млн т нефти, то уже в 1970 г. её добыча составила 31,4 млн т, что вывело этот регион на третье место в стране. Всего в 1970 г. в СССР было произведено 353 млн т «чёрного золота».

Первый день работы VIII Мирового нефтяного конгресса завершился официальным приёмом делегатов в банкетном зале Кремлёвского Дворца съездов, где им была предоставлена хорошая возможность для неформального общения.

ЖАРКАЯ МОСКОВСКАЯ НЕФТЯНАЯ НЕДЕЛЯ

В понедельник 14 июня началась работа специализированных симпозиумов конгресса по актуальным проблемам нефтяной науки и технологии. Надо отметить, что среди участников этих заседаний наибольшее число составили специалисты, занятые в области нефтепереработки, – 824 человека. Большую группу (519 человек) сформировали и профессионалы в сфере разработки нефтяных месторождений. Актуальные проблемы нефтехимии оживлённо обсуждали 489 участников, а теоретические вопросы нефтегазовой геологии были на повестке дня секции, которая собрала 483 человека.

Как отмечали советские и зарубежные журналисты, активно освещавшие работу конгресса, наибольший интерес у делегатов вызвали следующие проблемы: положение осадочно-миграционной теории происхождения нефти; геологическая разведка на континентальном шельфе; бурение и добыча нефти на больших глубинах воды и в неблагоприятных погодных условиях. Всего на рассмотрение нефтяного сообщества было вынесено 172 научных доклада, сделанных представителями 20 стран. Учёные

США представили 51 доклад, советские нефтяники – 34, а французские специалисты – 19.

В центре оживлённой дискуссии оказались выступления ряда зарубежных учёных: канадца К. Ф. Берка «Системы обработки геологических данных, основанные на применении вычислительных машин», американца Д. Л. Катца «О подземном хранении нефтепродуктов и газа», западногерманских специалистов П. Юсти и А. Винсела «О новых способах преобразования энергии».

Кроме того, были представлены следующие доклады: «Результаты осуществления проекта "Джойдес" по бурению при большой глубине моря» (США), «Шлангокабельное бурение» (СССР – Франция), «Стимулирование добычи из газового месторождения ядерным взры-



Почтовая марка, выпущенная в честь VIII Мирового нефтяного конгресса

вом» (США), «Конструкция эксплуатационных скважин, пробуренных через мощный слой вечной мерзлоты» (США – Великобритания).

С особым интересом участники конгресса встречали доклады советских учёных, которые обобщили опыт их исследовательской деятельности. Известный советский геолог, академик АН СССР Андрей Трофимук, вместе со своими коллегами Владиславом Вышемирским и Алексеем Дмитриевым представил новаторский доклад «Поисковые признаки гигантских нефтяных месторождений». В нём были обозначены принципиально новые подходы к нефтяной геологии. Присутствовавшие в конференц-зале бурно аплодировали после завершения научного сообщения члена-корреспондента Академии наук Азербайджанской ССР Сабита Оруджева «Проблемы, связанные с расширением существующих возможностей бурения на нефть и газ и их добычи при больших глубинах воды и неблагоприятных морских условиях». Оживлённую дискуссию вызвал доклад заведующего

кафедрой теоретических основ поисков и разведки нефти и газа Московского нефтяного института профессора Александра Бакирова «О научных принципах подсчёта прогнозных ресурсов».

Хорошим дополнением к работе симпозиумов стала обширная выставка научно-технической литературы и отраслевой нефтегазовой прессы, развёрнутая на постоянной основе в просторном холле комплекса «Россия». На ней был представлен широкий спектр книжных новинок, посвящённых мировой нефтяной и газовой промышленности.

ФИНАЛЬНЫЙ АККОРД КОНГРЕССА

18 июня 1971 г. в Кремлёвском Дворце съездов состоялось торжественное закрытие VIII Мирового нефтяного конгресса. В своей речи председатель Исполкома МНК Фредерик Д. Россини подчеркнул: «У нас у всех эта неделя в Москве надолго останется в памяти. Воспоминания каждого об этой неделе будут складываться на основе обсуждённых на конгрессе научных и технологических проблем, касающихся нефти... Ещё больший след оставят взаимные контакты участников, прибывших сюда из многих стран».

Речь председателя Организационного комитета Валентина Шашина была встречена делегатами с особой теплотой и неоднократно прерывалась аплодисментами. Он отметил: «Важно указать на обстановку нашего конгресса. Она была, на наш взгляд, очень серьёзной и деловой, проникнута духом дружелюбия и взаимопонимания... Первые итоги конгресса свидетельствуют о большом интересе к нему не только специалистов нефтяной и газовой промышленности, но и людей, имеющих лишь косвенное отношение к добыче и переработке нефти».

На следующий день часть делегатов, 1829 человек из 41 страны, отправилась в специальные многодневные туры по СССР для более детального ознакомления с состоянием добычи и переработки нефти. Они побывали в Волгоградской области, Татарской АССР, Азербайджане, Узбекистане, Грузии, Туркменистане и Армении.

VIII Мировой нефтяной конгресс по праву занимает особое место в истории нефтегазового сообщества нашей планеты как форум, где были прозорливо обозначены основные проблемы развития данной отрасли и пути их решения в последней четверти XX века. ■

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

22-24 октября 2014

Центр международной торговли
Совместно с Неделей 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 ТЭКа 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



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



Высокотехнологичное производство нефтегазового оборудования



Собственная логистическая система и управление запасами



Регулярная сервисная поддержка и техническое обслуживание

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



www.tmk-group.ru