

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

2-2014



СОСТАВ НАУЧНО-РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

ПРЕДСЕДАТЕЛЬ

Завальный Павел Николаевич — к.т.н., действительный член-корреспондент Академии технологических наук РФ, президент Российского газового общества

ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ

Ермолович Михаил Николаевич — начальник Управления по экспертно-аналитическому и информационному обеспечению Российского газового общества, главный редактор «Научного журнала Российского газового общества»

УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ

Тверецкая Надежда Дмитриевна — к.и.н., ответственный редактор «Научного журнала Российского газового общества»

Белогорьев Алексей Михайлович — заместитель генерального директора по научно-организационной работе Института энергетической стратегии

Богоявленский Василий Игоревич — д.т.н., член-корреспондент РАН, заведующий лабораторией комплексного геолого-геофизического изучения и освоения нефтегазовых ресурсов континентального шельфа Института проблем нефти и газа РАН

Голубев Валерий Александрович — к.э.н., заместитель Председателя Правления ОАО «Газпром»

Дмитриевский Анатолий Николаевич — д.г.-м.н., профессор, академик РАН, директор Института проблем нефти и газа РАН

Ерёмин Николай Александрович — д.т.н., профессор, заведующий лабораторией теоретических основ разработки нефтяных месторождений Института проблем нефти и газа РАН

Жуков Станислав Вячеславович — д.э.н., руководитель Центра энергетических исследований ИМЭМО РАН

Кожуховский Игорь Степанович — к.э.н., заместитель генерального директора ФГБУ «Российское энергетическое агентство» Министерства энергетики РФ

Крюков Валерий Анатольевич — член-корреспондент РАН, д.э.н., профессор, заместитель директора Института экономики и организации промышленного производства СО РАН, заведующий кафедрой энергетических и сырьевых рынков Высшей школы экономики

Лавёров Николай Павлович — д.г.-м.н., профессор, академик, член Президиума Российской академии наук, научный руководитель Института геологии рудных месторождений, петрографии, минералогии и геохимии РАН, член Совета директоров ОАО «НК «Роснефть», член Совета директоров ОАО «Росгеология»

Лажо Пётр Гордеевич — к.ю.н., доцент юридического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова

Лисов Василий Иванович — д.э.н., заслуженный деятель науки РФ, член-корреспондент РАО, профессор, ректор Российского государственного геологоразведочного университета им. С. Орджоникидзе

Ляпунцова Елена Вячеславовна — д.т.н., профессор Института Управления и информационных технологий Московского государственного университета путей сообщения, помощник члена Совета Федерации ФС РФ В.С. Абрамова

Мастепанов Алексей Михайлович — д.э.н., профессор, заместитель директора Института проблем нефти и газа РАН

Медведев Александр Иванович — к.э.н., действительный член Международной академии инвестиций и экономики строительства, заместитель председателя Правления ОАО «Газпром», генеральный директор ООО «Газпром экспорт»

Мусин Валерий Абрамович — д.ю.н., профессор, член Совета директоров ОАО «Газпром», заведующий кафедрой гражданского процесса юридического факультета Санкт-Петербургского государственного университета

Пашковская Ирина Грантовна — д.ю.н., ведущий научный сотрудник Центра евро-атлантической безопасности Института международных исследований МГИМО (У) МИД России

Печёнкин Александр Евгеньевич — к.э.н., доцент, заместитель директора по научной работе НОУ «Корпоративный институт ОАО «Газпром»

Плакаткин Юрий Анатольевич — д.э.н., профессор, заместитель директора по научной работе Института энергетических исследований РАН

Сентюрин Юрий Петрович — кандидат политических наук, статс-секретарь — заместитель министра энергетики РФ

Сианисян Эдуард Саркисович — д.г.-м.н., профессор, академик РАН, заведующий кафедрой геологии нефти и газа Южного федерального университета

Смирнов Валентин Пантелеймонович — д.ф.-м.н., профессор, академик РАН, заместитель генерального директора — научный руководитель электрофизического блока ЗАО «Наука и инновации» ГК «Росатом»

Цыбульский Павел Геннадьевич — к.т.н., генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Черепанов Всеволод Владимирович — к.г.-м.н., член Правления ОАО «Газпром», начальник Департамента по добыче газа, газового конденсата, нефти

Язев Валерий Афонасьевич — д.э.н., профессор, первый заместитель председателя комитета ГД по природным ресурсам, природопользованию и экологии

Содержание

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДИАЛОГ РОССИЯ – ЕС

- 5 Газовый энергодиалог «Россия–ЕС» продолжается
- 7 **П.Н. Завальный.** Основа международной энергетической безопасности – коллективная ответственность
- 10 **Ж.-Ф. Сирелли.** Продолжать двигаться вперед
- 12 **А.В. Крестьянов.** Вернуться к позитивной повестке
- 14 **Г. Ланкхорст.** Рост потребления газа – общемировой тренд
- 15 **А. Абрамов.** Энергодиалог без пауз
- 16 **Д. Хандога.** Все молекулы газа равны
- 17 **С.Л. Комлев.** Мнимые и явные угрозы газоснабжению Европы
- 19 **С. Блейки.** Безошибочное ощущение перспективы
- 20 **К. Бекмэн.** Мы не должны иметь двойных стандартов
- 22 **А. Соловьянов.** Экологические последствия освоения месторождений сланцевого газа

МЕЖДУНАРОДНОЕ СОТРУДНИЧЕСТВО

- 29 **М.Н. Ермолович.** Стратегия как угроза энергетической безопасности
- 33 **И. Гудков, И. Ощепкова.** «Общеввропейские» сетевые кодексы как новые средства регулирования в газовой отрасли Европейского Союза
- 43 **Е.А. Типайлов.** Еще раз о европейских ценностях и роли международного права в газэнергетическом диалоге Россия–ЕС
- 53 **М.В. Кротова.** Международная научно-техническая кооперация в нефтегазовом комплексе: подходы к стратегическому планированию
- 61 **Э.О. Касаев.** Конкуренция на международных газовых рынках

ИННОВАЦИИ

- 67 **В.Б. Иванов, И.И. Акимов, В.С. Митин, А.А. Маркин, А.О. Титов.** Функциональные и защитные покрытия: опыт и компетенции ОАО «ВНИИНМ им. А.А. Бочвара»
- 77 **А.Ю. Крылова, А.П. Пименов, И.П. Шора, Е.Т. Багай, Д.С. Рапотин.** Современное состояние технологии GTL и перспективы ее реализации
- 85 **А. Гаврилов.** Автоматизация здания в условиях сурового климата Сахалина

ЭКОНОМИКА И ФИНАНСЫ

- 89 **С.Б. Сиваев, И.В. Колесников, А.Ю. Родионов.** Анализ причин формирования задолженности за газ в жилищно-коммунальном комплексе
- 99 **В.В. Понкратов.** Совершенствование налогообложения добычи углеводородного сырья в Российской Федерации с учетом зарубежного опыта
- 105 **М.В. Данилина, С.Ю. Ерошкин.** Способы стабилизации финансовых поступлений в федеральные бюджеты зарубежных стран
- 119 **Т.Х. Усманова, А.И. Хайруллин, Л.И. Хайруллина.** Актуальные проблемы формирования Стратегии социально-экономического развития регионов в части ТЭК и ЖКХ

ПРОБЛЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

- 127 **Н.В. Исаков.** Газоснабжение социально значимых категорий потребителей
- 131 **В.М. Югай.** Проблемные вопросы нормативно-правового регулирования в области эксплуатации газотранспортной системы
- 135 **Д.С. Саврухин, А.Н. Шевченко.** Развитие газификации регионов России. Ликвидация бесхозных газопроводов: законодательная инициатива федерального значения

ЭКОЛОГИЯ

- 141 **А.С. Карташов.** К вопросу об изменении климата
- 147 **В.А. Карасевич, А.В. Албул, Г.С. Акопова.** Биогаз как комплексное решение экономических и экологических задач

КАДРЫ

- 153 **Б. Духовской, Н. Духовская.** СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2014: уверенные шаги молодых исследователей

155 КНИГИ

159 ДИССЕРТАЦИИ



НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

№ 2
апрель-июнь
2014 года

Председатель
Научно-редакционного совета РГО –
Павел Завальный

Учредитель и издатель –
НП «Российское газовое общество»

Свидетельство о регистрации
средства массовой информации
ПИ №ФС77-55476

Редакция не несет ответственность
за содержание рекламных материалов.

Перепечатка текстов и фотографий
«Научного журнала Российского газо-
вого общества» разрешается только
с письменного разрешения редакции.

При цитировании ссылка
на «Научный журнал Российского
газового общества» обязательна.

© НП «Российское газовое общество»
© ООО «Издательская группа «Граница»

Главный редактор –
Михаил Ермолович
тел.: +7 (916) 700-81-16
gired@gb2012.ru

Ответственный редактор,
ученый секретарь
Научно-редакционного совета –
Надежда Тверецкая
тел.: +7 (915) 006-5586
article@infargo.net

Отдел подписки и рекламы
Бравцева Ольга
тел.: +7 (495) 660-55-80, доб.229
contact@infargo.net

Дизайнер-верстальщик –
Леонид Листвин

Корректор –
Ирина Бортникова

Подписано в печать: 18.06.2014

Отпечатано в типографии
ООО «Издательская группа «Граница»
123007 Москва, Хорошевское ш., 38
тел.: +7 (495) 941-26-66
granica_publish@mail.ru

Тираж 1000 экз.

Журнал распространяется
по редакционной подписке
и адресной рассылке.

Почтовый адрес:
125047, Россия, Москва,
ул. 2-я Тверская-Ямская, 16

Сайт журнала: www.gb2012.ru

Сайт Научно-редакционного совета:
www.rgo2012.ru



IX Международная конференция «Энергетический диалог: Россия–ЕС. Газовый аспект» (Брюссель, 14 мая 2014 года)









Газовый энергодиалог «Россия–ЕС» продолжается

14 мая в отеле Штайгенбергер в Брюсселе состоялась IX Международная конференция «Энергетический диалог: Россия–ЕС. Газовый аспект». Организаторы: Европейский союз газовой промышленности и Российское газовое общество. Значительную поддержку диалогу традиционно оказал «Газпром». Освещала ход конференции большая группа журналистов ведущих российских СМИ

Основные темы конференции:

- вопросы энергетической безопасности европейского пространства;
- основные проблемы и перспективы взаимодействия России и ЕС в газовой сфере, в том числе в контексте текущего осложнения политических отношений;
- вопросы надежности и безопасности энергообеспечения Европы;
- тенденции и проблемы развития европейского газового рынка: инфраструктуры и законодательства;
- «третий энергетический пакет» и связанные с ним проблемы;
- экологические аспекты использования природного газа.

Политическая напряженность, вызванная событиями в Украине, не могла не повлиять на программу конференции. Традиционно в газовом диалоге участвовали высшие представители Европейской комиссии и Министерства энергетики РФ, Министерства иностранных дел РФ, руководители ОАО «Газпром» и крупнейших газовых компаний Европы, проводились встречи парламентариев России и Евросоюза. Поскольку в этот раз мероприятия межправительственного энергетического диалога Россия–ЕС по инициативе европейской стороны были отложены на неопределенное время, политический сегмент диалога пришлось существенно сократить. Поэтому основная нагрузка легла на президента Европейского союза газовой промышленности Жан-Франсуа Сирелли и президента Российского газового общества Павла Завального, которые со своей задачей прекрасно справились и на пленарных сессиях, и на пресс-конференции.

Участники диалога с российской стороны: заместитель Постоянного представителя РФ в ЕС Александр Крестьянов, заместитель директора Департамента международного сотрудничества Министерства энергетики РФ Александр Абрамов, заместитель начальника Департамента внешнеэкономической деятельности «Газпрома» Дмитрий Хандога, директор по энергетическому направлению Института энергетики и финансов Алексей Громов, начальник Управления структурирования контрактов и ценооб-

разования «Газпром экспорт» Сергей Комлев, директор Института экономики природопользования и экологической политики, профессор Александр Соловьянов, руководитель Центра изучения мировых энергетических рынков Института энергетических исследований РАН Вячеслав Кулагин и заместитель управляющего директора «Газпром Германия, ГмБХ» Александр Лукин своими докладами сформировали полную картину возможностей российского газового сектора, способного в долгосрочной перспективе и в условиях снижения добычи газа в странах Евросоюза обеспечить надежные и устойчивые поставки российского газа на европейский рынок, причем с минимальными экологическими издержками.

Докладчики со стороны европейской газовой промышленности: председатель правления «Газ Терра», региональный европейский координатор Международного газового союза Гертъян Ланкхорст, экс-президент Голландской королевской ассоциации производителей природного газа (2009–2012), экс-главный исполнительный директор «Сауз Стрим Транспорт Б.В.» Марсель Крамер, специальный представитель «Еврогаза» Саймон Блейки, главный редактор сетевого издания «Энерджи Пост» Карел Бекмэн в своих выступлениях дали позитивную оценку роли природного газа в мировом энергетическом балансе, истории поставок российского газа в Европу и глубоко проанализировали текущую ситуацию на трансформирующемся европейском газовом рынке.

Конструктивный диалог и корректный анализ экономической ситуации позволили сторонам — Российскому газовому обществу и Европейскому союзу газовой промышленности — по ряду обсуждавшихся вопросов выработать общую позицию, которая была зафиксирована в принятом в заключение Конференции «Совместном заявлении». В частности, стороны согласились, что «в условиях политического кризиса в Украине строительство новых международных газопроводов, включая «Южный поток», ТАР (лат.) и другие проекты, которые обеспечат диверсификацию поставок, а также меры по выходу на полную загрузку всех газопроводов позволят повысить энергетическую безопасность стран ЕС в целом, и Восточной Европы, в частности».



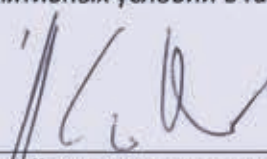
Брюссель, 14 мая 2014 года

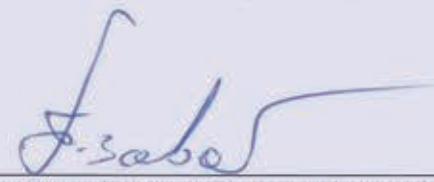
IX МЕЖДУНАРОДНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ "ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДИАЛОГ: РОССИЯ-ЕС. ГАЗОВЫЙ АСПЕКТ" 14 МАЯ 2014 ГОДА

Совместное заявление

Организаторы и участники IX Международной конференции «Энергетический диалог: Россия-ЕС. Газовый аспект»: Европейский Союз газовой промышленности и Российское Газовое Общество (далее Стороны) желают отметить следующее:

- 1) Регулярный диалог представителей газовых отраслей Европейского Союза и Российской Федерации в рамках нашей ежегодной международной конференции является важным элементом сотрудничества и существенной платформой для широкого обмена мнениями между представителями газовой промышленности России и ЕС. Могут обсуждаться вопросы устойчивых и надежных поставок и вырабатываться рекомендации по политике.
- 2) Природный газ должен продолжать играть важную роль в энергетическом балансе стран ЕС и Российской Федерации в долгосрочной перспективе, а использование природного газа будет развиваться за счет освоения инновационных технологий. Стороны стремятся расширять тематику проводимых ими международных мероприятий с целью содействия развитию объединенных, открытых и конкурентных рынков природного газа, повышению надежности газоснабжения, обеспечению благоприятных условий и предсказуемой регулятивной среды для инвестиций в добычу, транспортировку и эффективное использование природного газа.
- 3) Стороны будут продолжать оказывать активное содействие энергетическому диалогу Россия-ЕС, и поддержку реализации мероприятий «Дорожной карты сотрудничества России и ЕС в сфере энергетики до 2050 года», а также механизму предотвращения чрезвычайных ситуаций в энергетическом секторе в рамках энергетического диалога Россия-ЕС.
- 4) Стороны приветствуют меры, принимаемые Европейским Союзом, направленные на улучшение оптимального сочетания использования возобновляемых источников энергии и природного газа.
- 5) Стороны считают, что в условиях политического кризиса в Украине строительство новых международных газопроводов, включая «Южный поток», ТАР и другие проекты, которые обеспечат диверсификацию поставок, а также меры по выходу на полную загрузку всех газопроводов позволят повысить энергетическую безопасность стран ЕС в целом, и Восточной Европы в частности.
- 6) Стороны выступают в поддержку информационного обмена по вопросам развития регулятивных условий в газовом секторе России и ЕС.


От Европейского Союза Газовой
Промышленности
Жан-Франсуа Сирелли


От Российского Газового Общества
Павел Завальный



Основа международной энергетической безопасности — коллективная ответственность

Выступление на открытии IX Международной конференции
«Энергетический диалог: Россия–ЕС. Газовый аспект»
(Брюссель, 14 мая 2014 года)

П.Н. Завальный, кандидат технических наук, президент Российского газового общества, заместитель председателя Комитета Государственной Думы по энергетике



Уважаемые дамы и господа!

Позвольте приветствовать вас на очередной конференции, посвященной газовому аспекту энергетического диалога Евросоюз–Россия.

Я рад, что, несмотря на сложную политическую обстановку, наше мероприятие собрало политиков, бизнесменов и экспертов высокого уровня. Надеюсь, сегодняшняя дискуссия по наиболее актуальным вопросам российско-европейских отношений в газовой сфере будет конструктивной и послужит укреплению взаимопонимания и доверия, столь важных в это непростое время.

Кризис вокруг Украины и связанное с ним обострение отношений по линии Россия–ЕС в очередной раз выявили нашу глубокую взаимную зависимость и важность вопроса безопасности и надежности поставок российских энергоресурсов в Европу. Задача нашей конференции — абстрагироваться от часто звучащих в последние два месяца эмоциональных заявлений, подняться над ситуацией и взвешенно проанализировать состояние мирового и европейского энергетических рынков, тенденции их развития и соответствующие перспективы для поставщиков и потребителей газа. Полагаю, последнее заявление министров энергетики G7, где говорится о том, что проблемы в области энергетики должны решаться путем диалога, основанного на взаимности, прозрачности и сотрудничестве, должно стать для нас руководством к действию, равно как и для правительств G7.

Фактически все международные эксперты уверены в сохранении углеводородного характера мировой энергетики в среднесрочной перспективе. При этом к 2040 году прогнозируется увеличение потребления газа на 60%. Доля газа в мировом энергетическом балансе достигнет 25%, и все это — при почти 50%-ном росте общего глобального спроса на энергоресурсы. Укрепление позиций природного газа основано на его

неоспоримых экологических, экономических и технологических преимуществах. По оценкам экспертов Института энергетических исследований РАН, пик спроса на газ в обозримом будущем пока даже не просматривается, что дает основания по-прежнему называть XXI век веком газа. Основной прирост потребления будет происходить в развивающихся странах Азии, доля которых в мировом газопотреблении вырастет с 7 до 16% к 2040 году, при этом Китай станет основным драйвером мирового газового рынка.

Быстрее всего растет и будет расти сектор СПГ¹. По прогнозам МЭА, к 2035 году экспортные поставки СПГ достигнут почти 50% всей мировой торговли газом. Развитие торговли СПГ фактически превращает газовый рынок, до недавнего времени действовавший в региональном разрезе, в глобальный.

Сегодня в мировой энергетике происходят сложные и неоднозначные процессы. Неустойчивость энергетических рынков, волатильность цен на энергоресурсы, противоречие между ресурсной глобализацией и стремлением к региональному энергетическому самообеспечению, усиление конкуренции — вот лишь некоторые тенденции.

Российский газ сегодня занимает около 30% европейского газового рынка, а в отдельных странах Восточной Европы и Прибалтики исторически обеспечивает до 100% внутреннего потребления газа. Наша ЕСГ² технологически связана с системами магистральных газопроводов на территории Западной Европы. Россия более 40 лет исполняет все контрактные обязательства и международные соглашения по поставкам, сохраняя репутацию надежного партнера.

Для России энергетический экспорт в страны ЕС имеет большое экономическое значение. На регион приходится две трети всего российского экспорта нефти и нефтепродуктов, около 70% экспорта природного газа. Зависимость российского энергетического экспорта от европейского рынка постепенно снижается в пользу рынка АТР, пока главным образом в части нефти, но этот процесс происходит мед-

¹ СПГ — сжиженный природный газ.

² ЕСГ — единая система газоснабжения



ленно. По подсчетам специалистов, доли этих рынков сравняются не ранее 2030 года.

Согласно разрабатываемой сегодня Энергетической стратегии России до 2035 года, энергетическая политика нашей страны переориентируется от ресурсно-сырьевого варианта к ресурсно-инновационному развитию. ТЭК должен стать «стимулирующей инфраструктурой» для структурной перестройки российской экономики. Россия крайне заинтересована в сохранении своих позиций на энергетическом рынке и, как ответственный поставщик, делает все, чтобы и впредь надежно выполнять обязательства по обеспечению международной энергетической безопасности.

Сохранение стабильных отношений с традиционными потребителями российских энергоресурсов является одним из приоритетов внешней энергетической политики, обозначенных в проекте Энергетической стратегии РФ до 2035 года. Россия готова адаптировать систему своих контрактов к современным тенденциям развития рынка, с учетом интересов обеих сторон, путем увеличения гибкости долгосрочных контрактов без разрушения их базовых принципов. Такая работа уже ведется. И полагаю, сегодня в дискуссиях этой проблематике будет уделено большое внимание.

Также энергетическая стратегия-2035 предполагает расширение кооперации, совместное создание и обмен активами, взаимную интеграцию компаний в энергетическом бизнесе как эффективный инструмент повышения экономической и энергетической безопасности Европы и России, укрепления взаимного доверия партнеров и более справедливого распределения рисков при осуществлении проектов.

Согласно последнему прогнозу развития мировой энергетики, сделанному ИНЭИ РАН, темпы роста потребления газа в ЕС составят не более 0,5% в год, или около 15% до 2040 года, при этом около 70% поставок будет приходиться на трубопроводный газ. Потребность Европы в импортном газе в обозримом будущем будет расти, и к 2040 году составит 70% общего спроса. Соответственно, ключевым фактором энергобезопасности для ЕС является долгосрочное, надежное и эффективное, в том числе, и с точки зрения затрат, удовлетворение этой потребности. Мы убеждены, что наиболее оптимальный путь — это не просто партнерство, а стратегическая кооперация России и ЕС в газовой сфере. Этому вопросу будет посвящена отдельная пленарная дискуссия, сейчас я лишь обозначу несколько аргументов в пользу дальнейшего развития нашего газового партнерства, на мой взгляд, вполне объективных.

На сегодняшний день около половины спроса на газ в Европе обеспечивается собственной добычей. Однако, возможностей ее увеличения практически нет. Норвегия и Великобритания уже демонстрируют сокращение добычи. В Европе производство газа продолжит снижение — к 2040 году регион потеряет 40%

своей добычи. Что касается других источников, то политическая нестабильность в Африке и на Ближнем Востоке не позволяет считать совершенно надежными поставки из этих районов. Это в равной степени касается трубопроводного газа из Алжира и Ливии и поставок СПГ из этих же стран, а также Египта, Катара, Нигерии. Кроме того, в этих странах наблюдается рост внутреннего спроса на газ.

Сегодня практически единственная страна — потенциальный поставщик СПГ в ЕС, где наблюдается рост добычи газа, опережающий внутренние потребности, — это США. Но экспорт американского СПГ, даже если он будет разрешен в ближайшее время, с экономической точки зрения может оказаться не столь уж и выгодным, и по возможным объемам поставок вряд ли закроет растущую потребность Европы в газовом импорте. По прогнозам экспертов, в ближайшие годы обоснованная цена американского газа для Европы составит порядка 450 долл. за 1000 куб. м, то есть дешевле российского газа он явно не будет. Потенциальный объем поставок, включая Канаду, может составить до 100 млрд куб. м.

Но не будем забывать, что СПГ, в отличие от трубопроводного газа, гораздо более мобилен и всегда готов «уйти» на премиальные рынки. Что мы, собственно, и наблюдаем сейчас. Притом, что объем поставок СПГ в мире остался стабильным в 2013 году, география поставок заметно изменилась. Импорт странами Евросоюза сжиженного природного газа с 2011 года сократился в 2 раза. СПГ сегодня предпочитает рынок Азиатско-Тихоокеанского региона, где цены выше почти в 1,5 раза.

Поставки российского трубного газа обладают гораздо большей степенью надежности и предсказуемости и по объемам, и по ценовым условиям, основанным на традиционной модели ценообразования с нефтяной привязкой. Однако, они, безусловно, требуют более четких гарантий и долгосрочных обязательств со стороны потребителей и по объемам, и по ценам.

Однако, сегодня страны, поставляющие газ на европейский рынок и опирающиеся на традиционные механизмы поставок и привязку контрактов к нефтяной корзине, в том числе, Россия, испытывают трудности при взаимодействии с вводимыми ЕС законодательными нормами, содержащимися в Третьем энергопакете.

Мы понимаем, что долгосрочные задачи ЕС — формирование общего европейского энергетического рынка, диверсификация поставок энергоресурсов и маршрутов их доставки, декарбонизация энергетики и, в конечном итоге, обеспечение надежности и безопасности поставок при минимизации цен на энергоносители и экологического ущерба. Под эти задачи формируется нормативное обеспечение, начиная с первой энергетической директивы. Но не дадут ли практика применения норм Третьего пакета, которую мы наблюдаем, и сроки его внедрения обратного эф-



фекта? На наш взгляд, для подобных опасений есть основания. Правовые основы развития европейского газового рынка станут одной из важнейших тем сегодняшней дискуссии.

Следующий важный вопрос — уровень развития энергетической инфраструктуры внутри Европейского Союза. На сегодня он явно недостаточен для достижения целей Третьего пакета. Это касается как системы трубопроводов и терминалов по регазификации СПГ, так и систем газораспределения, включая ПХГ. Программа развития инфраструктуры предусматривает строительство 280 объектов до 2022 года, причем ее реализация запланирована в рамках национальных границ, а не границ абстрактных зон, предусмотренных Целевой моделью. Для ее осуществления нужны значительные инвестиции.

Возникают вопросы: насколько оправданны будут эти затраты, дадут ли они нужный эффект? Будет ли чем заполнить построенные трубы и хранилища, если поставщики не устроят цены на газ? Готовы ли операторы тратить огромные деньги в нынешних правовых и экономических условиях? На эти вопросы хотелось бы услышать ответ. Трудности и задержки с разрешительными процедурами во многих европейских государствах затрудняют реализацию проектов. Требование резервирования 20% мощностей в соответствии с вводимыми Третьим пакетом сетевыми кодексами повышают издержки при строительстве транспортных и газораспределительных сетей. Курс на сни-

жение тарифов также бьет по рентабельности капиталоемких газовых проектов, так же как и попытки придать нормам Третьего пакета обратную силу.

Также темой дискуссии станут экологические аспекты добычи и использования природного газа. Во-первых, речь пойдет о возможных последствиях разработки сланцевого газа на европейском континенте. И, во-вторых, о возможных направлениях сотрудничества в части возвращения утраченных позиций экологически чистой газовой генерации электроэнергии, в том числе, для балансировки с возобновляемыми источниками, а также перевода транспорта на газомоторное топливо при развитии соответствующей инфраструктуры.

В заключении хочу еще раз сослаться на абсолютно правильные слова из заявления министров энергетики G7: в современном глобализованном мире энергетическая безопасность является коллективной ответственностью потребителей энергии, производителей и транзитных стран. Именно поэтому мы должны сделать все, чтобы российско-европейские отношения в сфере энергетики развивались позитивно. Даже во времена «холодной войны» здравый смысл позволял нам реализовывать взаимовыгодные энергетические проекты в интересах наших стран и народов. Уверен, сегодня, когда мир стал глобальным и взаимозависимым, это тем более возможно и необходимо. Я желаю нам всем, чтобы сегодняшняя дискуссия была острой, но конструктивной.





Продолжать двигаться вперед

Ж.-Ф. Сирелли, президент Европейского союза газовой промышленности



Мне очень приятно приветствовать вас на этой девятой Международной конференции, которая организована совместно Российским газовым обществом и Еврогазом уже в девятый раз, начиная с 2006 года. В этом году конференция проходит в особенной ситуации. Мы все знаем об очень сложной ситуации на

Украине, и с точки зрения бизнеса хотели бы высказать свою позицию. Роль Еврогаза состоит не в том, чтобы предлагать свою точку зрения на геополитические и политические события. Сегодня мы собрались для того, чтобы обсудить вклад европейских энергетических компаний по обеспечению безопасных и конкурентоспособных поставок природного газа. Это наши ключевые приоритеты. В дополнение к этому члены Еврогаза, конечно, готовы ответить на все вопросы, которые возникают по случаю ситуации на Украине.

Прежде всего, какой подход принимают члены Еврогаза для того, чтобы обеспечить безопасность поставок газа для европейских потребителей. Во-вторых, что необходимо для того, чтобы поставки были еще более безопасными и какова в этом будет роль Еврогаза.

Отвечая на первый вопрос, хочу сказать, что члены Еврогаза постоянно преследуют три цели. Первая цель — диверсификация поставок. Мы пытаемся диверсифицировать источники наших поставок, а также те пути, которые необходимы для того, чтобы газ достигал Европы. Согласно данным Еврогаза, собственное производство газа ЕС в 2013 году составило 33% от всех поставок. Поставки из России составили 27%, 23% — из Норвегии, 8% — из Алжира и 4% — из Катара. Дополнительный путь поставок был открыт в 2011 году, когда мы открыли «Северный поток». Вторая линия была запущена в 2012 году, и в настоящий момент этот путь используется из-за того, что спрос больше и цены на газ повысились в Азии.

Вторая цель — обеспечение взаимосвязи, чтобы газ мог свободно перемещаться в Европейском Союзе. Это одно из ключевых условий безопасности поставок. Таким образом, Еврогаз намерен способствовать прогрессу, достигнутому за последние несколько лет. Еврогаз активно поддерживает внедрение Третьего энергетического пакета, поскольку с его

помощью мы сможем обеспечить конкурентность и бизнес-возможности энергетическим компаниям, а, значит, сможем обеспечить надежность поставок газа нашим потребителям. Особое внимание мы уделяем проблеме сетей и тарифам транспортировки газа по ним.

Регионы Европейского Союза продвигаются вперед неравномерно, рыночная конкуренция возрастает. Таким образом, нам нужно добиваться большего прогресса, особенно в Центральной и Восточной Азии.

Недавно прошла конференция, которая была организована Еврогазом и Чешской газовой ассоциацией, где обсуждались национальные рынки и развитие политики энергобезопасности. В настоящий момент наши регламенты не покрывают все затраты и все потери, которые мы несем из-за того, что поставки задерживаются. Некоторые из этих проблем также остаются актуальными и для Западной Европы. Но газовые компании показали свои возможности полностью обезопасить поставки газа своим потребителям.

Что необходимо сделать для того, чтобы поставки были безопасными и завтра? Прежде всего, необходимо заключить хорошие контракты, которые должны работать на конкурентоспособных рынках. Именно поэтому нам нужно предусмотреть, чтобы это условие не было ослаблено различными регламентами и политической ситуацией. Совершенно необходимо, чтобы обязательства по контрактам выполнялись как сегодня, так и в будущем. Особенно это важно, поскольку, несмотря на то, что мы бы хотели скорее всего разрешения конфликтов, мы на самом деле не знаем, когда спадет напряжение между Россией и Украиной. Также очень важно отойти от политики в этих дебатах для того, чтобы ничто не воздействовало на процесс газоснабжения. Мы продолжаем поддерживать существующие отношения с нашими поставщиками, но нам важно, чтобы применялись рыночные принципы. Например, некоммерческие проекты не должны ставить под угрозу коммерческие. Нам необходимо обеспечить более безопасную ситуацию по газу в будущем, чтобы баланс между спросом и предложением не был шатким. Таким образом, мы будем наращивать наш потенциал.

И, наконец, устранение рыночных барьеров, как в ЕС, так и в соседних странах, является острой необходимостью, и мы просим национальные правительства рассматривать это направление как приоритетное.



Мой третий вопрос касается роли Еврогаза. Основная наша роль — облегчать диалог. На протяжении 20 лет существования Еврогаз создавал диалоги между странами Европейского Союза и партнерами. Диалог Россия–ЕС являлся одним из первых. Недавно мы смогли еще больше углубить этот диалог путем создания Консультативного совета по газу. В настоящий момент ситуация пошатнулась из-за недавних событий на Украине. Недавно была организована конференция Европейской Комиссии, на которой обсуждалась роль газовой энергетики в Европе. Еврогаз считает, что газ должен стать одним из основных источников европейской энергетики.

Таким образом, несмотря на политическую ситуацию, клиенты Еврогаза должны полностью полагаться на российских поставщиков и на Еврогаз.

В заключение хочу сказать, что нынешняя ситуация, безусловно, вызывает много вопросов, и я надеюсь, что мы скоро сможем их все решить. Еврогаз пытается облегчить диалог и предложить свой опыт в этой сфере. Газ является в Европе важным топливом сегодня и будет оставаться важным источником энергии в будущем. Таким образом, мы будем продолжать двигаться вперед.



Вернуться к позитивной повестке

А.В. Крестьянов, заместитель Постоянного представителя Российской Федерации при ЕС



Сегодня мероприятие проходит в непростой обстановке, в ситуации, когда сотрудничество Россия–ЕС во всех сферах, а не только в энергетической, проходит испытание на прочность. В этом контексте следует отметить, что представители Еврокомиссии в этот раз отказались участвовать в конференции, о чем мы сожалеем.

Неверный анализ состояния и проблем украинского общества и затем диагноз, поставленный Евросоюзом Украине, привели к ошибочным рецептам по оздоровлению обстановки. Внутренний конфликт в этой стране, спровоцированный не без участия самого Евросоюза, а также США, квалифицируется сегодня как «происки Москвы», и именно от нее ЕС требует «дескалации», хотя требовать этого надо от Киева, который использует армию и тяжелую боевую технику для подавления народных выступлений. Евросоюз, обладающий немалым влиянием на Киев, даже не пытается убедить его в необходимости урегулировать ситуацию мирным путем, путем переговоров, но, наоборот, всячески поощряет Киев в попытке решить проблему силой (чего стоят, например, заявления ЕВС о том, что киевские власти, дескать, имеют монополию на применение силы! Какой контраст с жесткими заявлениями той же ЕВС и Еврокомиссии в адрес законно избранного президента Украины В.Януковича о недопустимости применения силы в отношении тех, кто в конечном счете осуществил государственный переворот!). Одновременно России грозят санкциями, в том числе экономическими.

К счастью, за многие десятилетия сотрудничества, которое началось задолго до приобретения Россией своего нынешнего статуса и задолго до появления на политической карте мира самого Европейского союза, стороны смогли наработать настолько тесные экономические связи, что разрушить их не так-то просто; попытка сделать это больно ударит не только по России, но и по странам ЕС.

Говоря о сотрудничестве России и ЕС в газовой сфере, хочу выразить удовлетворение заявлением еврокомиссара по энергетике Г. Эттингера о недопустимости распространения санкций на сферу энергетики. Действительно, введение каких-либо запретов в этой области нанесет значительный ущерб обеим сторонам. Но этим дело не ограничится: под угрозой

будет поставлено, например, достижение целей в борьбе с климатическими изменениями, поскольку страны ЕС будут вынуждены искать замену природному газу и шире использовать экологически грязный уголь. Другими словами, нанесенный ущерб будет иметь глобальный характер, что, впрочем, не удивительно в эпоху глобализации.

Мы согласны с мнением господина Эттингера о том, что Евросоюз будет продолжать оставаться на перспективу крупнейшим потребителем российского газа. Этот тезис стороны подтверждали друг другу неоднократно, он зафиксирован в «Дорожной карте» энергетического сотрудничества Россия–ЕС до 2050 года. Впрочем, мы обратили внимание и на некоторые оговорки, сделанные при этом еврокомиссаром. Эти оговорки сводятся к тому, что, хотя ЕС и останется импортером «голубого топлива» из России, но только «в ближайшие годы». Соответственно, возникают предположения о планах ЕС отказаться от поставок российских энергоресурсов уже в среднесрочной перспективе. А это означает для России необходимость активизировать усилия по географической диверсификации газового экспорта. В принципе российская сторона полагает, что диверсификация — дело полезное. «Страховочная сетка», создаваемая за счет переплетения многих направлений экспорта и импорта, может действительно повысить энергетическую безопасность и России, и ЕС. Главное, чтобы такая диверсификация была не только политически, но и экономически оправданной. С этой точки зрения среднесрочные перспективы диверсифицировать российский экспорт газа выглядят оптимистично — по прогнозам аналитиков, в ближайшие два десятилетия рост спроса на энергоресурсы будет генерироваться на 85% в Азиатско-Тихоокеанском регионе, где и сегодня цены на газ существенно выше среднеевропейских. Кстати, именно это делает встречные перспективы для ЕС как импортера энергоносителей куда более туманными.

И конечно, не стоит забывать, что подлинная энергетическая безопасность достигается не только путем диверсификации, но и за счет качества политических отношений между странами. И здесь мы вновь можем с сожалением констатировать выбор, сделанный Евросоюзом, в пользу нагнетания напряженности, развязывания информационной войны против России. И это вместо поиска взаимоприемлемых компромиссов, которые не только укрепляли бы доверие сторон друг к другу, но и, что гораздо важнее, остановили бы кровопролитие на Украине.



Говоря о диверсификации, нельзя не учитывать, что она может касаться не только источников поставки энергоресурсов в страны ЕС, но и маршрутов их доставки. В этом контексте пуск в эксплуатацию газопровода «Северный поток», способного доставлять на рынок ЕС 55 млрд куб. м газа в год, приветствовался как Россией, так и Евросоюзом. К сожалению, этот газопровод сегодня работает на половину своих возможностей из-за задержки Еврокомиссией выдачи необходимых согласований на полноценную эксплуатацию соединительного газопровода «Опал», который призван доставлять газ, поступивший по «Северному потоку», дальше странам-потребителям.

Диверсификации маршрутов доставки российского газа в страны ЕС призван содействовать и газопровод «Южный поток» мощностью свыше 60 млрд куб. м газа в год, сооружение которого уже началось. Запуск первой очереди газопровода ожидается уже в 2015 году. Этот проект носит международный характер. В его реализации, помимо России, задействованы восемь стран, семь из которых — члены ЕС. Важность этого проекта для повышения энергобезопасности ЕС подчеркивает то, что в обсуждении технических и юридических условий его реализации принимает участие Еврокомиссия, получившая мандат на это от всех стран-членов ЕС.

И «Северный поток», и «Южный поток» являются важными элементами снижения транзитных рисков, возникающих при доставке российского газа потребителям в Европе. Украина, которая за последнее десятилетие дважды становилась причиной «газотранзитных» кризисов в Европе, сегодня вновь угрожает энергетической безопасности и России, и ЕС. На сегодняшний день долг украинской компании «Нафтогаз» только за поставленный газ превысил 3,5 млрд долл. (причем в этой сумме не учитываются штрафные санкции за просрочку платежей, за недобор газа и т.п.). При этом украинская сторона пытается шантажировать «Газпром», увязывая погашение этого долга со снижением цены на газ. Угрожает Украина и отказом от закачки газа в подземные газовые хранилища в объемах, необходимых для обеспечения бесперебойной поставки газа потребителям в ЕС в зимний период. И это угроза уже не только в адрес России, но и в адрес Евросоюза. Излишне, наверное, говорить, что Россия на шантаж не поддастся, но и нести дальнейшие убытки по вине украинской стороны не намерена. Полагаем, что проблемой пора озаботиться и Евросоюзу, который имеет существенные рычаги воздействия на своих подопечных в Киеве. В конце концов, и Украина, и ЕС являются участниками Договора к Энергетической хартии, который содержит положение, запрещающее стране-транзитеру

прерывать транзит по каким бы то ни было причинам. Россия оплатила транзит газа через территорию Украины до октября этого года, и Украина обязана обеспечить такой транзит в полном объеме как минимум в течение этого периода. У Евросоюза есть также варианты воздействия на Украину и через механизмы инициированного ЕС Энергетического сообщества, участницей которого Украина тоже является.

Несмотря на все вышеизложенные проблемы, которые, надо признать, серьезно обострились за последние месяцы, Россия и ЕС продолжают успешно сотрудничать по многим направлениям энергетического взаимодействия, которое затрагивает не только торговлю энергоресурсами, но и научно-исследовательскую работу, совместный анализ ситуации на энергетических рынках, подготовку прогнозов их развития, разработку и внедрение инновационных решений по добыче и переработке энергоресурсов, по повышению энергоэффективности. На российском рынке с прибылью для себя работают многие крупнейшие энергетические компании, в том числе из стран ЕС, и их работа высоко ценится российскими партнерами. Другими словами, частные компании продолжают заниматься делом, обеспечивая энергоресурсами экономику стран ЕС, генерируя прибыль, значительная часть которой затем поступает в казну государств в виде налогов, поддерживая трудовую занятость, предотвращая тем самым социальные протесты. Огромная польза от всего этого очевидна, и ответственные политики, действительно пекущиеся о благополучии своих народов, обязаны помогать бизнесу, а не следовать слепо в фарватере американской администрации, которая использует Украину как пешку в геополитической игре. Роль какой шахматной фигуры отводится при этом ЕС, гадать не буду, но, похоже, не ферзя.

Уверен, что со временем ситуация успокоится, Россия и Евросоюз вернутся к позитивной повестке дня в их взаимоотношениях: ведь Россия и ЕС — соседи на Евразийском континенте и останутся ими навсегда — сама география не оставляет нам другого варианта, кроме как работать совместно. Но людей, которые сегодня гибнут на Украине от рук фашиствующих националистов и в результате применения армии против гражданского населения, будет, к сожалению, уже не вернуть. И именно об этом должны задуматься в Евросоюзе те, кто укрепляет Украину во мнении о возможности рассматривать целые области страны как населенные исключительно террористами.

В заключение хочу подчеркнуть, что российская сторона твердо настроена на развитие плодотворного взаимодействия со всеми, кто проявляет к этому встречную и искреннюю заинтересованность.



Рост потребления газа – общемировой тренд

Г. Ланкхорст, региональный европейский координатор Международного газового союза, председатель правления «Gas Terra»



Я сегодня выступаю от имени Международного газового союза, как региональный европейский координатор. Также я вхожу в исполнительный комитет Еврогаза и являюсь председателем правления компании «Gas Terra» — одного из ключевых поставщиков газа в Европу. Все эти роли взаимосвязаны, поэтому мне будет непросто строить

свое выступление.

Где лежат наши общие интересы? Я считаю, что стратегическое заявление МГС дает точный ответ на этот вопрос: «Газ помогает долгосрочному устойчивому экономическому развитию. МГС будет продвигать газ в качестве части долгосрочного устойчивого экономического будущего и будет продвигать дальнейшее развитие газового сектора, используя инновационные технологии». Это видение показывает уникальное положение в газа в рамках энергетического микса. Сегодня 1 млрд человек на планете не имеют доступа к электроэнергии, а 2,5 млрд человек готовят пищу, сжигая биомассу, что приводит к неизлечимым болезням легких. Людям необходима чистая энергия. Миру нужны решения широкого спектра, и газ является ключевым видом энергии, и газ останется ключевым партнером для возобновляемых источников энергии.

В Америке происходит революция сланцевого газа, а в АТР газ является новым решением вместо атомной энергии.

За последние десятилетия Европа сделала больше, чем другие регионы, в области климатических изменений. Было подписано большое число соглашений в части снижения выбросов парниковых газов и повышения энергетической эффективности.

Европейский союз побуждает компании вкладывать деньги в энергоэффективные проекты, чтобы

трансформировать энергетический сектор. Также Евросоюз стремится увеличить конкурентоспособность компаний в рамках «третьего энергетического пакета».

Европа сильно зависит от России в газовом плане и очень трудно быстро менять поставщиков в энергетике. Кризис в Украине ставит много вопросов и снижает имидж природного газа. Интеграция европейского рынка газа еще не завершилась, потому что во многих странах это является государственным интересом, а не европейским интересом.

Сланцевая революция вытеснила уголь на европейские рынки. Для некоторых компаний газ стал очень дорогим.

Политика устойчивости также изменила рынок в Европейском союзе. Пример Германии, где наблюдается большое негативное влияние на газовую энергетику со стороны ВИЭ и угля.

Есть много причин, исходя из которых можно считать, что Европа сильно отличается от остального мира в рамках энергетики. Это подтверждается Международным энергетическим агентством. Южная Америка, Африка и Австралия увеличивают производство газа. Европа не старается увеличивать производство газа, но, возможно, это односторонний подход. Европа должна думать о мировой ситуации с добычей газа и вносить свой вклад.

Нельзя недооценивать важность европейских государственных политик, но также не надо их переоценивать. История демонстрирует, что точно предсказать развитие энергетики невозможно. Поэтому МГС каждые три года организует крупные конференции. Важно отметить, что крупные эксперты не могли точно предсказать, как будет развиваться потребление газа в Европе, какими будут цены.

Европа развивается по своим планам, но она зависит от мировых процессов на рынке газа, и если мир входит в «золотой век» газа, то Европа не может не обращать внимания на мировые энергетические тренды. Газ является ключевым продуктом в обеспечении потребностей населения планеты.



ЭнергодIALOG без пауз

А. Абрамов, заместитель директора Департамента международного сотрудничества Министерства энергетики Российской Федерации



В сложившейся ситуации важно сохранить объективный взгляд в долгосрочной перспективе. Важно сохранить набранные темпы энергетического диалога и обеспечить выполнение важного документа, подписанного в прошлом году — Дорожной карты энергетического сотрудничества России и ЕС до 2050 года.

Принципы энергетической безопасности не изменились так же, как и предпосылки нашего сотрудничества. Римская энергетическая инициатива G7 мало что добавила к принципам международной энергетической безопасности, принятым в Санкт-Петербурге 8 лет назад «большой восьмеркой».

Сложности текущего момента не могут и не должны служить причиной смены стратегического курса сотрудничества. Несомненным преимуществом России можно считать ее уникальную минерально-сырьевую ресурсную базу, достаточную для того, чтобы обеспечить любой разумный спрос на газ. При этом мы не собираемся останавливаться на достигнутом, и в наших планах освоение крупнейших месторождений Ямала, Восточной Сибири и шельфа северных морей. Но освоение запасов на арктическом шельфе требует значительных затрат и привлечения к этой работе наиболее передовых, в том числе экологически безупречных технологий. Российское правительство предпринимает меры для повышения инвестиционной привлекательности проектов на континентальном шельфе. Достаточно вспомнить специальный закон, принятый осенью прошлого года, о налоговом и тарифном стимулировании добычи углеводородов на шельфе.

Мы намерены последовательно проводить политику обеспечения международной энергетической безопасности. В этом контексте рассматривается диверсификация маршрутов поставок нашего газа. На европейском направлении запущено строительство газопровода «Южный поток». При достаточном спросе на газ в Северо-Западной Европе могут быть построены 3 и 4 нитки «Северного потока». При этом мы не забываем о восточном направлении поставок газа.

С учетом стагнации спроса газа в Европе мы уделяем больше внимания быстро развивающимся рынкам Китая и других стран Азиатско-Тихоокеанского региона. Реализуемой в настоящее время Восточной программой предусматривается согласованное развитие добычной и газотранспортной инфраструктуры. Добыча на базе Чаяндинского месторождения в Якутии будет развиваться синхронно с добычей на базе Ковыктинского месторождения в Иркутской области. Для транспортировки из этих центров газодобычи будет создана общая газотранспортная система «Сила Сибири» производительностью 60 млрд куб. м в год. Первым этапом этого проекта будет магистральный газопровод «Якутия — Хабаровск — Владивосток» протяженностью 4 тыс. км. На втором этапе он будет соединен с Иркутским центром газопроводом протяженностью 800 км. Трасса газопровода пройдет вдоль действующего магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий океан», что позволит оптимизировать затраты на инфраструктуру и теплоснабжение. Также мы выполняем задачу увеличения доли российского газа на мировых рынках СПГ до 14% к 2020 году и до 20% к 2025 году. В ближайшие годы будут созданы мощности по сжижению на Сахалине, Ямале и в Приморском крае. Принят закон, расширяющий субъектный состав экспортеров СПГ. Право экспорта получают «Роснефть» и «Новатэк». Следующий этап либерализации экспорта СПГ может быть рассмотрен после 2018 года. Предпринимаемые меры приведут к повышению конкурентоспособности наших компаний на мировых рынках, включая арбитраж между сетевым и сжиженным газом.

К сожалению, есть ряд проблем, которые образовались вследствие принятия ЕС Третьего энергетического пакета и имплементации его положений в национальные законодательства членов ЕС. Решение проблем мы ищем в прямых контактах с Еврокомиссией, в которых участвуют органы государственной власти и заинтересованные компании. Определенную помощь можно ожидать от Консультативного совета по газу, созданного по эгидой координаторов ЭнергодIALOG «Россия–ЕС». Пауза, возникшая в работе данного органа на фоне санкций, на наш взгляд, является неоправданной. Очевидно, не может так случиться, что от санкций пострадает одна сторона и выиграет другая. Пострадают обе. Над этим предлагаю нам всем задуматься.

Все молекулы газа равны

Д. Хандога, заместитель начальника Департамента внешнеэкономической деятельности —
начальник Управления международных инфраструктурных проектов ОАО «Газпром»



Мы слышим от наших коллег из Евросоюза, о том, что газ будет играть важную роль в будущем энергобалансе. Мы приветствуем эту точку зрения, мы ее поддерживаем, но имеется ли недискриминационный подход на газовом рынке?

Мы часто слышим от Европейской Комиссии, что ее работа направлена на создание открытых и прозрачных энергетических рынков. Мы приветствуем такой подход и хотели бы, чтобы такой рынок был создан. Но в реальной жизни мы видим, что цели европейских политиков контрастно расходятся с результатами реформы. В частности, когда был принят Третий энергетический пакет, в пресс-релизе говорилось о том, что будет обеспечен большой выбор в плане поставки и потребления. Мы этого никогда не оспаривали, но говорили, что два механизма «третьего энергетического пакета» не приведут к инвестированию в безопасность поставок. Среди многих примеров несовершенства регулирования газовой сферы я могу привести механизмы исключения. Хотя было принято решение о создании открытого, прозрачного и равного режима, но оказалось, что все новые проекты требуют исключения. Положения Третьего энергетического пакета не устанавливают четких и благоприятных правил для реализации инфраструктурных проектов. Эти проекты были направлены на то, чтобы заполнить пробелы и составить единые правила игры для всех. Но мы видим, что в реальности невозможно выполнить проекты в полном соответствии с европейским законодательством, не получив такого исключения. Евросоюз предоставил уже 27 таких исключений. Такое число исключений показывает, что правила, которые устанавливаются основной нормативно-правовой базой, не являются эффективными и нужно уделять больше внимания их дальнейшему развитию. Как известно, исключения предоставляются очень узким кругом политиков, которые не ведают о тех результатах, к которым их решения могут привести.

Мы оценили представление целого ряда исключений. Что касается доступа третьей стороны, то ТАР получил исключение на 25 лет в отношении трех пара-

метров. Но мы видим, что потенциал ТАР составляет лишь 10 млрд куб. м в год. То же мы видим в отношении газопроводов Набукко, Посейдона и Опала. Опала, который получил исключение на 50% проектных мощностей, а остальные 50% связаны дополнительными условиями, хотя немецкое правительство на первой стадии исключения одобрило. Зачем основываться на законодательстве, которое основано исключительно на исключениях. Как бизнес может работать в столь непредсказуемых условиях? Вы помните, что Джон Оруэлл в своей повести «Скотный двор» писал, что все животные равны, но некоторые более равные.

В 2013 году проекты оценивались на основании критериев общей значимости, и «Южный поток» оказался в конце списка и, что самое удивительное, участки, которые являются неотъемлемой частью «Южного потока» получили более высокие очки. Эти критерии, судя по всему, не являются открытыми и прозрачными для инвесторов. И все это ведет к неопределенности и к результатам, которые являются непредсказуемыми. Это пагубно сказывается на экономике и, тем самым, на безопасности поставок. Третий энергетический пакет говорит, что инвестиции в основную инфраструктуру должны получать серьезную поддержку. В октябре 2013 года Европейская комиссия приняла список из 248 проектов общего интереса (РСИ), что по замыслу должно вывести эти проекты на рельсы ускоренного осуществления и получения финансовой поддержки. Дополнительные средства около 5–6 млрд евро были выделены через механизм. Но поддержка проектов европейских партнеров Газпрома превзошла 16 млрд евро. Мы работаем вместе с нашими европейскими партнерами, чтобы повысить безопасность поставок и диверсифицировать маршруты поставки газа.

В 2003 году Россия и Турция создали газопровод «Голубой поток», затем был запущен «Северный поток», но пока он может работать только на 50% от проектной мощности из-за проблем с Опалом. Мы готовы поставить газ в самые чувствительные точки Европы — на Балканы, юго-восток Европы. В связи с тем, что производство газа в Европу сокращается, то, если даже предположить, что потребление газа останется неизменным, Россия может увеличить поставки до 200 млрд куб. м в год.

Мы надеемся, что все молекулы природного газа будут одинаковы и не будет молекул более равных, чем все остальные равные.



Мнимые и явные угрозы газоснабжению Европы

С.Л. Комлев, начальник управления структурирования контрактов и ценообразования
ООО «Газпром экспорт»



Тема нашей сессии — о безопасности в России и Европе. Я не буду говорить об энергобезопасности России. А что касается энергобезопасности Европы, то этому вопросу надо уделить побольше внимания. Европа в ожидании шока и трепета, которые могут произойти, если будут приняты решения о снижении зависимости от российского газа.

Если мы представим себе такую ситуацию, то увидим, что она напоминает некий кошмар. Начнем с того, что вопрос о снижении энергозависимости от России совсем не новый. Гюнтер Эттингер в 2009 году заступил на должность, и первым его заявлением было заявление о снижении зависимости от российского газа. С тех пор прошло немало лет, и давайте посмотрим, как эти заветы господина Эттингера были исполнены. После 2010 года начался рост зависимости Евросоюза от импорта российского газа. При этом рост произошел на 10% с 2010 по 2013 год. Если возьмем долю российского газа в потреблении газа в Евросоюзе, то ее снижения не наблюдалось в отличие от повышения доли в импорте. Рост произошел за последние три года, причем доля российского газа выросла с 23 до 28%, что превысило показатели 2000 года, когда фактически не было никаких поставок СПГ в Европу.

Интересно также посмотреть, насколько Евросоюзу удалось диверсифицировать источники закупок природного газа. Есть такой коэффициент Херфинадла–Хиршмана. Если посмотреть на его эволюцию за последние несколько лет, то налицо явный рост этого коэффициента, это означает, что происходит не диверсификация, а концентрация поставщиков. Россия стала самым надежным поставщиком природного газа в Европу. Так в 2013 году «Газпром» увеличил поставки на 16% на фоне снижения поставок газа всеми ведущими поставщиками, кроме компании «Гас Терра». Но даже «Гас Терра» не сможет удержаться на достигнутом уровне поставок. В I квартале 2014 года произошло снижение потребления газа на 38 млрд куб. м, а «Газпром» продолжал наращивать поставки, хотя рост и не был значительным. Нетрудно представить, что произойдет, если Евросоюз откажется от закупок российского газа. Нужно учитывать не только объемы газа, но и ту гибкость, с ко-

торой газ поставляется в Европу, что позволяет европейским потребителям экономить значительные средства на создание сезонных запасов газа.

Если посмотреть на ситуацию с внутренней добычей газа в Европе, то за последние 13 лет объем добычи газа в Европе сократился на 81 млрд куб. м. Серьезное падение, которое продолжается и в текущем году, причем даже более быстрыми темпами, чем предполагалось (пример — Великобритания). Сланцевый газ не может компенсировать это падение. Таким образом потребность в импорте газа будет в Европе расти, а возможности самообеспечения им снижаться. Этот импорт, как показывают события последних лет, не может быть закрыт поставками только сжиженного природного газа. После того как в 2011 году поставки СПГ в Европу достигли максимума (62 млрд куб. м), произошел обвал и поставки сократили на 32 млрд куб. м. Все это происходит на фоне надежных поставок трубопроводного газа.

Большие надежды европейцы связывают с импортом сланцевого газа из США. Однако нужно отно-

Поставки крупнейших экспортеров газа, млрд. куб. м

| | 2012 | 2013 | Изм. | Изм., % |
|------------------|-------|-------|------|---------|
| ОАО «Газпром» | 139,9 | 162,7 | 22,8 | 16,3 |
| Алжир (вкл. СПГ) | 46,5 | 37,9 | -8,6 | -18,5 |
| Ливия (вкл. СПГ) | 6,7 | 6,2 | -0,4 | -6,5 |
| Катар | 31,3 | 24,8 | -6,5 | -20,7 |
| Нигерия | 12,1 | 7,5 | -4,6 | -38,0 |

Поставки крупнейших экспортеров газа, млрд. куб. м

| | 2012 | 2013 | Изм. | Изм., % |
|----------------|-------|-------|------|---------|
| Норвегия* | 121,4 | 115,4 | -6,0 | -4,9 |
| Великобритания | 43,8 | 40,9 | -2,9 | -6,5 |
| Нидерланды | 72,6 | 81,5 | 8,9 | 12,2 |

* Для Норвегии показаны объемы газа и СПГ, поставленные на европейский рынок. Объемы СПГ, поставленные в Азию и Америку, не учитываются.

Поставки крупнейших экспортеров газа, млрд. куб. м

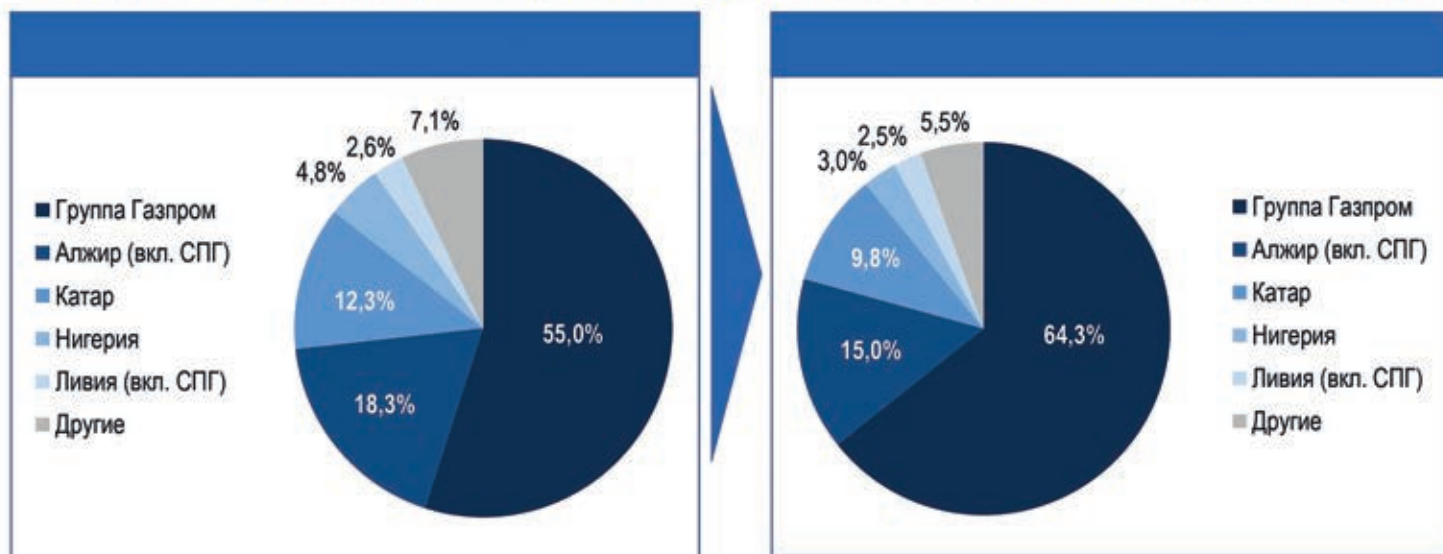
| | Q12013 | Q12014 | Изм. | Изм., % |
|------------------|--------|--------|------|---------|
| ОАО «Газпром» | 41,7 | 42,7 | 1,1 | 2,6 |
| Алжир (вкл. СПГ) | 12,7 | 9,1 | -3,6 | -2,8 |
| Ливия (вкл. СПГ) | 1,4 | 1,4 | 0,0 | -0,0 |
| Катар | 5,3 | 4,9 | -0,4 | -8,0 |
| Нигерия | 1,9 | 0,8 | -0,1 | -6,8 |

Поставки крупнейших экспортеров газа, млрд. куб. м

| | Q12013 | Q12014 | Изм. | Изм., % |
|----------------|--------|--------|------|---------|
| Великобритания | 30,5 | 29,6 | -0,8 | -2,7 |
| Нидерланды | 11,0 | 10,9 | -0,1 | -0,9 |
| Норвегия* | 30,2 | 22,3 | -8,0 | -26,4 |

* Для Норвегии показаны объемы газа и СПГ, поставленные на европейский рынок. Объемы СПГ, поставленные в Азию и Америку, не учитываются.

Доли поставок основных экспортеров в общем объеме экспортных поставок



Источник: МЭА, оценка «Газпром экспорт»

Значения индекса концентрации европейского рынка ННИ ** свидетельствуют о высокой степени концентрации экспортных поставок газа. В 2013 году концентрация выросла, несмотря на прикладываемые усилия по диверсификации поставок,

* Индекс Херфиндаля-Хиршмана

** 1800 < ННИ < 10000 – высокая концентрация
1000 < ННИ < 1800 – умеренная концентрация
ННИ < 1000 – низкая концентрация

ситься к этой идее скептически, особенно на фоне ситуации, которая сложилась с ценообразованием в США. Сланцевый газ не является дешевым газом. Себестоимость добычи из месторождений сухого газа составляет около 6 долл. за ММВтu, но при этом за последние несколько лет цена на Хабе Генри была около 4 долл. Это повлекло за собой снижение бурения на

сухой газ. Выручает только добыча сланцевой нефти, из которой извлекается растворенный метан. Прироста добычи сланцевого газа не наблюдается в последние два года и это ставит большой вопрос над возможностью экспорта американского газа в Европу. Поэтому нас ожидает «шок и трепет», если политические интересы возобладают над здравым смыслом.



Безошибочное ощущение перспективы

С. Блейки, специальный представитель Европейского союза газовой промышленности



Позвольте мне пригласить вас в прошлое, в сентябрь 1968 года. Среди присутствующих в этом зале некоторые тогда еще не родились, некоторые были детьми, некоторым было немногим более 20 лет, а некоторые, как я и Андрей Конопляник, были школьниками, которые наслаждались последними днями летних каникул. В тот день на границе Австрии и Чехословакии была открыта задвижка и начались экспортные поставки советского газа компании OMV. Это был первый советский газ в западноевропейскую страну. Потребовалось проложить пятикилометровую ветку, чтобы присоединить газопровод в Чехословакии к австрийской системе около месторождения Гензерндорф, но это был большой праздник. Тем не менее, за 10 дней до этого советские танки вошли в Чехословакию и Братиславу. Они стояли всего в нескольких километрах от того места, где отмечалась первая поставка газа.

Примеру Австрии вскоре последовала Бавария, которая попыталась получить независимость от поставок угля из Рурского бассейна. За ней последовали Италия и Франция. Сначала Федеративная Республика Германия оставалась в стороне. Но когда Вилли Брандт назначил Кизингера министром иностранных дел красно-черного коалиционного правительства, неспособного решать трудные и чисто политические вопросы, такие, как признание ГДР и границы по Одере-Нейсе, он обратился к коммерческой стороне чтобы установить и развивать отношения с Советом экономической взаимопомощи, заложив основу новой восточной политике. Газовая промышленность тесно ассоциировалась с этой политикой, с торговлей, как с дорогой, гарантирующей мир. В повестке дня также обозначилась разрядка в отношениях Советского Союза и США.

А сейчас позвольте мне перенести вас на 10 лет позже 1970-х. Теперь я двадцатилетний, а вы, если были детьми, стали подростками. За этот короткий промежуток времени произошла трансформация взглядов тех людей, которые создали газовую промышленность в Европе и в России. Они действительно оказались провидцами. Они уже говорили не о пятикилометровой трубе, соединяющей соседние страны, а о стальной магистрали, охватывающей четверть планеты. Бизнесмены Германии, Франции, Австрии

ведут переговоры с шахом Ирана, чтобы купить газ для своих потребителей. Но они не транспортируют его через весь Ближний Восток. Газ пойдет в кавказский регион Советского Союза, где газа не хватает. А в обмен Советский Союз будет поставлять газ из Сибири в Западную Европу. Ruhrgas и GDF (предшественники современных E.ON и GDF Suez) уже вложили по 1 млрд немецких марок в прокладку стальных труб через южную Германию, чтобы доставить газ по своп-делке. Советское правительство сделало соответствующие вложения в свои газотранспортные системы.

А затем произошла революция в Иране. Переговорщики Германии встретились в Тегеране с новыми собеседниками, которые смотрели им в глаза через стол переговоров и говорили, что те являются «врагами иранского народа». Подписанный ранее контракт был расторгнут. Что мы могли сделать с железом в земле? Как вернуть деньги, которые уже были потрачены?

Решение, причем очень простое, было следующим: покупать и продавать российский газ напрямую западным покупателям, причем в гораздо более крупных объемах, чем предусматривалось ранее. Но произошло новое вторжение. В 1981 году советские танки находятся уже в Афганистане. И отношение правительства США изменилось от политики разрядки, которая развивалась параллельно восточной политике Европы, к враждебности относительно сотрудничества Европы и СССР. Мы пришли к миру, в котором ракеты «Першинг» и крылатые ракеты размещены в Восточной Европе, а их противники — СС-20 — находятся в Беларуси и Украине. Ядерная доктрина противостоящих сторон сместилась от «сдерживания» к «взаимному гарантированному уничтожению», от межконтинентальных баллистических ракет к тактическому ядерному оружию для обмена ударами на коротких и средних дистанциях в случае Европейской войны.

Но со стороны европейской газовой промышленности остаются доверие к профессиональным отношениям и коммерческому обороту, которые были выстроены с их советскими коллегами. Сохраняется ощущение, хотя и не убеждение, что торговля и диалог могут внести позитивный вклад в мирный исход сложившейся напряженной ситуации.

Быстро перемотаем вперед еще 10 лет. Уже 1991 год, и возник новый элемент сложности, проявляющийся в распаде Советского Союза на независимые государства и в завершении соглашений с Советом экономической взаимопомощи. Поставка российского газа осуществляется не непосредственно на чешско-

германской или чешско-австрийской границе, но включает транзит и транзитные риски. Украинские финансовые и политические проблемы привносят транзитные риски, которые на протяжении последних двадцати лет пытаются обойти газопроводами «Европол — Ямал», «Голубой поток», «Северный поток».

Но, дамы и господа, будем сохранять чувство пер-

спективы. Когда танки были в Праге в 1968 году, газовый бизнес между нами продолжался. Когда ядерные ракеты малой дальности были размещены в Европе в 1980-х годах, газовый бизнес между нами продолжался. Давайте, почувствуем перспективу и в сегодняшних неприятностях, и будем уверены в том, что газовый бизнес будет продолжаться.

Мы не должны иметь двойных стандартов

К. Бекмэн, главный редактор «Энерджи Пост»



Я не считаю себя экспертом по энергетике, но я могу независимо выступать по обсуждаемой теме, так как не заинтересован в газовом бизнесе. Ситуация, которая сегодня сложилась, меня не радует. Она используется многими для того, чтобы оправдать идею создания в Европе энергетического союза и что Европе нужно использовать энерги-

тику в качестве политического инструмента для того, чтобы получить независимость от России. Не знаю, видели ли вы статью премьера Польши, опубликованную в Файнэншл Таймс. Господин Туск заявил в ней, что Европейский союз должен создать энергетический союз. Он также сказал, что читал статью португальского премьер-министра, который отметил, что благодаря событиям в Украине мы можем вступить в эпоху американского и европейского энергетического планирования и, таким образом, мы можем использовать другие источники газа. В Европе было много публикаций в таком же духе. Я считаю, это очень плохая тенденция и объясню почему.

Когда мы говорим об энергозависимости Европы, то мы всегда имеем ввиду газ. Никто не говорит о нефти. На самом деле Европа импортирует больше нефти, чем газа (80% — нефть и 60% — газ). Россия поставляет треть нефти в Европу и также треть газа. Но никто не говорит об общих закупках нефти, потому что существует мировой конкурентный рынок сырой нефти. Лучшая энергобезопасность в конкурен-

ции, а не в политике. Европейский рынок газа с самого начала сильно контролировался Россией и Нидерландами. Но теперь Еврокомиссия создала спотовый рынок газа, на котором все газовые молекулы одинаковы — из России они или из другой страны.

Некоторые страны-поставщики газа считают, что у них не может быть конкурентного рынка. Например, в России. Но мы видим, что и здесь ситуация меняется. Однако многие страны в Восточной Европе еще не либерализовали свои энергетические рынки. Например, в Украину были направлены миллиарды, но ничего не улучшилось.

Я не особый любитель российского правительства, есть за что его критиковать, но я шокирован, что сегодня Россию делают дьяволом и единственным агрессором. Оценки даются самые упрощенные: они плохие, мы хорошие. Европейцы без критики следуют за США как стадо овец. Мы разделяем с США многие ценности, в том числе и принципы территориальной целостности. Но США нарушили территориальную целостность большого числа стран, в 130 странах находятся их войска. Я читал интервью с пилотом, который сидел в бункере и со своего компьютера убил без суда и следствия 1600 человек. А что если и Россия начнет это делать?

Демократические страны договорились с Януковичем о новых выборах. Но затем договоренности были нарушены, но осуждения это не вызвало. Уверен, мы не должны иметь двойных стандартов. Мы сидим в этой красивой комнате, а на Украине люди умирают на улице. Энергетика и национализм были причинами Второй мировой войны, но в итоге энергетическая безопасность не укрепилась. Эти уроки истории нельзя забывать.



Украина реформирует ГТС по «Третьему пакету»

Украина ускорила внедрение норм Третьего энергетического пакета Евросоюза. Эти обязательства возникли у нее в связи с присоединением в к Энергетическому Сообществу (2011 год), учрежденному под эгидой Евросоюза в 2005 году. Правительство страны приняло ряд решений, воплощение которых в жизнь может создать в ближайшем будущем для транзита российского газа через Украину такие же проблемы, с которыми столкнулись проекты газопроводов OPAL и «South Stream».

4 июня Кабинет Министров Украины принял постановление

«О неотложных мерах по реформированию системы управления Единой газотранспортной системой Украины», которое в частности предусматривает:

- создание государственных предприятий «Магистральные газопроводы Украины» и «Подземные газовые хранилища Украины»;
- приведение договоров транзита природного газа по территории Украины в соответствии с взятыми

обязательствами по Договору об учреждении Энергетического Сообщества, в частности относительно требований Директивы 2009/73/ЕС (Третьего энергетического пакета) об общих правилах внутреннего рынка природного газа;

- прекращение выполнения НАК «Нафтогаз Украины» функций оператора Единой газотранспортной системы и возложение их на АО «Укртрансгаз».

Затем последовало отстранение от должности главы правления АО «Укртрансгаз» Игоря Лохмана, назначенного на эту должность 14 апреля 2014 года. До этого в течение 5 лет Игорь Лохман являлся главным инженером компании.

17 июня 2014 года премьер-министр Украины Арсений Яценюк в Верховной Раде Украины заявил, что Правительство Украины внесет законопроект, который предусматривает создание совместной с Евросоюзом и США компании по модерниза-

ции и эксплуатации украинской газотранспортной системы.

«Это кардинально изменит европейскую карту энергетической безопасности. Россия перестанет диктовать свои условия», — подчеркнул он.

А. Яценюк также поручил Национальной комиссии, осуществляющей госрегулирование в сфере энергетики, привести тарифы на транспортировку российского газа к экономически обоснованному уровню.

И, наконец, руководство Украины намерено с 1 сентября 2014 года обеспечить «большой» реверс природного газа из Словакии мощностью 27 млн куб. м в сутки.

18 июня законопроекты о реформировании Единой газотранспортной системы Украины и об особом периоде в топливно-энергетическом комплексе были одобрены Кабинетом министров Украины и внесены в Верховную Раду. В тот же день профильные комитеты приступили к рассмотрению законопроектов

КАБИНЕТ МИНИСТРОВ УКРАИНЫ

Постановление от 4 июня 2014 № 172

О неотложных мерах по реформированию системы управления Единой газотранспортной системой Украины

С целью повышения уровня энергетической безопасности государства и приведения функционирования газотранспортной системы Украины в соответствие с требованиями Директивы 2009/73/ЕС (Третьего энергетического пакета) Кабинет Министров Украины постановляет:

1. Согласиться с предложением Министерства энергетики и угольной промышленности по созданию публичных акционерных обществ «Магистральные газопроводы Украины» и «Подземные газовые хранилища Украины», 100 процентов акций которых находится в государственной собственности Украины.

2. Министерству энергетики и угольной промышленности, Фонду государственного имущества вместе с Национальной акционерной компанией «Нафтогаз Украины», публичным акционерным обществом «Укртрансгаз»:

- разработать проекты уставов акционерных обществ, указанных в пункте 1 настоящего постановления, и представить их на утверждение Кабинета Министров Украины;
- обеспечить в установленном законодательством порядке передачу указанным акционерным обществам имущества, используемого для обеспечения транспортировки и хранения природного газа, не подлежит приватизации и учитывается на балансе публичного акционерного общества «Укртрансгаз».

3. Министерству энергетики и угольной промышленности принять меры к прекращению выполнения Национальной

акционерной компанией «Нафтогаз Украины» функций оператора Единой газотранспортной системы Украины и возложение их на публичное акционерное общество «Укртрансгаз».

4. Министерству энергетики и угольной промышленности, Фонду государственного имущества вместе с Национальной комиссией, осуществляющей государственное регулирование в сфере энергетики, Национальной акционерной компанией «Нафтогаз Украины» подготовить законопроект о внесении изменений в законодательные акты относительно функционирования рынка природного газа в Украине, направленный на выполнение обязательств, взятых Украиной в соответствии с Законом Украины «О ратификации Протокола о присоединении Украины к Договору об учреждении Энергетического Сообщества».

5. Рекомендовать Национальной акционерной компании «Нафтогаз Украины», публичному акционерному обществу «Укртрансгаз» безотлагательно принять меры к приведению договорных отношений по вопросам транзита природного газа по территории Украины в соответствии с взятыми Украиной обязательствами по Договору об учреждении Энергетического Сообщества, в частности относительно требований Директивы 2009/73/ЕС (третьего энергетического пакета) об общих правилах внутреннего рынка природного газа.

Киев

Экологические последствия освоения месторождений сланцевого газа

А. Соловьянов, профессор, директор Института экономики природопользования и экологической политики НИУ «Высшая школа экономики»



Введение

В 2011 году Международное энергетическое агентство (МЭА) выпустило очередную энергетический обзор (World Energy Outlook 2011), в котором, в частности, приводились оценки технически извлекаемых запасов сланцевого газа по всем регионам мира (табл. 1).

В общей сложности эти запасы были оценены в 187,402 млрд кв. м. Более поздние оценки (World Energy Outlook 2013) несколько изменили эти цифры, причем в сторону уменьшения.

Добыча из углеводородного газа из сланцевых месторождений имеет специфические особенности. В силу высокой плотности и прочности газоносного сланца для высвобождения газа из сланца практически единственной технологией является разрушение пласта с помощью гидроразрыва пласта. При этом низкая газонасыщенность пласта вынуждает разрушать пласт многократно и в разных направлениях с использованием технологии веерного бурения (получившего широкое распространение в 2008–2009 годах). Результатом этого интенсивного воздействия на геологические структуры являются и микросейсмические явления, и миграция по разным направлениям разнообразных газообразных и жидких веществ.

Как следует из оценок [1], один гидроразрыв для шести скважин требует от 54 до 174 тысяч м³ свежей (пресной) воды и от тысячи до 3,5 тысяч м³ специальных химикатов, или же приблизительно 10–30 тысяч м³ свежей воды 160–60 м³ химикатов на скважину, то есть является весьма водозатратным. Для обеспечения же добычи 9 млрд м³ сланцевого газа в год в течение 20 лет на месторождении площадью от 140 до 400 км² придется пробурить до 3 тысяч скважин (суммарная площадь буровых площадок будет составлять от 740 до 990 га). Потребление свежей воды на таком месторождении может составить при однократном гидроразрыве приблизительно от 27 до 86 млн м³, а химикатов — приблизительно 0,5–1,7 млн м³.

Регулярное разбуривание и гидроразрыв сланцевого пласта является вынужденной мерой. Как правило, приток газа из добычной скважины уже через

год падает на 55–85%. Через 3 года приток может составлять лишь 10–15% от первоначального притока. При этом надо иметь в виду, что продолжительность всей технологической цепочки (строительство, бурение, гидроразрыв пласта) составляет до трех недель, а затраты на нее варьируют в зависимости от усло-

Таблица 1
Технически извлекаемые запасы сланцевого газа
 (данные МЭА за 2011 год)

| Регион/страна | Технически извлекаемые запасы сланцевого газа, млрд. м ³ |
|-------------------------|---|
| Европа | |
| Франция | 3,056 |
| Германия | 226 |
| Нидерланды | 481 |
| Норвегия | 2,348 |
| Великобритания | 566 |
| Дания | 651 |
| Швеция | 1,160 |
| Польша | 5,292 |
| Турция | 425 |
| Украина | 1,188 |
| Литва | 113 |
| Другие | 537 |
| Африка | |
| ЮАР | 13,725 |
| Ливия | 8207 |
| Тунис | 509 |
| Алжир | 6537 |
| Марокко | 311 |
| Северная Америка | |
| США | 24,395 |
| Канада | 10,980 |
| Мексика | 19,272 |
| Азия | |
| Китай | 36,082 |
| Индия | 1,782 |
| Пакистан | 1,443 |
| Австралия | 11,206 |
| Южная Америка | |
| Венесуэла | 311 |
| Колумбия | 537 |
| Аргентина | 21,904 |
| Бразилия | 6,395 |
| Чили | 1,811 |
| Уругвай | 595 |
| Парагвай | 1,754 |
| Боливия | 1,358 |



вий залегания пласта в интервале 4–15 млн долл.

Основными компонентами жидкости для гидроразрыва являются вода и проппант (песок), на долю которых приходится не менее 98% общего объема. Кроме того в жидкость добавляют различные химические вещества, которые должны снизить вязкость раствора, уменьшить его корродирующую способность, предотвратить осаждение на стенках труб минеральных солей и т.д. Перечень химических веществ, которые добавляют в жидкость для гидроразрыва пласта, насчитывает [1], до семисот наименований, причем многие из этих веществ

обладают и острым токсическим действием, и являются также мутагенами и канцерогенами (бензол, 1,4-диоксан, окись этилена, акриламид, формальдегид и др.).

При закачке жидкости в пласт и последующем его гидроразрыве происходит разрушение горных пород и вымывание из них различных веществ. В дальнейшем часть этой жидкости (жидкость обратного притока) возвращается на поверхность. Она содержит не только исходные химикаты, взвешенные и растворенные и вещества, извлеченные из пласта, но и те газообразные вещества, которые находились в сланце. В частности, содержание неорганических веществ в жидкости обратного притока может составлять от нескольких десятков до нескольких сотен тысяч ppm [2].

Большая часть жидкости обратного притока рано или поздно откачивается с места разработки и направляется на очистку. Однако возможны проливы этой жидкости при перекачке или при транспортировке по трубопроводам, что влечет за собой загрязнение почвы или поверхностных водоемов. Поскольку жидкость обратного притока содержит большой набор органических и неорганических веществ, многие из которых обладают токсичностью или мутагенным действием, попадание их на почву или в водоемы неизбежно приводит к гибели или деградации природных экосистем.

Объем жидкости обратного притока составляет 15–75% от исходного объема закачки. Продолжительность обратного притока может составлять от 7 до 14 дней.

Воздействие на атмосферный воздух

В газ, который добывается из сланцевых месторождений, расположенных по всему миру, в качестве основного компонента входит метан, ради которого, собственно, и идет разработка месторождений. Кроме

Таблица 2

Сопоставление потерь метана при добыче традиционного и сланцевого газа, в % от объема производства во время всего жизненного цикла [4]

| | Традиционный (природный) газ | Сланцевый газ |
|---|------------------------------|---------------|
| Выбросы во время строительства скважины | 0,01 | 1,9 |
| Продувка скважин и утечки из оборудования в месте расположения скважины | 0,3–1,9 | 0,3–1,9 |
| Выбросы во время перелива жидкостей | 0–0,26 | 0–0,26 |
| Выбросы во время переработки газа | 0–0,19 | 0–0,19 |
| Утечки во время транспорта, хранения и распределения | 1,4–3,6 | 1,4–3,6 |
| Потери в целом | 1,7–6,0 | 3,6–7,9 |

метана в сланцевом газе можно обнаружить [3] такие летучие углеводороды, как этан, пропан, а также негорючие газы (CO_2 и N_2). Как правило, доля метана в сланцевом газе составляет более 80%, но есть месторождения (например, Antrim в США), где его доля в отдельных участках не превышает 30%. При бурении, гидроразрыве пласта, добыче газа, подготовке газа и т.д. часть этих газообразных веществ оказывается в атмосферном воздухе.

Анализ показывает (табл. 2), что в целом потери метана при добыче сланцевого газа могут составить от 3,6 до 7,9% от общего объема добычи, что заметно выше, чем при добыче природного газа из традиционных коллекторов. При этом в сравнении с добычей природного газа к наибольшим потерям ведет стадия подготовки к добыче, а, точнее, потери газа, который выходит после гидроразрыва пласта (в течение 7–14 дней) с жидкостью обратного притока.

Для некоторых скважин месторождения Наупсвилл США [4] за 10 дней обратного притока потери метана достигали 6,8 млн м^3 или в среднем по 680 тысяч м^3 в день. Для других месторождений потери во время обратного притока были намного ниже. Однако в обоих случаях ежедневные потери были сравнимы с дебитом скважины при добыче метана на начальном этапе эксплуатации.

Аналогичные данные получены при рассмотрении жизненного цикла скважин месторождения Marcellus [5]. Чаще всего выбросы из скважин при обратном притоке варьируют в интервале 0,6–2,5 млн м^3 , однако в отдельных случаях они могут достигать 413 млн м^3 . В среднем же выбросы составляют около 2 млн м^3 . Таким образом, речь идет о весьма значительном загрязнении атмосферного воздуха метаном (и сопутствующими ему газами) в районе освоения месторождений сланцевого газа.

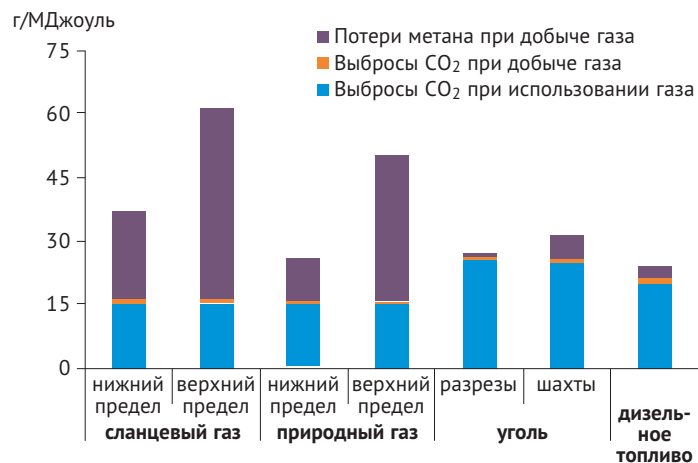


Рис. 1. «Углеродный след» при добыче и использовании различных видов топлива в интервале 20 лет [4]

Следует отметить, что проблема «углеродного следа» при добыче сланцевого газа занимает очень многих исследователей, особенно в сравнении с «углеродным следом» при добыче других видов ископаемого топлива или их использования. При этом оценки достаточно сильно разнятся. Анализ, проведенный R.W. Howarth и др., указывает на то, что в интервале 20 лет «углеродный след» сланцевого газа значительно превышает такой же показатель для природного газа, добываемого из традиционных коллекторов, угля и дизельного топлива (рис. 1). При этом доминирующее значение имеют потери метана, сопровождающие процесс добычи.

Воздействие на ландшафт и недра

Разработка месторождений сланцевого газа требует достаточно высокой плотности размещения буровых площадок на поверхности над месторождением, однако этот показатель зависит от требований соответствующего законодательства. В США на типичном месторождении одна площадка приходится приблизительно на 2,6 км². На месторождении Barnett на 1 км² приходится 1,5 скважины. В конце 2010 года на этом месторождении на общей площади 13 тысяч 2,6 км² было пробурено почти 15 тысяч скважин, то есть на 1 км² приходилось приблизительно 1,15 скважины.

Месторождение покрывает также сеть дорог, которая используется для доставки необходимых механизмов, веществ и материалов, а также для удаления отходов бурения и вод обратного притока. На территории месторождения находится также большое количество прудов для сбора жидкости обратного притока, которая в дальнейшем по трубопроводам или с помощью транспортных средств поступают на объекты по ее очистке.

Месторождения сланцевого газа в США занимают очень большие площади (от 13 до 245 тысяч км²), рас-

полагаются на глубине от нескольких сотен до нескольких тысяч метров, а толщина пласта варьирует от нескольких метров до нескольких десятков метров. Даже однократный гидроразрыв пласта, который проводится под давлением жидкости от 500 до 1500 атмосфер, разрушает породу вблизи продуктивной скважины на площади в несколько квадратных километров и по вертикали на несколько сотен метров. Сброс давления приводит к возникновению многочисленных микросейсмических явлений, эффект которых проявляется прежде всего вблизи продуктивной скважины. Количество этих микросейсмических явлений может составлять несколько сотен, а величина варьировать от 1,6 до 3,6 баллов по шкале Рихтера.

Несмотря на то, что основные сейсмические явления обнаруживаются вблизи продуктивной скважины в сланцевом пласте, при определенных геологических условиях сейсмические волны могут достигать и поверхности Земли. Так в 2011 году при проведении (компанией Cuadrilla Resources) гидроразрыва пласта на месторождении Presse Hall, расположенном недалеко от города Блэкпул (Великобритания) были зарегистрированы два землетрясения, оцененные в 2,3 балла по шкале Рихтера.

Воздействие на грунтовые и поверхностные воды

К настоящему времени далеко не везде в местах добычи сланцевого газа проводились исследования загрязнения подпочвенных вод веществами, которые могут появиться в результате горнопромышленных работ. Наиболее изученными оказались подпочвенные воды, пронизывающие системы осадочных пород Catskill and Lockhaven, расположенных над месторождением Marcellus (Северо-Восточная Пенсильвания), и подпочвенные воды, пронизывающие системы осадочных пород Genesee, расположенных над месторождением Utica (штат Нью-Йорк). Полученные данные (рис. 2) показывают, что вблизи газовых скважин в районах активной добычи сланцевого газа концентрация метана в подпочвенных водах значительно выше, чем в районах, где нет деятельности по бурению и гидроразрыву пласта. В пробах подпочвенных вод, взятых над месторождениями Marcellus и Utica, концентрация метана варьировала от 10 до 64 мг/л. В среднем концентрация метана в активной зоне составляла 19,2 мг/л, тогда как в активной зоне она была в 17 раз выше, чем в неактивной зоне (1,1 мг/л). Были даже известны случаи, когда вода, взятая из источников с высокой концентрацией в Пенсильвании, могла «гореть».

Для оценки влияния разработки месторождений сланцевого газа на поверхностные водоемы в течение 2000–2011 годов на территории месторождения Marcellus было исследовано [7] более 20 000 проб воды, взя-



Рис. 2. Влияние добычи сланцевого газа на месторождения Marcellus и Utica на содержание метана в подпочвенных водах [6]

тых из различных речных систем. В результате было установлено, что при сбросе сточных вод, прошедших обработку на муниципальных предприятиях по очистке сточных вод, в речном стоке возрастает концентрация хлорид-ионов. При этом, чем больше предприятий задействовано для обработки жидкости обратного притока, тем выше содержания в воде хлорид-ионов — в среднем каждые 1,5 предприятия увеличивают концентрацию хлорид-ионов на 10–11%.

Что касается концентрации взвешенных частиц в речном стоке, то оказалось, что ее повышение зависело от присутствия в водосборной площади газовых скважин. При этом было установлено [8], что на каждые 18 буровых площадок приходится повышение концентрации взвешенных частиц на 5%.

Чрезвычайные ситуации при добыче сланцевого газа

Добыча, переработка, хранение и транспорт углеводородов, в том числе природного газа, нередко сопровождается чрезвычайными ситуациями, в перечень которых входят выбросы и разливы флюидов, взрывы и пожары углеводородов. Опыт добычи сланцевого газа в США показал, что подобные события не являются исключением и для этой отрасли промышленности. Подборка таких происшествий была сделана [9] в 2010 году.

Некоторые из наиболее крупных происшествий, связанных с добычей сланцевого газа в различных штатах США, описаны ниже.

1. В июне 2010 года в графстве Clearfield (штат Пенсильвания), в 100 милях от Питтсбурга, в течение

16 часов из скважины фонтанировала смесь жидкости для гидроразрыва и газа. Общий объем выброса составил около 133 тысяч литров. В ходе очистки загрязненной территории было собрано около 4 млн литров сточных вод. Стоимость работ составила более 400 тысяч долл.

2. В июне 2010 года в Западной Виржинии (графство Marshall) во время операции по гидроразрыву произошел взрыв газа, от которого пострадало 7 рабочих.

3. 1 апреля 2010 года емкость и пруд, в которых находилась жидкость обратного притока, были охвачены огнем. Площадь возгорания составила около 200 м², а высота пламени достигала 30 м. Шлейф черного дыма были виден с расстояния более 50 км. Величин ущерба была оценена в 375 тысяч долл.

4. 15 декабря 2007 года внутри жилого дома в штате Огайо (Bainbridge Township) из-за проникновения туда газа, просочившегося при бурении скважины, произошел взрыв, причинивший зданию значительные повреждения.

5. Осенью 2009 года в ходе операций по освоению лицензионных участков месторождения Marcellus деятельность компании Cabot Oil & Gas (Dimock) сопровождалась проливам химикатов и сточных вод, в результате которых загрязнению подверглись участки болотистой местности, скважины питьевой воды и река Stevens Creek. Общий ущерб этих аварий был оценен приблизительно в 400 тысяч долл.

6. В ноябре-декабре 2007 года жители домов поселка Walnut (Millcreek) были эвакуированы на срок два месяца из-за миграции газа из недавно пробуренной скважины через почву в здания. При этом концентрация метана в помещениях и вблизи строений достигала уровня, который грозил его взрывом.

7. В апреле 2009 года в городе Midland (штат Техас) в скважинах питьевого водоснабжения неожиданно был обнаружен шестивалентный хром, причем в отдельных случаях его концентрация превышала допустимый уровень в 50 раз. Хотя конкретный источник его появления не был установлен, однако Комиссия Техаса по качеству окружающей среды связывала этот эпизод с бурением сланцевых скважин, которое происходило вблизи скважин питьевой воды.

8. В 2010 году в штате Луизиана вблизи газовой скважины произошел падеж скота, причиной которого оказалось появление в источнике воды исключительно высокой концентрации хлористого калия.

9. В мае 2008 года в районе графства Garfield (штат Колорадо) было обнаружено интенсивное загрязнение источников питьевого водоснабжения бензолом, причиной которого были расположенные неподалеку буровые площадки. Общий ущерб системе питьевого водоснабжения был оценен в 423 тысяч долл.

Таким образом, освоение месторождений сланцевого газа может сопровождаться самыми различными



ми негативными последствиями, как для объектов окружающей среды, так и для населения.

Воздействие на здоровье населения

Достаточно много буровых площадок в США, с которых идет освоение месторождений сланцевого газа, и связанные с этими площадками объекты (например, пруды для сбора жидкости обратного притока) находятся вблизи от населенных пунктов.

Иногда расстояние между ними не превышает нескольких сотен или даже десятков метров. Таким образом, жители могут оказаться под воздействием самых различных негативных техногенных факторов:

- шума работающих буровых и иных установок, а также транспортных средств;
- загрязненных поверхностных водоемов или скважин, которые являются источником питьевого водоснабжения;
- загрязненного атмосферного воздуха углеводородами, за счет выброса в него веществ, содержащихся в сланцевом газе, веществ, которые могут испаряться из жидкости обратного притока, а также веществ, содержащихся в выхлопных газах действующих установок;
- радона, который образуется при расщеплении радиоактивных веществ, содержащихся в сланцевых пластах.

В перечень исследуемых веществ, которые потенциально могут влиять на самочувствие людей, чаще всего входят [10] бензол и его гомологи, различные ароматические соединения, алифатические насыщенные и ненасыщенные углеводороды.

Обследования здоровья жителей, попавших в зону воздействия месторождения Marcellus, показывают [11], что многие жители испытывают различные неприятные ощущения. К ним относятся повышенная утомляемость (62%), раздражение слизистой носа (61%), раздражение гортани (60%), проблемы носовых пазух (58%), жжение в глазах (53%), учащенное дыхание (52%), ломота в мышцах (52%), ощущение слабости и усталости (52%), острая головная боль (51%), нарушения сна (51%), боль в пояснице (49%), забывчивость (48%), судороги или боль в мышцах (44%), затрудненное дыхание (41%), беспокойный сон (41%), частая раздражительность (39%), слабость (39%), частые насморки (39%), раздражение кожи (38%), кожная сыпь (37%), депрессия (37%), ухудшение памяти (36%), острое беспокойство (35%), напряжение (35%), головокружение (34%).

Кроме этого было установлено, что частота проявления различных недомоганий непосредственно зависит от того, на каком расстоянии жилье находится от добычных скважин. Практически для всех видов недомоганий частота их проявления была всегда выше, если расстояние до скважины была меньше

500 м. При расстоянии более 500 м частота проявления всегда снижалась.

Аналогичным образом, вероятность образования злокачественных опухолей, особенно под влияние такого вещества, как бензол и его алкил-замещенные, а также стирол или 1,3-бутадиен, заметно снижалась, когда расстояние до добычной скважины была более 1 км. Дополнительный риск был заметно выше при расстояниях до скважины менее 0,5 км.

Заключение: сланцевый газ и политика

Имея в виду разные факторы — политические, экономические, социальные, — вряд ли можно ожидать, что месторождения сланцевого газа в Европе, по крайней мере, в странах Восточной Европы, никогда не будут осваиваться. Но тем лицам, которые будут принимать решения о добыче сланцевого газа, обязательно следует учитывать следующее.

Использование базовой технологии добычи, а именно технологии гидроразрыва пласта (иногда ее называют фрекингом) в нынешнем ее состоянии связано с весьма значимыми экологическими рисками, которые проявляются в загрязнении природных сред, значительном водопотреблении, ухудшении здоровья населения, осложнении существования объектов животного мира. Негативные последствия освоения месторождений сланцевого газа могут распространяться на достаточно большие территории, затрагивая при этом интересы соседних государств — например, могут загрязняться трансграничные подземные и поверхностные водоемы, а также нарушаться их водный баланс.

К сожалению, в число этих «соседних государств» сейчас с большой вероятностью может попасть и Россия. В настоящее время вблизи ее южных границ (Белгородской и Ростовской областей), на территории так называемой Юзовской лицензионной площади, которая охватывает, в частности, Харьковскую и Донецкую области Украины, начинается разбуривание месторождений сланцевого газа. Трансграничным водотоком, из которого, скорее всего, будет забираться вода для гидроразрыва пласта и в который будут сбрасываться загрязненные воды обратного притока, является Северский Донец. Несмотря на очевидные экологические риски, Украина, будучи стороной Конвенции об оценке воздействия на окружающую среду в трансграничном контексте, свои действия с Россией согласовывать не собирается. И при этом, гидроразрыв предполагается осуществлять на территории, где расположено достаточно большое количество угольных шахт, для которых сейсмическое воздействие может иметь самые печальные последствия.

Еще один политический аспект связан с обещанием США поставлять в Европу сланцевый газ, чтобы



снизить зависимость европейских потребителей от ОАО «Газпром». Удивительно, но Европейское Сообщество с большим энтузиазмом воспринимает идею получить этот весьма «экологически грязный» про-

дукт, хотя ранее неоднократно грозило бойкотом российским товарам по причине того, что для их добычи или производства использовались экологически небезопасные технологии.

Источники информации

1. Shale gas: a provisional assessment of climate change and environmental impacts // Tyndall Centre for Climate Change Research, 2011.
2. Cost-Effective Recovery of Low-TDS Frac Flowback Water for Re-use // US Department of Energy, June 2011.
3. *Bullin K.A., Krouskop P.E.* Compositional variety complicates processing plans for US shale gas // Oil&Gas Journal, 2009, № 10.
4. *Howarth R.W., Santoro R., Ingraffea A.* Methane and the greenhouse-gas footprint of natural gas from shale formations // Climatic Change, DOI 10.1007/s10584-011-0061-5.
5. *Laurenzi I.J., Jersey G.R.* Life Cycle Greenhouse Gas Emissions and Freshwater Consumption of Marcellus Shale Gas // Environmental Science & Technology, April 2013.
6. *Osborn S.G., Vengosh A., Warner N.R., Jackson R.B.* Methane contamination of drinking water accompanying gas-well drilling and hydraulic fracturing // Proc. Natl. Acad. Sci. USA, 2011, v. 108 (20). — PP. 8172–8176.
7. *Jackson R.B., Vengosh A., Darrah T.H., Warner N.R., Down A., Poreda R.J., Osborn S.G., Zhao K., Karr J.D.* Increased stray gas abundance in a subset of drinking water wells near Marcellus shale gas extraction // Proc. Natl. Acad. Sci. USA, 2013, 110 (28). — PP. 11250–11255.
8. *Olmstead S.M., Muehlenbachs L.A., Shih J.-S., Chu Z., Krupnick A.J.* Shale gas development impacts on surface water quality in Pennsylvania // Proc. Natl. Acad. Sci. USA, 2013, vol. 110 (13). — PP. 4962–4967.
9. *Michaels C., Simpson J.L., Wegner W.* Fractured Communities: Case Studies of the Environmental Impacts of Industrial Gas Drilling, 2010.
10. *McKenzie L.M., Witter R.Z., Newman L.S., Adgate J.L.* Human health risk assessment of air emissions from development of unconventional natural gas resources // Science of the Total Environment, 2012, vol. 424. — PP. 79–87.
11. *Steinzor N., Subra W., Sumi L.* Investigating links between shale gas development and health impacts through a community survey project in Pennsylvania // New Solutions, 2013, vol. 23, № 1. — PP. 55–83.



Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

22-24 октября 2014 ЦМТ, Москва

www.oilandgasforum.ru



Стратегия как угроза энергетической безопасности

М.Н. Ермолович, заместитель председателя Экспертного совета НП «Российское газовое общество»



Европейские политики любят повторять, что энергетика не должна являться политическим оружием, но, зная чудодейственную силу энергетической дубинки, на протяжении всей своей истории Еврокомиссия из своих рук ее не выпускала. Поэтому каждый раз приступы ее стратегического творчества сопровождались кстати возникающими острыми политическими ситуациями, а также запретной по остроте и «безбашенной» по отношению к здравому смыслу пропагандой. Примеров можно привести множество. Принятию Третьего энергетического пакета Евросоюзом предшествовало спровоцированное прерывание поставок российского газа через Украину в 2009 году. Как бы случайно 2009 год был годом выборов в Европейский парламент и годом завершения полномочия первой комиссии Баррозо. До этого был Второй энергетический пакет. Его приняли в 2003 году накануне шестых выборов в Европейский Парламент (2004 год). По случайному совпадению 2004 год стал годом «оранжевой революции» на Украине. В 2006 году произошел конфликт между Россией и Украиной из-за незаконного отбора Украиной газа, предназначенного для поставок в Европу. В том же году было создано Энергетическое сообщество для Юго-Восточной Европы, основывающееся на энергетическом законодательстве Евросоюза. Текущий 2014 год также не стал исключением — год выборов в Европейский парламент, год завершения полномочий Европейской Комиссии и плановый срок сорванного запуска единого энергетического рынка ЕС, год политического переворота на Украине и год новой угрозы транзиту российского газа. И, как обычно, Украина под прикрытием западных покровителей выступает в роли несговорчивого смутьяна, а Россией пугают национальные правительства Евросоюза, которые говорят еще недостаточно «одним голосом» с брюссельскими стратегами.

Сегодня мало кто сомневается в том, что именно руководство Евросоюза в качестве политического инструмента использует «газовую задвижку», чтобы обеспечивать консолидированную поддержку своих идей недостижимой энергетической независимости и усиливать власть брюссельской бюрократии. Но каков общий итог этого утонченного шантажа? Итог

небогатый. При всех затраченных усилиях за период деятельности двух комиссий Баррозо зависимость Евросоюза от импорта энергоносителей стала еще больше. Развитие использования возобновляемых источников энергии привело к усилению неравномерности энергоснабжения, цены на электроэнергию и налоги выросли, бюджетные субсидии в связи с использованием ВИЭ стали разорительными. Сжиженный природный газ стал уходить с европейского рынка в Азиатско-Тихоокеанский регион. Упал интерес к инфраструктурным проектам на территории стран ЕС, за исключением лишь проектов с российским участием. Но именно на пути их реализации возводятся высокие препятствия, причем самые высокие воздвигаются перед проектами, которые являются мощными энергетическими интеграторами. Яркий пример тому — отношение руководства Евросоюза к международному газотранспортному проекту «Южный поток». Понятно, роль европейского энергетического интегратора Еврокомиссия намерена играть сама.

Созданная в ЕС система спотовой торговли природным газом не повысила надежность энергоснабжения, поскольку не увеличила число реальных поставщиков, но неприятные ценовые сюрпризы для потребителей преподносит регулярно. Надежность газоснабжения по-прежнему обеспечивают крупные игроки и прочные межправительственные отношения.

Еврокомиссия теряет доверие не только инвесторов, но и стран-участников Евросоюза, которые все активнее отстаивают национальные интересы, все чаще напоминают Брюсселю забытый им лозунг Евросоюза: «Единство в многообразии», а также предупреждают евробюрократов от неоимперских замыслов.

Итак, что предложила Европейская Комиссия, чтобы в очередной раз навязать свое лидерство в области энергетической безопасности континента? 28 мая 2014 года она опубликовала «Стратегию Европейской энергетической безопасности»¹, которую теперь намерена представить для утверждения Европейскому Совету 26-27 июня 2014 года. Об этом Европейская Комиссия объявила 21 мая 2014 года — накануне выборов в Европейский Парламент — на конференции высокого уровня по стратегии энергетической безопасности. Формальным поводом повышенной активности Европейской Комиссии стали события

¹ Communication from the Commission to the European Parliament and the Council, European Energy Security Strategy, Brussels, 28.5.2014, COM(2014) 330 final.



на Украине и усиление риска прерывания транзита российского газа через эту страну. Стратегии предшествовало довольно обширное исследование² обеспечения Евросоюза минерально-сырьевыми энергетическими ресурсами, но вся работа выполнялась в авральном режиме, что не могло не сказаться на качестве выводов и рекомендаций. Стратегию спасло только то, что в ней практически нет новых положений, а есть лишь проверенные, гладкие и обкатанные, как морская галька. По сути Еврокомиссия в очередной раз напомнила самой себе об энергетической зависимости ЕС от импорта ископаемых энергоносителей. Эта зависимость составляет 53% потребляемой в ЕС энергии. При этом от импорта нефти Европейский Союз, являясь вторым ее потребителем в мире, зависит на 90%, природного газа — на 60%, твердого топлива — на 42%, ядерного топлива — на 40%, от возобновляемых источников энергии (биомасса) — на 4%. Страны Балтии и Восточной Европы зависят от импорта энергоносителей еще больше. Особенно Еврокомиссию пугает зависимость от поставок российских энергоносителей, прежде всего, природного газа. Не случайно у брюссельских чиновников, при всех творческих изысках, опять получилась «антигазпромская бумага».

Да, в 2013 году Россия обеспечила треть импорта нефти, Норвегия — 11%, Саудовская Аравия — 8%, 27% потребленного в Евросоюзе газа поступило из России. Да, Европа является основным покупателем российского газа, она импортирует 71% газа, отправляемого Россией на экспорт. Страны Балтии, Финляндия на 100% зависят от поставок газа из России, но и Россия не имеет возможностей переключить поставки с этих маршрутов. Только четыре из 28 стран Евросоюза не покупают российский газ — Ирландия, Великобритания, Испания и Португалия. Расчеты, выполненные на основе программной модели PRIMES показывают, что к 2030 году зависимость Евросоюза от импорта энергоносителей увеличится, нефти — до 89–90%, природного газа — до 72–79%, угля — до 48–49%. А теперь вопрос: это признаки энергетической опасности или обычного международного разделения труда?

Основной угрозой надежности энергоснабжения Еврокомиссия объявила в стратегии возможность временного прекращения транзита российского газа через Украину в период с лета 2014 года по весну 2015 года. Оценки Еврокомиссии показывают, что в этот период Болгария и Македония могут потерять 60–80% обычного потребления, Литва — 40–60%, Польша, Румыния, Хорватия, Сербия и Греция — 20–40%. Для обеспечения стабильности поставок газа зимой следует иметь в подземных газохранилищах

(ПХГ) около 70 млрд куб. м газа. ЕС в настоящее время имеет ПХГ рабочим объемом около 90 млрд куб. м. Болгария прекрасно это понимает, а потому поддерживает строительство «Южного потока».

На основании анализа многостраничного доклада Еврокомиссия сформулировала следующие принципы европейской стратегии энергетической безопасности.

1. Безотлагательные меры по увеличению запасов энергоносителей для преодоления возможного прерывания поставок зимой 2014/2015 года.

Еврокомиссия обещает тесно работать с национальными энергетическими регуляторами, транспортными системными операторами, операторами для быстрого реагирования на угрозы прерывания поставок природного газа из России. При этом почему-то наиболее уязвимым считается балтийский регион, хотя именно ему ничего и не угрожает, так как газ для него через Украину не идет. Если исходить из опыта транзитного кризиса 2009 года, то прерывание поставок коснется, прежде всего, стран Южной и Юго-Восточной Европы. В качестве примера успешных мер приводится Словацко-украинский меморандум о взаимопонимании, хотя к газоснабжению стран Евросоюза он имеет самое отдаленное отношение. Еврокомиссия также призывает задействовать потенциал сжиженного природного газа. Но к каким последствиям это может привести в условиях более высоких цен на СПГ, действия долгосрочных контрактов на поставку российского газа и обязательств «бери или плати», европейские стратеги не просчитывают.

2. Укрепление механизма коллективного противодействия угрозам прерывания поставок энергоносителей и защиты стратегической инфраструктуры.

В основе этого механизма лежит обязательство стран создавать запасы нефти не менее, чем на 90 дней. Текущие запасы нефти стратегия оценивает в 120 дней. Этим механизмом, созданным совместно с Международным энергетическим агентством, европейские страны хорошо защищены от возможных прерываний поставок нефти и изменения рыночной ситуации в связи с ними.

Защита стратегической инфраструктуры для газа и электроэнергетики понимается как контроль за проникновением в нее государственных компаний, национальных банков и суверенных фондов с целью препятствия диверсификации источников и маршрутов поставок. Магистральные операторы, принадлежащие странам, не являющимся членами ЕС, по убеждению Еврокомиссии должны подчиняться общим правилам рынка.

3. Регулирование спроса на энергоносители.

Еврокомиссия обращает внимание на необходимость реализации директив по энергоэффективности,

² Commission Staff working Document In-depth study of European Energy Security. Brussels, 28.5.2014, SWD(2014) 330 final.



что позволит сэкономить к 2020 году 371 млн тонн нефтяного эквивалента первичной энергии. Основной потенциал энергосбережения предполагается в строительном секторе и теплоснабжении.

4. Построение хорошо функционирующего и полностью интегрированного внутреннего энергетического рынка.

Для Еврокомиссии создание единого внутреннего энергетического рынка Евросоюза является мечтой и основой закрепления главной регулирующей и централизующей роли Брюсселя в энергетике. Поэтому самостоятельная энергетическая политика стран-членов ЕС подвергается со стороны Еврокомиссии регулярной критике. Особенно острой является реакция Брюсселя в отношении проектов Nord Stream, South Stream, TAP. Еврокомиссия считает, что до принятия решений национального уровня необходимо обязательное обсуждение новых проектов на уровне ЕС.

Создание интегрированных рынков электроэнергетики и природного газа идет чрезвычайно медленно. В настоящее время не созданы многочисленные интерконнекторы и системы для осуществления реверсного переключения подачи природного газа, не завершена разработка сетевых кодексов и руководящих указаний по регулированию. Не обеспечены финансированием многочисленные инфраструктурные проекты общего интереса. Из 248 (!) проектов общего интереса выделены 33 наиболее важных — 27 газовых, и 6 электроэнергетических, которые потребуют инвестиций в сумме 17 млрд евро. А что с остальными? Поддержка со стороны Брюсселя невелика. В ближайшее время будут распределены 0,75 млрд евро, а до 2020 года — 5,85 млрд евро. В то же время Еврокомиссия двумя руками отбивается от подарка в виде газопровода «Южный поток» с 63 млрд куб. м ежегодных поставок в обход «днепровских порогов».

Еврокомиссию также беспокоит высокая зависимость нефтепереработки Евросоюза от поставок российской сырой нефти и растущая доля российских компаний в нефтепереработке Евросоюза. Но что взамен? Ответа как не было, так и нет.

5. Увеличение собственного производства энергии в Евросоюзе.

Последние два десятилетия собственное производство энергоносителей в Евросоюзе неуклонно снижается, несмотря на увеличение производства энергии из возобновляемых источников. С 2001 по 2012 год оно уменьшилось в среднем на 15%. При этом производство нефти с 2000 года по настоящее время снизилось более, чем вдвое, природного газа — в 1,5 раза.

Рекомендации Европейской Комиссии не радуют разнообразием — атомная энергетика, возобновляемые источники энергии, рентабельная добыча собственных энергоносителей. К 2030 году Еврокомиссия

предложила за счет ВИЭ получать до 27% энергии. В определенной степени дальнейшее снижение собственной добычи углеводородов могла бы замедлить добыча сланцевого газа и увеличение использования каменного угля и лигнита. Некоторые объемы нефти и газа могут быть добыты в Восточном Средиземноморье и в Черном море.

6. Дальнейшее развитие энергетических технологий.

Новейшие энергетические технологии могут существенно повысить энергетическую эффективность передачи и использования энергии, обеспечить аккумуляцию энергии, снизить затраты на создание и использование возобновляемых источников энергии.

7. Диверсификация внешних источников и соответствующей инфраструктуры.

Объемы импорта газа Евросоюзом, как ожидается, будут стабильны до 2020 года, а затем увеличатся до 340–350 млрд куб. м к 2025–2030 годам. Таким образом конкуренция за трубопроводные поставки газа в Европу будет усиливаться, а потому СПГ-терминалы будут по-прежнему «отдыхать». Хотя с целью борьбы с зависимостью от трубопроводного газа можно ожидать новой волны поставок сжиженного природного газа, рынок которого в Европе несколько лет назад рос очень быстро. В 2011 году около 20% импортируемого ЕС газа приходилось на СПГ. Но в 2012 году его доля упала до 15%. СПГ уходит в Азиатско-Тихоокеанский регион из-за более высоких цен. После 2017 года ожидается поступление СПГ из Австралии, Катара, Северной Америки. Европа в настоящее время имеет терминалы приема СПГ мощностью около 200 млрд куб. м в год. Несмотря на то, что сегодня они задействованы лишь на четверть своей мощности, их строительство продолжится, и к 2022 году ЕС сможет ежегодно принимать 275 млрд куб. м СПГ. Самая большая недогрузка СПГ-терминалов в Испании, Великобритании, Франции, Нидерландах.

Есть потенциал роста поставок природного газа в ЕС из Норвегии и Северной Африки. Евросоюз ожидает поставок газа из Азербайджана по Южному газовому коридору. В долгосрочной перспективе газ по этому маршруту смогут поставлять Туркменистан, Ирак и Иран. В планах ЕС создание Средиземноморского газового хаба на юге Европы.

Критики стратегии в Евросоюзе отмечают нелогичное поведение Еврокомиссии, которая предлагает поменять зависимость в поставках газа от надежной России на зависимость от нестабильной Северной Африки, Ближнего Востока и потенциально нестабильных стран Центральной Азии. Очевидно, что диверсификация нестабильностей — не лучший способ энергетической безопасности.



8. Улучшение координации национальных энергетических политик и формирование единой внешней энергетической политики.

Еврокомиссия постоянно подтверждает, что структура энергетики является национальной прерогативой, но интеграция энергетической инфраструктуры и рынков, необходимость солидарности в условиях кризиса требуют согласования позиций всех стран ЕС.

Еврокомиссия создает площадки для выработки общих позиций, однако главным содержанием ее усилий является получение более широкого мандата от членов ЕС на ведение внешнеполитической деятельности по вопросам энергетического сотрудничества. По либерализованной Европе бродит призрак, тоскующий по европейской империи.

Как видно, все откровения предложенной стратегии европейской энергобезопасности давно известны. Еврокомиссия еще раз вызвала дух «газпромовской» угрозы, чтобы пугать сидящих за круглым столом Европейского сообщества. В очередной раз, причем накануне истечения срока полномочий Еврокомиссии, она громко заявила о том, что все делает правильно, а в дальнейшем «все» это будет делать еще правильнее. К сентябрю 2014 года Европейская комиссия намерена предложить новую стратегию энергетической эффективности до 2030 года. Будут выполнены стресс-тесты для стран, наиболее уязвимых к прерыванию поставок газа (Финляндия, Эстония, Латвия, Литва, Болгария, Словакия, Германия). Обсуждается инициатива премьера правительства Польши Д. Туска по созданию механизма коллективных закупок энергоносителей, хотя по этому поводу уже многие евро-

пейские зубоскалы отписались. Еврокомиссия по-прежнему считает, что строительство газопровода «Южный поток» должно быть приостановлено до тех пор, пока не будет обеспечено полное соответствие этого проекта требованиям «третьего энергетического пакета». В истории Европы не раз усердное следование догме превращалось в преступление. Возможно и здесь мы наблюдаем симптомы опасного перерождения.

Стратегия энергобезопасности подверглась критике и со стороны «зеленых». В частности, Луиза Хатчинс (Гринпис) назвала ее робкой попыткой перестановки шезлонгов на «Титанике», обратив внимание на то, что Еврокомиссия озабочена ископаемым топливом и не уделяет достаточного внимания возобновляемым источникам энергии и энергосбережению.

Однако по всем признакам Еврокомиссию эти замечания не беспокоят. Пospешность, с которой сидящие на чемоданах еврокомиссары рисовали новые стратегические карты, был столь велика, что из документов трудно понять, а что, собственно говоря, они понимают под энергетической безопасностью. И почему так мало внимания они уделяют установлению нормальных добрососедских отношений между странами, без беспардонного навязывания своих не вполне проверенных историей уставов и стандартов. И что это за стратегия такая, которая к угрозе энергетической безопасности относит наличие надежного поставщика, способного гарантировать бесперебойное снабжения энергоносителями на десятилетия, если не больше. И, кстати, не только надежного поставщика, но и не менее надежного покупателя.



«Общеввропейские» сетевые кодексы как новые средства регулирования в газовой отрасли Европейского Союза*

И. Гудков, кандидат юридических наук, доцент кафедры правового регулирования ТЭК МИЭП МГИМО (У) МИД России

И. Ощепкова, аспирант кафедры правового регулирования ТЭК МИЭП МГИМО (У) МИД России, младший советник Европейской ассоциации операторов газотранспортных систем (ENTSOG)

Аннотация: Настоящая статья посвящена анализу новых средств регулирования отношений на газовом рынке Европейского Союза: «общеввропейских» сетевых кодексов, предусмотренных Регламентом № 715/2009 об условиях доступа к газотранспортным сетям от 13 июля 2009 года. В статье рассмотрены: области регулирования «общеввропейских» сетевых кодексов, процедура их разработки и принятия, а также их соотношение с другими средствами регулирования отношений на газовом рынке Европейского Союза. Также представлен обзор уже принятых «общеввропейских» сетевых кодексов и сделаны выводы об их воздействии как на процесс завершения строительства газового рынка Европейского Союза, так и на взаимодействие с третьими странами в газовой сфере.

Ключевые слова: Регламент 715/2009, сетевые кодексы, рамочные указания, руководящие указания, целевая модель газового рынка ЕС.

Network codes as a new means of regulation in the gas industry of the European Union

I. Gudkov, Ph.D, associate professor at MGIMO University

I. Oshchepkova, Junior Adviser, Market, European Network of Transmission System Operators for Gas

Abstract: This article outlines the analysis of a new means of regulating the gas market of the European Union: the European-wide network codes envisaged in Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks. The following aspects are analysed: the areas to be covered by the network codes, the procedure of elaboration and adoption of the network codes and the correlation of the network codes with other means of regulating the gas market of the European Union. Additionally, the overview of the adopted network codes is made and the conclusions are drawn regarding both their impact on the process of completion of the internal gas market of the European Union and the cooperation with the third countries in the gas sphere.

Key words: Regulation 715/2009, network codes, framework guidelines, Guidelines, European Gas Target Model.



Составляющий часть Третьего энергетического пакета Европейского Союза («ЕС»)¹ Регламент № 715/2009 об условиях доступа к газотранспортным

* Данная статья отражает личную точку зрения авторов и не является официальной позицией какого-либо учреждения или организации.

¹ Третий энергопакет состоит из двух директив и трех регламентов: (1) Газовая директива (Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC); (2) Электроэнергетическая директива (Directive 2009/72/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in electricity and repealing Directive 2003/54/EC); (3) Регламент об условиях доступа к газотранспортным сетям (Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2005); (4) Регламент об условиях доступа к электроэнергетическим сетям (Regulation (EC) No 714/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the network for cross-border



сетям (Регламент 715/2009)² кардинальным образом изменил правовой ландшафт европейской газовой отрасли.

Одним из основных нововведений, предусмотренных Регламентом 715/2009, стало принятие на уровне ЕС юридически обязательных «общеевропейских» сетевых кодексов (network codes), которые ранее в ТЭК ЕС не применялись.

Географическая сфера действия «общеевропейских» сетевых кодексов распространяется на государства-члены ЕС, и в перспективе также на страны Энергетического сообщества. Последние — на основании Решения Совета министров Энергетического сообщества от 6 октября 2011 года³ — не только обязались к 1 января 2015 года имплементировать Директиву 2009/73/ЕС и Регламент 715/2009, но и согласились с тем, что Энергетическое сообщество должно «прилагать усилия» к применению положений сетевых кодексов, принятых Постоянной группой высокого уровня.

«Общеевропейские» сетевые кодексы призваны детализировать и развить общие принципы и правила, сформулированные в Регламенте 715/2009. Сейчас и в ближайшем будущем именно на разработке сетевых кодексов будет сосредоточена законодательская активность в газовой отрасли ЕС. Поэтому специалисты, занимающиеся газовым бизнесом, должны иметь представление о предмете, целях, процедуре разработки и практических последствиях принятия данных актов. В настоящей статье представлен анализ указанных аспектов, а в ее заключительной части сформулированы основные выводы, сделанные по результатам анализа.

Что такое «общеевропейские» сетевые кодексы?

Области регулирования «общеевропейских» сетевых кодексов

Регламент 715/2009 фиксирует базовые принципы и правила, на основании которых постепенно разрабатываются и принимаются детальные «общеевропейские» сетевые кодексы. При этом каждый сетевой кодекс, как указано в декларативной части уже при-

нятых и вступивших в силу сетевых кодексов⁴, дополняет Регламент 715/2009 и становится его неотъемлемой частью. Законодательное определение сетевого кодекса отсутствует, однако в Уставе Европейской ассоциации операторов газотранспортных систем («ENTSOG») он обозначен как «свод общих правил, разрабатываемый ENTSOG» в определенной сфере⁵.

Статья 8(6) Регламента 715/2009 перечисляет следующие 12 областей, которые могут быть урегулированы сетевыми кодексами:

- a) безопасность и надежность газотранспортных сетей;
- b) присоединение к газотранспортным сетям;
- c) доступ третьих лиц;
- d) обмен данными и перерасчеты;
- e) взаимодействие газотранспортных сетей;
- f) операционные процедуры в чрезвычайных ситуациях;
- g) распределение транспортной мощности и управление перегрузками систем;
- h) торговля, связанная с предоставлением услуг доступа и балансирования;
- i) прозрачность;
- j) балансирование;
- k) гармонизированные тарифные структуры;
- l) энергетическая эффективность газотранспортных сетей.

Неправильно, однако, было бы утверждать, что Регламент 715/2009 в конечном счете обязательно будет представлять собой свод правил, объединяющий 13 актов (сам Регламент и 12 кодексов — по одному кодексу на каждую из перечисленных выше областей).

Во-первых, Регламент 715/2009 не предусматривает обязательного принятия сетевых кодексов. Он лишь фиксирует те области, которые могут быть урегулированы при помощи «общеевропейских» сетевых кодексов.

Во-вторых, согласно статье 6(11) Регламента 715/2009 Комиссия вправе принять «один или более» сетевых кодексов в указанных областях, т.е. одна и та же область может потенциально стать предметом регулирования нескольких сетевых кодексов.

В-третьих, на практике логика «один подпункт статьи 8(6) = один сетевой кодекс» не соблюдается. Так, Сетевой кодекс о механизмах распределения транспортной мощности («CAM NC»)⁶ касается только

exchanges in electricity and repealing Regulation (EC) No 1228/2003); (5) Регламент об Агентстве по сотрудничеству национальных регулирующих органов (Regulation (EC) No 713/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 establishing an Agency for the Cooperation of Energy Regulators).

² Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 on conditions for access to the natural gas transmission networks and repealing Regulation (EC) No 1775/2005 // OJ L 211, 14.8.2009. — P. 36.

³ Ministerial Council Decision 2011/02/MC-EnC of 6 October 2011 on the implementation of Directive 2009/72/EC, Directive 2009/73/EC, Regulation (EC) No 714/2009 and Regulation (EC) No 715/2009 and amending Articles 11 and 59 of the Energy Community Treaty. — URL: <http://www.energy-community.org/pls/portal/docs/1146182.PDF>.

⁴ См. далее «Принятые и разрабатываемые «общеевропейские» сетевые кодексы».

⁵ См. статью 1(28) Устава ENTSOG // Articles of Association of the International Non-Profit Association (AISBL) European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOG). — URL: [http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/Statutes/2012/LGT0091-12_Rev_1_21%2009%202012_ENTSOG_AoA_Amendment_GA_\(251012\)clean.pdf](http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/Statutes/2012/LGT0091-12_Rev_1_21%2009%202012_ENTSOG_AoA_Amendment_GA_(251012)clean.pdf)

⁶ Commission Regulation (EU) No 984/2013 of 14 October 2013 establishing a Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems and supplementing Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council // OJ L 273, 15.10.2013. — P. 5.



первой части подпункта (g), в то время как вторая часть подпункта (g) (управление перегрузками систем) регулируется отдельным документом — Руководящими указаниями Европейской Комиссии («Комиссия»)⁷ о процедурах управления контрактными перегрузками («СМР Guidelines»)⁸. В свою очередь Сетевой кодекс о взаимодействии газотранспортных сетей и правилах обмена данными («INT NC»)⁹ касается как всего пункта (e), так и первой части подпункта (d).

Трансграничные и интеграционные аспекты «общеевропейских» сетевых кодексов

Согласно статье 8(7) Регламента 715/2009 «общеевропейские» сетевые кодексы должны быть сфокусированы исключительно на аспектах трансграничной транспортировки газа внутри ЕС и интеграции газовых рынков государств-членов ЕС. Регламент 715/2009 не приводит указаний в отношении того, в чем конкретно проявляются «трансграничные» и «интеграционные» аспекты, однако фактически такие аспекты тесно связаны с категориями пунктов соединения газотранспортных систем. Так, по общему правилу, сфера действия CAM NC сводится к «пунктам соединения» (*interconnection points*)¹⁰, под которыми понимаются пункты соединения соседних систем «входа-выхода» (*entry-exit systems*) или пункты соединения системы «входа-выхода» с соединительным газопроводом (*interconnector*). Таким образом, в CAM NC выявлен «трансграничный» — в смысле приведенного определения «пунктов соединения» — аспект сетевых кодексов. В то же время Сетевой кодекс о балансировании газотранспортных сетей («BAL NC»)¹¹ применяется в отношении зон балансирования (*balancing zone*), которые могут включать в себя всю или часть газораспределительной системы. Соответственно, помимо пунктов соединения, под действие BAL NC подпадают и другие пункты. Таким образом, в BAL NC выявлен не только «трансграничный», но и «интеграционный» аспект.

⁷ Касательно руководящих указаний и рамочных указаний см. далее «Процесс разработки «общеевропейских» сетевых кодексов».

⁸ Commission Decision (EU) of 24 August 2012 on amending Annex I to Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the natural gas transmission networks // OJ L 231, 28.8.2012. — P. 16.

⁹ Commission Regulation (EU) establishing a Network Code on Interoperability and Data Exchange Rules // По состоянию на июнь 2014 г., проект INT NC проходит процедуру комитологии. Версия INT NC от 18.10.2013, пересмотренная ENTSOG. — URL: http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/INT%20Network%20Code/2013/ACERSubmission/INT0352_131218_Network%20Code_Network%20Code%20on%20Interoperability%20and%20Data%20Ex%20%20.pdf.

¹⁰ См. статью 3(10) CAM NC.

¹¹ Commission Regulation (EU) establishing a Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks. // OJ L 91, 27.3.2014. — P. 15.

«Общеевропейские» сетевые кодексы не заменяют собой «национальные» сетевые кодексы, регламентирующие условия транспортировки газа в границах отдельных государств-членов ЕС и вопросы доступа к национальным газотранспортным сетям.

«Общеевропейские» сетевые кодексы и руководящие указания Комиссии

Помимо предусмотренных статьей 6 Регламента 715/2009 «общеевропейских» сетевых кодексов, статья 23 Регламента 715/2009 уполномочивает Комиссию принимать юридически обязательные руководящие указания (*Guidelines*)¹², регулирующие те же вопросы, что и сетевые кодексы. В отличие от детальных сетевых кодексов, руководящие указания Комиссии призваны устанавливать лишь «минимальный уровень гармонизации» в регулировании соответствующих отношений.

Принятые на сегодняшний день руководящие указания Комиссии были оформлены в виде решений о внесении изменений в Приложение I к Регламенту 715/2009. Изначально (на момент принятия Регламента 715/2009) в Приложении I содержались руководящие указания по вопросам: (i) доступа третьих лиц; (ii) распределения транспортной мощности и управления перегрузками систем; и (iii) прозрачности. На текущий момент Комиссия приняла решения об изменении Руководящих указаний по управлению перегрузками систем и по прозрачности, вследствие чего Приложение I было соответствующим образом модифицировано.

Хотя пока что фактическое дублирование в регулировании однородных отношений сетевыми кодексами и руководящими указаниями Комиссии отсутствует, статья 23(1)(e) Регламента 715/2009 оставляет возможность для возникновения в будущем «параллельного» регулирования, что может негативно отразиться на юридической предсказуемости.

Важно отметить, что упомянутые в статье 23 Регламента 715/2009 руководящие указания Комиссии не следует путать с лишенными юридической силы рамочными указаниями Агентства по сотрудничеству энергетических регуляторов (*ACER framework guidelines*), на основании которых, как показано ниже, осуществляется разработка «общеевропейских» сетевых кодексов.

Как разрабатываются и принимаются «общеевропейские» сетевые кодексы?

Европейская ассоциация операторов газотранспортных систем (ENTSOG)

Разработкой «общеевропейских» сетевых кодексов по запросу Комиссии занимается ENTSOG, уч-

¹² См. далее «Принятые руководящие указания Комиссии».



режденная в декабре 2009 году в форме некоммерческого партнерства со штаб-квартирой в Брюсселе.

ENTSOГ объединяет сертифицированных операторов газотранспортных систем из государств-членов ЕС, допущенных к членству в соответствии с решением Генеральной Ассамблеи. В работе ENTSOГ так же принимают участие ассоциированные партнеры и наблюдатели¹³. Статус наблюдателя может быть получен операторами газотранспортных систем из государств, являющихся: (i) кандидатами в государства-члены ЕС; (ii) Договаривающимися Сторонами Договора об учреждении Энергетического сообщества; или (iii) членами Европейской ассоциации свободной торговли. Статусом ассоциированного партнера могут быть наделены операторы газотранспортных систем из государств-членов ЕС, к которым не применяются положения Регламента 715/2009 на основании изъятия, предоставленного в соответствии со статьей 49(1) и (2) Директивы 2009/73/ЕС¹⁴ (развивающиеся и изолированные рынки). Кроме того, статус ассоциированного партнера может быть предоставлен операторам газотранспортных систем, подпадающих под условия получения статуса наблюдателя, и получивших подтверждение от Комиссии об их сертификации и о применении к ним положений Регламента 715/2009.

По состоянию на июнь 2014 г. ENTSOГ включает 43 члена, а также 3 ассоциированных партнера из Эстонии, Латвии и Литвы и 4 наблюдателя из Македонии, Норвегии, Швейцарии и Украины¹⁵.

Процесс разработки «общеввропейских» сетевых кодексов

Предусмотренный статьей 6 Регламента 715/2009 процесс разработки «общеввропейских» сетевых кодексов состоит из следующих этапов:

1. Ежегодно Комиссия определяет приоритеты в разработке кодексов и руководящих указаний (так как невозможно вести работу над регулированием всех двенадцати областей одновременно).
2. С учетом определенных приоритетов Комиссия требует от Агентства по сотрудничеству энергетических регуляторов («ACER») представить не имеющие юридической силы рамочные указания (framework guidelines), служащие базой для разработки конкретного сетевого кодекса. Рамочные

указания ACER должны фиксировать «ясные и объективные» принципы, на которых должен быть основан соответствующий сетевой кодекс. По общему правилу, срок разработки рамочных указаний не может превышать 6 месяцев, но по «обоснованной просьбе» ACER Комиссия вправе его продлить, при этом максимальный срок продления не определен. В процессе подготовки рамочных указаний ACER консультирует участников рынка.

3. Комиссия проверяет соответствие представленных ACER рамочных указаний требованиям недискриминации, эффективной конкуренции и эффективного функционирования рынка и в случае выявления несоответствий требует от ACER представить «в разумный срок» измененный вариант, учитывающий указанные требования.
4. Комиссия требует от ENTSOГ на основании рамочных указаний ACER разработать соответствующий сетевой кодекс и направить его в ACER. Сетевой кодекс призван наполнить конкретным содержанием принципы, сформулированные в рамочных указаниях ACER. Сетевой кодекс должен быть разработан «в разумный срок», не превышающий 12 месяцев и не подлежащий продлению. В процессе подготовки сетевого кодекса ENTSOГ консультирует участников рынка.
5. ENTSOГ направляет разработанный по требованию Комиссии сетевой кодекс в ACER для рассмотрения и выдачи «мотивированного заключения». Срок выдачи заключения не должен превышать 3 месяцев.
6. ENTSOГ вправе внести изменения в сетевой кодекс «в свете» замечаний, изложенных в мотивированном заключении, и направить в ACER измененный вариант.
7. Если ACER считает, что сетевой кодекс соответствует рамочным указаниям, он передается в Комиссию и может быть рекомендован к принятию в течение разумного срока.
8. Комиссия вправе принять сетевой кодекс в рамках процедуры комитологии. По результатам успешного прохождения процедуры комитологии сетевой кодекс принимается Комиссией в форме регламента Комиссии¹⁶.

Важно, что на этапе подготовки рамочных указаний и «общеввропейских» сетевых кодексов Регламентом 715/2009 предусмотрены обязательные широкие общественные консультации, в ходе которых заинтересованные участники рынка вправе высказать свои комментарии и повлиять на содержание соответствующих документов.

Как видно из изложенного выше, Комиссия играет лидирующую и координирующую роль практически

¹³ См. статьи 9a и 9d Порядка работы ENTSOГ // Rules of Procedure of the International Non-Profit Association (AISBL) European Network of Transmission System Operators for Gas (ENTSOГ). — URL: [http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/Statutes/2012/LGT0105-12_Rev_1_23%2011%202012_ENTSOГ_RoP_Amendment_GA\(131212\)clean.pdf](http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/Statutes/2012/LGT0105-12_Rev_1_23%2011%202012_ENTSOГ_RoP_Amendment_GA(131212)clean.pdf).

¹⁴ Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC // OJ L 211, 14.8.2009. — P. 94.

¹⁵ См. список участников: URL: <http://www.entsog.eu/members>

¹⁶ Подробнее см. далее «Принятие «общеввропейских» сетевых кодексов».



на всех этапах процесса разработки и принятия «общеевропейских» сетевых кодексов. В определенных случаях у нее даже есть право «сделать работу за» ACER и ENTSOG, когда последние «не справляются».

Так, Регламент 715/2009 предусматривает возможность разработки рамочных указаний Комиссией в следующих случаях: (i) ACER не разработал рамочные указания в изначальный или в продленный Комиссией срок; либо (ii) ACER не доработал рамочные указания по запросу Комиссии, направленному после проверки представленных ACER рамочных указаний. Сетевой кодекс также может быть разработан Комиссией при следующих обстоятельствах: (i) ENTSOG не разработал сетевой кодекс в установленный срок; либо (ii) ACER не разработал сетевой кодекс по запросу Комиссии, направленному после того, как ENTSOG не разработал сетевой кодекс в установленный срок.

Следует отметить, что некоторые этапы подготовки сетевых кодексов характеризуются неопределенностью. Например, Регламент 715/2009 не определяет последствия ситуации, когда Комиссия не удовлетворяет обоснованную просьбу ACER о продлении срока разработки рамочных указаний или когда ENTSOG не использует свое право вносить поправки в сетевой кодекс «в свете» мотивированного заключения ACER. Данные «пробелы» способны создать практические проблемы в процессе разработки сетевых кодексов.

Принятие «общеевропейских» сетевых кодексов

«Общеевропейские» сетевые кодексы принимаются в рамках процедуры комитологии (*comitology, regulatory procedure with scrutiny*). Комитология предполагает получение мнения представителей большинства государств-членов в специальном комитете (отсюда название «комитология») в отношении соответствующего сетевого кодекса. Данная процедура применяется на основании ссылки, указанной в статье 28 Регламента 715/2009, на статью 5а Решения Совета ЕС 1999/468/ЕС от 28 июня 1999 года (в редакции 17 июля 2006 года)¹⁷. После получения мнения комитета, сетевой кодекс направляется в Европейский парламент и Совет ЕС, которые в течение 3 месяцев имеют право возразить против принятия Комиссией сетевого кодекса. Существуют всего три основания для возражения применительно к рассматриваемому случаю: (i) Комиссия превысила предоставленные ей Регламентом 715/2009 полномочия, (ii) сетевой кодекс не соответствует целям или содержанию Регламента 715/2009, (iii) не соблюдены принципы субси-

диарности и пропорциональности. Если возражения не выдвинуты, то Комиссия принимает сетевой кодекс в виде Регламента Комиссии. Основным отличием процедуры комитологии от обычной законодательной процедуры является то, что для принятия сетевого кодекса не требуется явно выраженного согласия Европейского парламента и Совета ЕС — достаточно отсутствия их возражения.

Следует отметить, что в скором будущем планируется реформирование процедуры принятия сетевых кодексов: замена процедуры комитологии процедурой принятия делегированных актов. По состоянию на июнь 2014 года соответствующий проект Регламента Европейского парламента и Совета ЕС об адаптации ряда нормативно-правовых актов, ссылающихся на процедуру комитологии (в том числе Регламента 715/2009), к применению статьи 290 Договора о функционировании ЕС касательно делегированных актов¹⁸, прошел этап рассмотрения Европейским парламентом¹⁹ и находится на первом чтении в Совете ЕС. Основными отличиями процедуры принятия делегированных актов от процедуры комитологии являются: отсутствие необходимости получения мнения специального комитета, право Европейского парламента и Совета ЕС возражать против принятия акта на любых основаниях и возможность отзыва полномочий Комиссии по принятию делегированных актов. Поскольку возможна ситуация, что смена применимой процедуры может произойти после начала процедуры комитологии в отношении определенного сетевого кодекса, указанный проект Регламента предусматривает «точку невозврата»: получение мнения специального комитета. Если мнение специального комитета в отношении сетевого кодекса уже получено, процедура комитологии подлежит применению в отношении данного кодекса, несмотря на то, что в целом произошел переход на процедуру принятия делегированных актов.

Какие «общеевропейские» сетевые кодексы и руководящие указания комиссии уже приняты и какие разрабатываются сейчас?

Принятые и разрабатываемые «общеевропейские» сетевые кодексы

По состоянию на июнь 2014 года Комиссией в ходе процедуры комитологии приняты только два «общеевропейских» сетевых кодекса, оба в форме регламента, — это упомянутые выше CAM NC (Се-

¹⁷ Council Decision 2006/512/EC of 17 July 2006 amending Decision 1999/468/EC laying down the procedures for the exercise of implementing powers conferred on the Commission. // OJ L 200, 22.7.2006. — P. 11.

¹⁸ COM(2013) 451 final. 2013/0218 (COD). Proposal for a Regulation of the European Parliament and of the Council adapting to Article 290 of the Treaty on the Functioning of the European Union a number of legal acts providing for the use of the regulatory procedure with scrutiny.

¹⁹ Decision by the European Parliament T7-0114/2014, 25.02.2014. Text tabled A7-0010/2014, text adopted P7_TA(2014)0114.



тевой кодекс о механизмах распределения транспортной мощности)²⁰ и BAL NC (Сетевой кодекс о балансировании газотранспортных сетей)²¹.

CAM NC был принят в октябре 2013 года, вступил в силу в ноябре 2013 года, а применяться начнет с ноября 2015 года. CAM NC предусматривает следующие основные правила:

- установлены процедуры аукционирования транспортной мощности в виде стандартных продуктов транспортной мощности (*standard capacity products*) в пунктах соединения (*interconnection points*)²² между системами «входа-выхода». Фактически это пункты соединения газотранспортных систем соседних государств-членов и, если в государстве-члене не одна система «входа-выхода», то пункты соединения систем внутри такого государства-члена;
- предусмотрено, что аукционирование должно осуществляться через ограниченное количество совместных платформ резервирования транспортной мощности (*joint booking platforms*). На данный момент действует только одна такая платформа — Европейская платформа транспортной мощности PRISMA²³, которая начала функционировать в апреле 2013 года в рамках досрочного применения CAM NC;
- определено 5 видов стандартных продуктов транспортной мощности в зависимости от их «длительности», которые предлагаются в ходе процедуры аукционирования, а именно: годовые, квартальные, месячные, суточные и в пределах суток. Годовой стандартный продукт транспортной мощности может быть забронирован максимум на 15 лет вперед, следовательно, с началом применения CAM NC максимальная продолжительность контрактов трансграничной транспортировки газа в ЕС составит 15 лет;
- установлены единицы измерения транспортной мощности: киловатт-час в час или киловатт-час в день;
- установлена длительность газового дня (*gas day*): с 5.00 до 5.00 следующего дня по единому координированному времени для зимнего периода времени и с 4.00 до 4.00 следующего дня по единому координированному времени для летнего периода времени;

²⁰ Commission Regulation No 984/2013 of 14 October 2013 establishing a Network Code on Capacity Allocation Mechanisms in Gas Transmission Systems and supplementing Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council // OJ L 273, 15.10.2013. — P. 5.

²¹ Commission Regulation (EU) establishing a Network Code on Gas Balancing of Transmission Networks. // OJ L 91, 27.3.2014, — P. 15.

²² См. «Трансграничные и интеграционные аспекты «общеевропейских» сетевых кодексов».

²³ См. подробнее: URL: <https://corporate.prisma-capacity.eu/web/start>

- предусмотрен комплекс мер, направленных на то, чтобы операторы газотранспортных систем предлагали рынку «максимальные» транспортные мощности системы с учетом необходимости сохранения ее целостности, обеспечения безопасности и эффективного функционирования;
- в отношении «прерываемой» транспортной мощности (*interruptible capacity*), определены правила ее предложения, распределения и последовательность прерывания. Определения «прерываемой» и «непрерываемой» транспортной мощности (*firm capacity*) приведены в Регламенте 715/2009;
- определены принципы предложения продукта «связанной» транспортной мощности (*bundled capacity product*), представляющего собой продукт, составляющими которого являются соответствующие транспортные мощности на входе и на выходе в отношении конкретного пункта соединения;
- предусмотрены условия создания виртуальных пунктов соединения (*virtual interconnection point*), объединяющие 2 и более пункта соединения между двумя соседними системами «входа-выхода». Такие виртуальные пункты соединения должны быть установлены не позднее ноября 2018 года.

В декабре 2013 года Комиссией был инициирован процесс внесения изменений в CAM NC. Изменения направлены на то, чтобы дополнить установленные правила распределения существующей транспортной мощности нормами о распределении дополнительной и новой транспортной мощности (*incremental and new capacity*). ENTSOG должен разработать проект указанных изменений до 31 декабря 2014 года, и в случае успешного прохождения процедуры комитологии, изменения должны быть приняты ориентировочно в конце 2015 года. Параллельно ENTSOG осуществляет разработку Сетевого кодекса о гармонизированных структурах тарифов на транспортировку газа («TAR NC»), которую планируется завершить также до 31 декабря 2014 года. Помимо прочего, TAR NC заменит собой положения CAM NC касательно тарифов на транспортировку газа. На данный момент первые версии обоих текстов, разработанные ENTSOG, опубликованы на сайте ENTSOG для консультации с участниками рынка в период с 30 мая по 30 июля 2014 года²⁴.

BAL NC был принят в марте 2014 года, вступил в силу в апреле 2014 года, а применяться начнет с октября 2015 года (т.е. данный сетевой кодекс применяться начнет раньше, чем CAM NC, хотя был принят позже, чем CAM NC). BAL NC предусматри-

²⁴ Изменения в CAM NC: URL: http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/incrementalcapacity/INC00168-14_140513_Amendment%20Proposal%20CAM%20NC_For%20Public%20Consultation.pdf; TAR NC: URL: http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/Tariffs/2014/TAR200-14_Initial%20Draft%20TAR%20NC_for%20consultation.pdf.



вает следующие основные правила: понятие зоны балансирования (*balancing zone*); правила балансирования посредством торговли краткосрочными стандартизированными продуктами (*short term standardised products*) с установленными характеристиками и услуг балансирования (*balancing services*), а также последовательность их использования (*merit order*); порядок направления номинаций и реноминаций; исчисление ежедневной платы за дисбаланс (*daily imbalance charge*); предоставление информации в адрес пользователей сети касательно закаченного и отобранного газа (*inputs and off-takes*).

На данный момент еще один «общеевропейский» сетевой кодекс — упомянутый выше INT NC (Сетевой кодекс о взаимодействии газотранспортных сетей и правилах обмена данными) — проходит процедуру комитологии. Текущая версия INT NC²⁵ устанавливает следующие основные правила: положения «по умолчанию» (*default rules*) для соглашений между соседними операторами газотранспортных систем в отношении определенного пункта соединения (*inter-connection agreement*); единицы измерения для давления, температуры и пр.; процесс взаимодействия между операторами газотранспортных систем с целью избежать ограничений в трансграничной торговле в связи с различиями в качественных характеристиках газа и в подходах к одоризации газа; правила в отношении обмена данными. Принятие INT NC ожидается в первой половине 2015 года.

Принятые руководящие указания Комиссии

По состоянию на июнь 2014 года Комиссия на основании статьи 23 Регламента 715/2009 приняла два пакета руководящих указаний, вносящие изменения в Приложение I к Регламенту 715/2009, оба в форме решения, — это Руководящие указания о прозрачности («*Transparency Guidelines*»)²⁶ и упомянутые выше SMP Guidelines (Руководящие указания о процедурах управления контрактными перегрузками)²⁷. Интересно отметить, что тем же решением, которым были приняты SMP Guidelines, были внесены некоторые изменения в *Transparency Guidelines*. Руководящие указания о доступе третьих лиц, также содер-

²⁵ Commission Regulation (EU) establishing a Network Code on Interoperability and Data Exchange Rules. — URL: http://www.entsog.eu/public/uploads/files/publications/INT%20Network%20Code/2013/ACERSubmission/INT0352_131218_Network%20Code_Network%20Code%20on%20Interoperability%20and%20Data%20Ex%20%20%20.pdf.

²⁶ Commission Decision of 10 November 2010 amending Chapter 3 of Annex I to Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the natural gas transmission networks // OJ L 293, 11.11.2010. — P. 67.

²⁷ Commission Decision of 24 August 2012 on amending Annex I to Regulation (EC) No 715/2009 of the European Parliament and of the Council on conditions for access to the natural gas transmission networks // OJ L 231, 28.8.2012. — P. 16.

жащиеся в Приложении I, не были изменены с момента принятия Регламента 715/2009.

Transparency Guidelines, применяющиеся с марта 2011 года, предусматривают перечень информации, подлежащей опубликованию операторами газотранспортных систем, в том числе: детальное описание предоставляемых услуг по транспортировке, их стоимость, различные договоры на транспортировку газа, а также информации касательно конкретных пунктов газотранспортной сети, например технической, за-контрактанной и доступной транспортной мощности в обоих направлениях газопотока. При этом с октября 2013 года такая информация должна быть опубликована на поддерживаемой ENTSOG Платформе прозрачности (*Transparency Platform*)²⁸.

SMP Guidelines, частично применяющиеся с октября 2013 года, устанавливают ряд механизмов для борьбы с контрактными перегрузками, т.е. ситуациями, когда спрос на непрерываемую транспортную мощность превышает техническую транспортную мощность. Такие ситуации препятствуют предоставлению пользователям сети доступа к газотранспортной системе, поскольку вся транспортная мощность является законтрактанной, хотя и используемой только частично. SMP Guidelines предусматривают применение следующих механизмов: продажи и обратного выкупа излишних транспортных мощностей (*oversubscription and buy-back*), «используй или теряй» в отношении непрерываемой транспортной мощности на конкретный газовый день (*firm day-ahead use-it-or-lose-it*), отказ от транспортной мощности (*surrender of capacity*) и долгосрочная мера «используй или теряй» в отношении систематически неиспользуемой транспортной мощности (*long-term use-it-or-lose-it*).

Какова цель «общеевропейских» сетевых кодексов и руководящих указаний Комиссии?

Европейский совет поставил цель завершить строительство единого энергетического рынка ЕС в 2014 года²⁹. Итоговая конфигурация единого газового рынка ЕС воплощена в Целевой модели газового рынка, которая была разработана Советом европейских энергетических регуляторов (CEER) в 2011 года и одобрена Мадридским форумом по регулированию рынка газа в марте 2012 года³⁰. В настоящее время осуществляется пересмотр данной Целевой модели³¹.

²⁸ См. подробнее: URL: <http://www.gas-roads.eu>

²⁹ Выводы заседания Европейского Совета 4 февраля 2011 года. — URL: https://www.consilium.europa.eu/uedocs/cms_data/docs/pressdata/en/trans/119253.pdf

³⁰ CEER Vision for a European Gas Target Model. Conclusions Paper. Ref: C11-GWG-82-03. 1 December 2011.

³¹ См., например, подробнее: URL: <http://www.acer.europa.eu/Media/Events/3rd-Gas-Target-Model-Stakeholders-Workshop/default.aspx>.



Не являющаяся юридически обязательным документом, Целевая модель газового рынка декларирует общую цель, достижению которой должны быть подчинены разрабатываемые на основании Регламента 715/2009 «обшеевропейские» сетевые кодексы и руководящие указания Комиссии. Как отмечает К. Яфимава, «хотя Целевая модель газового рынка не является юридически обязательным документом, нельзя недооценивать ее важность, поскольку она устанавливает общее видение ЕС в отношении будущего газового рынка, и поэтому логично предположить, что по мере развития данного рынка такое видение будет трансформировано в юридически обязательные документы»³².

В упрощенном виде целевая конфигурация газового рынка ЕС предполагает появление в ЕС совокупности региональных зон с наличием в каждой зоне торговой площадки — виртуального ликвидного «хаба», на котором будет осуществляться купля-продажа газа. Региональные зоны будут объединены друг с другом инфраструктурой, позволяющей транспортировать газ в прямом и обратном направлениях, а доступ к инфраструктуре будет основан на модели «вход-выход», в рамках которой мощности пунктов «входа» в соответствующую зону заказываются и оплачиваются отдельно от мощностей пунктов «выхода». Региональные зоны будут включать одно или несколько государств-членов. Основными критериями для создания региональных зон является объем потребления газа (не менее 20 млрд куб. м в год) и наличие, по меньшей мере, трех источников его поставки. В качестве моделей «хабов» будут использоваться уже существующие в ряде государств-членов газовые торговые площадки, например, британская National Balancing Point (NBP), нидерландская Title Transfer Facility (TTF) или немецкая NetConnect Germany (NCG). Поставщики и покупатели газа будут заключать на «хабах» спотовые (т.е. разовые) сделки, предполагающие поставку определенного объема газа сразу или в течение непродолжительного времени после заключения сделки.

Выводы

Приведенный выше анализ показал, что новые средства регулирования европейского газового рынка объединены общей концепцией, заложенной в Целевой модели газового рынка ЕС, и разрабатываются в едином направлении. Однако уже сейчас очевидны определенные проблемы, связанные с внедрением данных средств.

Во-первых, ясно, что поставленная Европейским советом цель завершения строительства единого газового рынка ЕС в 2014 году не будет выполнена, поскольку по состоянию на июнь 2014 года из 12 потенциальных «обшеевропейских» сетевых кодексов приняты только 2 (CAM NC и BAL NC). Принятие третьего «обшеевропейского» сетевого кодекса (INT NC) только ожидается в первой половине 2015 года. Разработка TAR NC и изменений в CAM NC будет завершена ENTSOG к концу 2014 года. Вопрос разработки остальных сетевых кодексов из списка, предусмотренного в статье 8(6) Регламента 715/2009, зависит от дальнейшей идентификации приоритетных направлений, ежегодно определяемых Комиссией.

Во-вторых, на поверхность вышла проблема потенциального дублирования правил, содержащихся в «обшеевропейских» сетевых кодексах и руководящих указаниях Комиссии, регулирующих одну и ту же сферу общественных отношений. Возможно возникновение избыточного и противоречивого регулирования газового рынка, усугубляемое тем, что принимаемые на уровне ЕС сетевые кодексы, хотя и должны быть сфокусированы исключительно на трансграничных и интеграционных аспектах, по факту выходят за эти рамки. Кроме того, усложняется процесс «поиска» необходимых норм, поскольку одни из них содержатся в обновляемом Приложении I к Регламенту 715/2009, а другие — в сетевых кодексах.

В-третьих, в том, что касается воздействия новых средств регулирования на отношения с третьими странами (включая Россию), следует сделать следующие основные выводы:

- пункты, соединяющие газотранспортные системы ЕС с газотранспортными системами третьих государств, могут подпасть под регулирование сетевых кодексов по решению национальных энергетических регуляторов государств-членов ЕС. Так, статья 2(1) CAM NC предусматривает, что по решению соответствующего национального регулирующего органа, CAM NC может применяться на пунктах входа из и пунктах выхода в газотранспортные системы третьих государств. Аналогичное положение предусмотрено в пункте 2.2.1(1) SMP Guidelines и в проекте TAR NC. Получается, что применение сетевого кодекса на стороне государства-члена ЕС оставлено на усмотрение национального регулирующего органа. При этом, что происходит на противоположной стороне не определено;
- по истечении срока действующих долгосрочных контрактов на транспортировку газа по территории ЕС заказчики газотранспортных услуг согласно требованиям CAM NC будут вправе бронировать транспортные мощности только на аукционе, при этом необходимо будет приобретать стандартные продукты транспортной мощности в

³² *Yafimava K.* The EU Third Package for Gas and the Gas Target Model: major contentious issues inside and outside the EU // The Oxford Institute for Energy Studies, April 2013. — P. 8.



каждом «пункте соединения». Это может повлечь: во-первых, увеличение стоимости транспортировки (при превышении спроса на мощности над предложением); во-вторых, значительное усложнение процедуры бронирования в ситуации, когда маршрут транспортировки проходит через несколько систем «входа-выхода» (что характерно для транспортировки российского газа, который в сравнении с газом иных стран-производителей пересекает большее количество границ);

- применение CMP Guidelines, в свою очередь, может привести к ситуации, когда вследствие

принудительного высвобождения «простаивающих» мощностей, покупатели газа по долгосрочным контрактам могут лишиться гибкости в номинировании требуемых им объемов, поскольку законтрактованные, но неиспользуемые мощности зачастую обеспечивают указанную гибкость. При этом нерешенным в CMP Guidelines оставлен вопрос о том, как распределяются финансовые риски между заказчиком, мощности которого «высвобождены», и теми заказчиками, которые эти мощности приобретают.

Каков экспортный потенциал газовой отрасли?



«Газпром» занимает уникальное место в глобальной энергетической отрасли, являясь мировым лидером по величине запасов и объемам добычи природного газа. По международным стандартам, доказанные и вероятные запасы Группы «Газпром» на 31 декабря 2013 года составляли 35,7 трлн м³ газа.

Газовые ресурсы «Газпрома» способны обеспечить наших партнеров на Западе и Востоке теплом и энергией на долгие десятилетия вперед. Идет непрерывная работа по разведке и вводу в эксплуатацию новых газовых залежей, девятый год подряд «Газпром» обеспечивает превышение прироста запасов «голубого топлива» над его добычей. Сегодня в портфель разрабатываемых Газпромом месторождений, помимо газовых кладо-вых Западной Сибири, входят недра Восточной Сибири, формирующие Иркутский и Якутский центры газодобычи. Эти две новые газовые провинции станут ресурсной базой для реализации «контракта века», подписанного с китайской стороной в мае 2014 года, в рамках которого более 1 трлн м³ газа будет поставлено на рынок Поднебесной. На очереди — интенсификация работ на сахалинском шельфе для обеспечения потребностей расширения СПГ-завода на

проекте «Сахалин-2» и строительства «Владивосток-СПГ», а в более отдаленной перспективе — арктический шельф, где скрыты колоссальные запасы нефти и газа. Словом, ресурсы для обеспечения экспортного потенциала огромны.

В прошлом году поставки природного газа Группы «Газпром» потребителям Европы достигли 162,7 млрд м³, что позволило компании занять 30%-ную долю на старейшем и главном для нас европейском рынке.

Спрос также внушает оптимизм. Потребности в природном газе у зарубежных клиентов в целевых для Газпрома регионах растут. Согласно консенсус-прогнозу, в перспективе до 2030 года спрос на газ в мире будет увеличиваться в среднем на 2% в год; мировое потребление газа достигнет 4,6 трлн м³ в годовом исчислении. По консенсус-прогнозам, к 2035 году Европе потребуется дополнительно 225 млрд м³ импортного газа. При этом азиатский рынок будет расти существенно быстрее, и практически удвоится к 2030 году.

Учитывая гигантские запасы, позволяющие с уверенностью говорить об обеспечении, по сути, любых потребностей наших клиентов, важно не забывать основной принцип долгосрочной торговли

газом: газ не будет добыт, пока он не продан. Новый газ не пойдет на экспорт до тех пор, пока не будут заключены обязывающие соглашения «купли-продажи» с нашими зарубежными партнерами. И только после принятия таких обязательств строятся газопроводы и начинается добыча. Сегодня компания располагает крупным портфелем контрактов на поставки трубопроводного газа в Европу и Китай, а также соглашениями на поставку СПГ — главным образом, азиатским потребителям. За счет этих долгосрочных соглашений Газпром привлекает финансирование под экспортные инфраструктурные проекты. Контракты служат гарантией, что построенные трубопроводы или СПГ-производства будут загружены, а компания-экспортер не понесет финансовых убытков. Благодаря таким соглашениям Газпром совместно с партнерами за последние десятилетия успешно реализовал масштабные трубопроводные проекты в Европе — морские газопроводы «Голубой поток» и «Северный поток», и в результате потребители в Турции и Западной Европе бесперебойно получают российское «голубое топливо», минуя транзитные страны.

*Официальная позиция
ООО «Газпром экспорт»*

Энергетическое Сообщество решило трансформироваться

Группа реагирования высокого уровня Энергетического Сообщества выпустила доклад «Энергетическому сообществу на будущее». Презентация доклада состоялась 11 июня 2014 года. Группа была создана решением Совета министров энергетики Энергетического Сообщества 24 октября 2013 года. Председателем Группы был назначен профессор Ежи Бузек, который в 1997-2001 был премьер-министром Польши.

Первая группа рекомендаций касается формирования единого энергетического рынка на основе законодательств и правил Евросоюза. Авторы доклада полагают, что транспонирование законодательства ЕС в национальные законодательства участников Энергетического Сообщества должно осуществляться по гибкому режиму с учетом социально-экономических условий, наличия инфраструктуры, имеющей соединения с инфраструктурой Евросоюза, размеры страны, действующие национальные нормы технического регулирования и т.п. Евросоюз должен оказывать финансовую помощь в создании объединенной инфраструктуры в зависимости от степени внедрения энергетического законодательства Евросоюза. Необходимо пересмотреть уровень экологических требований с учетом возможностей стран, не являющихся членами ЕС.

В Договор об учреждении Энергетического Сообщества Группа предлагает включить, помимо обязательства о свободном перемещении товаров, обязательства о свободе перемещения услуг, капитала и о свободе учреждения. Также предлагается имплементировать нормы ЕС, связанные с конкуренцией и государственной помощью в области энергетики, а также с правилами государственных закупок в государственном секторе (Директивы 2004/17/ЕС и 2004/18/ЕС).

Вторая группа рекомендаций доклада относится к созданию условий для осуществления инвестиций. Для этого должны быть осуществлены конкретные меры снижения рисков, повышения прозрачности и предсказуемости на рынках стран-участниц Энергетического Сообщества.

В целом группа оценивает существующие инвестиции как недоста-



точные. Необходимо совместное планирование для координации перехода к единому энергетическому рынку. Соответствующие разрешения должны выдаваться на максимально возможные сроки. Требуется облегчить инвестирование на двусторонней и многосторонней основе, а также со стороны международных финансовых институтов. Объем финансирования должен быть связан с соблюдением обязательств по Договору об учреждении Энергетического Сообщества. В части повышения надежности импорта газа следует создать малым предприятиям более благоприятные условия для участия в экспортно-импортных операциях. Целесообразно учреждение инструмента управления рисками при реализации энергетических проектов в Энергетическом Сообществе. В первую очередь должны устраняться риски нарушения договоров со стороны государственных органов, введение норм, имеющих обратную силу, введение дискриминационного налогообложения, отказ госструктур от ранее взятых обязательств, в том числе и финансовых.

Третья группа рекомендаций относится к порядку расширения Энергетического Сообщества. Предлагается выразить заинтересованность в участии в Договоре стран Восточного партнерства, Средиземноморья, Швейцарии и Норвегии. При этом необходимо отойти от требования «одинаковые сроки и обязательства для всех». Исправить на реальные установленные в настоящее время сроки имплементации энергетического законодательства ЕС. Можно ввести дополнительную градацию участников, например, ассоциированных членов Энергетического Сообщества, которые согласны

на соблюдение базовых принципов Договора. Статус «наблюдателя» рекомендуется сохранить, а от статуса «участника» — отказаться, оставив статус «члена Энергетического Сообщества».

Четвертая группа рекомендаций направлена на расширение и укрепление институтов Энергетического Сообщества и его членов с учреждениями, созданными в Евросоюзе для обеспечения функционирования Третьего энергетического пакета (ACER, TSOs, ENTSO-E, ENTSO-G).

Должна быть пересмотрена роль форумов в составе Энергетического Сообщества. Предлагается создать общеевропейские форумы. Роль гражданского общества и бизнеса должна быть усилена путем предоставления им статуса наблюдателя в Постоянной группе высокого уровня.

В докладе признается недостаточным уровень процедур, применяемых Энергетическим Сообществом для урегулирования споров, которые целесообразно заменить на создание суда, функционирующего по модели соответствующего суда Евросоюза. Также следует рассмотреть возможность введения системы финансовых санкций, применяемых за нарушения членами Энергетического Сообщества обязательств и принятых решений. Регулятор Энергетического Сообщества должен постепенно передавать свои функции и полномочия соответствующему институту Евросоюза, а именно ACER.

Доклад будет утвержден 23 сентября 2014 года на заседании Совета министров энергетики стран Энергетического Сообщества с участием Комиссара Евросоюза по энергетике. Для выполнения рекомендаций доклада Группа рекомендует подготовить дорожную карту к 1 апреля 2015 года.



Еще раз о европейских ценностях и роли международного права в газоэнергетическом диалоге Россия–ЕС*

Е.А. Типайлов, заместитель начальника отдела Юридического департамента ОАО «Газпром», магистр европейского права, кандидат политических наук

Аннотация: Настоящая статья анализирует политико-правовую природу энергетической политики Европейского союза и роль международного права в ней через призму разработанной в науке о международных отношениях «теории рационального выбора» (частного случая «теории игр») и на примере российско-европейского газоэнергетического диалога. В статье рассматриваются основные правовые инструменты (секторальное и антимонопольное регулирование газового рынка ЕС), используемые ЕС в двустороннем газовом сотрудничестве с Россией, анализируется соотношение европейского и международного права, а также представлены конкретные практические предложения по обеспечению интересов Российской Федерации в рамках рассматриваемого диалога.

Ключевые слова: газоэнергетический диалог, Российская Федерация, Европейский союз, теория рационального выбора, газовый рынок ЕС, Газпром, ОПАЛ, антимонопольное расследование, европейское право, международное право.

Once more on the European values and the role of the international law in Russia–EU energy dialogue*

E.A. Tipaylov, deputy head of Division of Legal department, OAO Gazprom, LL.M, Ph. D

Abstract: The article analyzes the political and legal nature of European energy policy and the role of international law in it through the theory of rational choice (particular case of «game theory») developed in international relations. The author uses Russia-EU energy dialogue as an example. The article further deals with basic legal instruments (sectoral and antitrust regulation of the EU gas market) used by the EU in the bilateral relations with Russia, the correlation of the European and international law. The article offers practical solutions aimed at protecting the interests of Russia in the considered dialogue.

Key words: energy dialogue, the Russian Federation, the European Union, theory of rational choice, EU gas market, Gazprom, OPAL, antitrust investigation, European law, international law.

УДК 34, 32



Даже не искушенный в политике наблюдатель мог неоднократно отмечать, что Европейский союз («ЕС») демонстрирует порой патологическую тягу указывать иностранным государствам на то, как они должны уважать и соблюдать различные нормы международного права.

Между тем внешнеполитические события, имевшие место в 2013 году и начале 2014 года в Европе (обыск самолета президента Боливии Э. Моралеса в Австрии в нарушение положений Конвенции о специальных

миссиях 1969 года¹, задержание российского дипломата в Нидерландах в нарушение норм Венской конвенции о дипломатических сношениях 1961 года², неприкрытое вмешательство ЕС и отдельных стран-членов ЕС во внутренние дела Украины путем поддержки так называемого «евромайдана» в нарушение положений Устава ООН 1948 года и целого ряда международных документов³, требование Европейской комиссии о пересмотре странами-членами ЕС отдельных межправительственных соглашений с Россией в

¹ Боливия назвала обыск самолета президента актом агрессии // BBC. Русская служба. 3.07.2013. — URL: http://www.bbc.co.uk/russian/rolling_news/2013/07/130703_rn_bolivia_plain_snowden.shtml

² Нидерланды извинились за задержание российского дипломата // РИА-НОВОСТИ. 9.10.2013. — URL: <http://www.ria.ru/world/20131009/968841316.html>

³ Белая книга нарушений прав человека и принципа верховенства прав человека на Украине // МИД РФ. 8.05.2014. — URL: [http://www.mid.ru/bdcmp/nsdgpch.nsf/03c344d01162d351442579510044415b/38fa8597760acc2144257ccf002beeb8/\\$FILE/Belaya%20Kniga.pdf](http://www.mid.ru/bdcmp/nsdgpch.nsf/03c344d01162d351442579510044415b/38fa8597760acc2144257ccf002beeb8/$FILE/Belaya%20Kniga.pdf)

* Настоящая статья отражает личную точку зрения автора и не является официальной позицией какой-либо организации или учреждения. This article represents personal view of the author and does not express an official position of any establishment or organization.



газовой сфере (в связи с их, по мнению Европейской комиссии, несоответствием праву ЕС) в нарушение положений Венской конвенции о праве международных договоров 1969 года⁴), побуждают еще раз взглянуть на истинное место международного права в системе политических ценностей Европы, а также переосмыслить роль применяемых в ЕС глобальных и региональных правовых механизмов обеспечения своих интересов.

В этом контексте особое звучание приобретает задача прикладного анализа содержания инструментов международного и европейского правового регулирования, как, например, положений Третьего энергетического пакета ЕС (ТЭП ЕС), антимонопольного права ЕС, правил ВТО и др. Анализ рисков и выработка четкой линии поведения в ходе применения данных инструментов является важной задачей для России и отечественных энергетических компаний.

ОАО «Газпром», как крупнейший партнер ЕС в газовой сфере, не является исключением в данном контексте и заинтересовано в недискриминационном применении норм международного и европейского права в рамках обеспечения своих прав и законных интересов на европейском рынке. Между тем, продолжающаяся трансформация регулятивной среды в ЕС и связанные с этим риски для участников рынка, заданный вектор развития судебной и административной практики институтов ЕС (Суда ЕС и Европейской комиссии), проводимое антимонопольное расследование деятельности Группы «Газпром» в ЕС, вступление России в ВТО в 2012 году, инициирование Российской Федерацией процедуры оспаривания в рамках механизма по разрешению споров в ВТО отдельных положений ТЭП ЕС, а также целый ряд других факторов лишь усиливают отмеченную заинтересованность.

Международное право или «закон джунглей»?

Мир проходит затяжную зону турбулентности в международных отношениях. Мировой финансово-экономический кризис, кризис модели глобального управления, конфликт между процессами продолжающейся экономической глобализации и политической регионализации, неопределенности в развитии энергетических рынков, противоречия между производителями и потребителями энергетических ресурсов, а также целый ряд других факторов глобальной политики и экономики повышают ценность согласованных правил игры — норм международного права.

⁴ South Stream bilateral deals breach EU law, Commission says // Euractiv. 4.12.2013. — URL: <http://www.euractiv.com/energy/commission-south-stream-agreemen-news-532120>; Oettinger takes lead in spat with Russia over South Stream // Euractiv. 13.12.2013. — URL: <http://www.euractiv.com/energy/south-stream-countries-get-advoc-news-532317>

Игнорирование международного права с высокой степенью вероятности приведет только к обострению вышеперечисленных проблем и торжеству модели «право силы» над моделью «сила права». Тем важнее становятся постоянные призывы руководства Российской Федерации («РФ») к странам Запада соблюдать нормы международного права и тем маргинальнее выглядят приведенные выше примеры европейского подхода к международному сотрудничеству. К сожалению, зачастую не является исключением из такого поведения и взаимодействие ЕС в энергетической сфере, о чем речь пойдет далее. Прежде, однако, необходимо сказать несколько слов о возможной фундаментальной природе европейского выбора такой маргинальной модели взаимодействия в двусторонних отношениях.

В теории международных отношений и международного права существует множество подходов к пониманию их сущности. Оставляя за скобками перечисление и рассмотрение всех этих подходов, мы остановимся лишь на достаточно популярных в академических кругах Запада концепциях реализма и рационализма. В частности, рассмотрим так называемую «теорию рационального выбора» (авторами теории являются американские профессора Эрик Познер и Джек Голдсмит, изложившие ее в труде «Пределы международного права»⁵), утверждающую, что международное право не является самостоятельным и самодостаточным ограничителем для государств, но выступает лишь средством формализации их национальных интересов.

«Теория рационального выбора», как частный случай так называемой «теории игр», объясняющей природу решений, принимаемых теми или иными субъектами различных отношений, заключается в следующем. Например, если государство А имеет суверенный интерес в увеличении объемов экспорта производимых им товаров в страну Б, и, если данный интерес никак не ограничен нормами международного права (например, эффективным механизмом разрешения торговых споров), то государство А может действовать в рамках торговых отношений с государством Б в соответствии с набором конкретных поведенческих сценариев.

Э. Познер и Д. Голдсмит условно выделяют следующие сценарии: **а) совпадение интересов; б) сотрудничество; в) взаимодействие; г) принуждение.** По мнению авторов, указанные сценарии охватывают собой все базовые конфигурации межгосударственных отношений, при этом выбор того или иного сценария никоим образом не обусловлен международно-правовыми предписаниями, а является сугубо ре-

⁵ Posner E., Goldsmith J. The Limits of International Law. Oxford University Press, 2005. — URL: <http://iuristebi.files.wordpress.com/2011/07/the-limits-of-international-law.pdf>



результатом реализации преобладающего интереса государства. **Совпадение интересов:** в данной конфигурации ни одно из двух государств в силу различных причин не заинтересовано в ограничении экспортного потенциала друг друга. **Сотрудничество:** в отличие от совпадения интересов при этой конфигурации между государствами А и Б нет прямой заинтересованности в развитии взаимного экспорта, однако, у обеих стран есть понимание, что приверженность политике развития взаимного экспорта и ритуальная поддержка такой приверженности в дальнейшем приведет к порядку во взаимной торговле, не позволив дестабилизировать торговлю между странами. В итоге государства ограничивают друг друга международно-правовыми предписаниями в целях получения долгосрочной выгоды от развития взаимного экспорта товаров. **Взаимодействие:** при внешней схожести с сотрудничеством, главным движущим фактором и одновременно ограничителем государств А и Б в торговле в рамках сценария взаимодействия является не желание получения долгосрочных преимуществ от развития экспорта, а угроза взаимного применения встречных торговых санкций, способных негативно повлиять на экспортные интересы друг друга. **Принуждение:** наконец, в рамках данного сценария государство А, обладающее какими-либо преимуществами либо недооценивающее ответные возможности государства Б, стремится в торгово-экономическом смысле реализовывать тактику принуждения государства Б по принятию условий своей экспортной политики, что может прямо противоречить интересам государства Б.

Таким образом, государства А и Б рассматривают нормы международного права исключительно как продукт своих национальных интересов, но не как ограничитель собственных действий, применяемый государствами в силу осознанной необходимости установить единые правила игры. Далее предлагаю через призму данной теории взглянуть на ключевые для энергетического сотрудничества России и ЕС европейские правовые механизмы — ТЭП ЕС и антимонопольное право ЕС.

Безусловно, проведенный ниже анализ будет рассматривать лишь одну грань газотранспортного взаимодействия РФ и ЕС (европейское секторальное и антимонопольное регулирование), причем через призму достаточно критически воспринятой в научном сообществе «теории рационального выбора», не претендуя на полноту анализа других факторов. Однако даже такой подход позволит по-новому взглянуть на природу и лучше понять содержание интересов и подход ЕС к газовому сотрудничеству с РФ, а, следовательно, позволит эффективнее формулировать содержание необходимых ответных действий для России и ОАО «Газпром» в рамках такого взаимодействия с ЕС.

Секторальное регулирование газового рынка ЕС

Характер решений, принимаемых ЕС в газовом секторе, в том числе во взаимоотношениях с третьими странами и их компаниями, в значительной степени определяется процессом либерализации газового рынка как частью политико-экономического процесса европейской интеграции. Либерализация европейского газового рынка направлена на создание конкурентного рынка природного газа путем гармонизации законодательства государств-членов ЕС в газовом секторе экономики (так называемый «секторальный подход»). В рамках этого процесса 3 сентября 2009 года в ЕС вступил в силу ТЭП ЕС — пять базовых документов, развивающих и дополняющих процесс либерализации энергетического рынка, начатый задолго до этого.

Одними из уже ставших хрестоматийных примеров секторального регулирования, непосредственно затрагивающих вопросы взаимодействия ЕС с иностранными государствами и их компаниями, являются статьи 9 и 11 (последнюю прозвали в экспертной среде — «газпромская оговорка») Третьей газовой директивы ЕС («Директива»)⁶. Статья 9 устанавливает требование к вертикально-интегрированным компаниям об имущественно-правовом разделении деятельности по производству и поставкам газа от его транспортировки и распределения. Статья 11 устанавливает особый порядок (усложненный и отличный от стандартной процедуры) сертификации газотранспортных операторов в ЕС, контролируемых энергетическими компаниями из третьих стран.

Следует особо подчеркнуть, что данные нормы еще при их разработке вызвали негативную оценку со стороны, в первую очередь, российских экспертов, поскольку в условиях, когда на рынке стран-членов ЕС ОАО «Газпром» на момент разработки ТЭП ЕС являлся и остается крупнейшим иностранным инвестором в газотранспортные активы стран-членов ЕС, подобные нормы не могут в международно-правовом смысле рассматриваться иначе как дискриминационные по отношению к ОАО «Газпром», экспроприационные (в части требования об имущественно-правовом распределении), а также непропорциональные.

Таким образом, в контексте «теории рационального выбора» как на стадии законотворческой разработки рассматриваемых норм, так и в последующем после их принятия, Европа (в том числе в рамках диалога с РФ и ОАО «Газпром») изначально выбрала модель законотворческого принуждения, не принимая во внимание факта международно-правовой

⁶ Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC // OJ, L 211/55, 14.8.2009.



неоднозначности этих инициатив, и, обосновывая свое решение сугубо собственными интересами и видением дальнейшего развития права ЕС.

В итоге политический интерес ЕС в создании «рынка потребителя» газа (отвечающего сугубо интересам ЕС и стран-членов ЕС) путем обеспечения полного регулятивного контроля за газовым рынком ЕС и ограничения влияния энергетических компаний (в первую очередь ОАО «Газпром») на рыночные процессы в газовом секторе ЕС возобладала над общепринятыми принципами и нормами международного права (например, уважением правомерных ожиданий инвестора или международной вежливостью), а также конкретными требованиями обязательных для ЕС и его стран-членов международно-правовых норм, например, положений статей 36 и 102 Соглашения о партнерстве и сотрудничестве между РФ и ЕС от 1994 года («СПС»)⁷ или положений двусторонних соглашений о поощрении и взаимной защите капиталовложений между РФ и странами-членами ЕС, которые были полностью проигнорированы европейской стороной.

Справедливости ради следует отметить, что, например, в целях возврата инвестиций статья 36 Директивы формально предоставляет участникам рынка возможность получить освобождение из-под требований, например, той же статьи 9 Директивы. Так, на фоне последовательно продолжающейся реализации ОАО «Газпром» проекта «Южный поток» представители Европейской комиссии активно заявляли о необходимости получения для данного проекта в его странах-участницах изъятий из-под требований Директивы (на базе положений статьи 36) в части имущественно-правового разделения, доступа третьих лиц и тарифного регулирования. Однако на практике даже такая возможность не может дать участникам газового рынка ЕС должных юридических гарантий.

В частности, не далее, чем 7 июля 2009 года, Европейская комиссия своим решением изменила первоначальное решение Федерального сетевого агентства ФРГ (немецкий регулирующий орган) от 25 февраля 2009 года о предоставлении изъятия для газопровода «ОПАЛ» (наземное продолжение газопровода «Северный поток» на территории ФРГ) из-под требований о доступе третьих лиц и тарифного регулирования в рамках тогда еще действовавшего Второго энергетического пакета ЕС⁸. Итогом такого пересмот-

ра стало введение ухудшающих (по сравнению с первоначальным решением немецкого регулирующего органа) положение ОАО «Газпром» как инвестора проекта «ОПАЛ» ограничительных требований об обязательной продаже 3 млрд куб. м газа в год на рынке Чехии («gas release program») и о невозможности использовать более 50% транзитных мощностей «ОПАЛ» без осуществления такой обязательной продажи газа.

Безусловно, принятие Еврокомиссией решения о пересмотре является ее легитимным правом и его никто не оспаривает. Однако следует особо подчеркнуть, что, в отличие от других формальных решений Европейской комиссии и/или национальных регуляторов стран — членов ЕС, в которых устанавливались схожие ограничения, решение, касавшееся «ОПАЛа», характеризуется тем, что:

1) указанные ограничения для «ОПАЛа» введены на один из самых продолжительных сроков — 22 года, и это при том, что в других решениях срок действия таких ограничений, как правило, не превышает 15 лет;

2) объем обязательства по продаже газа (3 млрд куб. м газа в год) является одним из самых больших подобных обязательств и на момент принятия Европейской комиссией решения по «ОПАЛу» в количественном эквиваленте составлял около трети ежегодного объема потребления газа на чешском рынке.

Таким образом, решение Европейской комиссии по «ОПАЛ» выбивается даже за рамки собственной практики и может быть расценено как непропорциональное и дискриминационное по отношению к ОАО «Газпром». По итогам работы в 2013 году межправительственной рабочей группы РФ и ЕС по проблеме использования газопровода «ОПАЛ» измененное первоначальное решение немецкого регулятора может быть пересмотрено⁹, если Европейская комиссия одобрит достигнутые договоренности. Очевидно, что данный пример также свидетельствует о высоких регулятивных рисках, которые могут возникать для участников газового рынка ЕС даже в случае получения ими — на уровне национальных регуляторов — изъятий из-под требований общего регулятивного режима ЕС для новых инфраструктурных проектов (включая, например, проект «Южный поток»), поскольку условия таких изъятий всегда могут быть пересмотрены Европейской комиссией.

В контексте «теории рационального выбора» решение Европейской комиссии о пересмотре первоначального решения немецкого регулирующего органа можно рассматривать как целенаправленное правоприменительное принуждение российской компании к принятию правил игры, противоречащих ее право-

⁷ Федеральный закон от 25 ноября 1996 г. № 135-ФЗ «О ратификации Соглашения о партнерстве и сотрудничестве, учреждающего партнерство между Российской Федерацией, с одной стороны, и Европейскими сообществами и их государствами-членами, с другой стороны» // Собрание законодательства РФ. 1996. № 49. Ст. 5494.

⁸ Decision of the Commission on OPAL pipeline of 12.06.2009. — URL: http://www.ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/doc/doc/gas/2009_opal_decision_de.pdf

⁹ Pending notifications of national exemption decisions. OPAL exemption revision. 9.04.2014. — URL: http://ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/doc/exemption_decisions.pdf



мерным интересам как инвестора, а также положениям международного и европейского права (например, требованию о пропорциональности, отдельным нормам ГАТТ и ГАТС, требованию справедливого и равноправного отношения, закрепляемого в положениях соглашений о поощрении и взаимной защите капиталовложений).

Также следует обратить внимание на практику Суда ЕС, который в качестве последней инстанции оказывает существенное влияние на то, какой модели будет придерживаться ЕС во взаимоотношениях с участниками рынка в тех или иных секторах регулирования, включая газовую сферу.

Так, 22 октября 2013 года Суд ЕС принял значимое решение о допустимости отдельных нарушений фундаментальных прав физических и юридических лиц в ЕС, являющихся следствием имплементации требований европейского права в странах-членах ЕС. В частности, в своем объединенном решении C-105/12, C-106/12 and C-107/12 *Staat der Nederlanden / Essent NV, Essent Nederland BV, Eneco Holding NV, Delta NV*¹⁰ Суд ЕС подтвердил возможность того, что имплементация предусмотренных Второй газовой директивой требований о разделении (*unbundling*), содействующем целям поддержания конкуренции на энергетическом рынке ЕС, защите интересов европейских потребителей и обеспечению безопасности энергетических поставок в ЕС, может рассматриваться как достаточное основание для ограничения свободы движения капитала (статья 63 Договора о функционировании ЕС («ДФЕС»))¹¹ и права собственности (статья 345 ДФЕС). Данное решение было принято в связи с оспариванием голландскими компаниями нормативно-правовых актов, имплементировавших требования Второго энергетического пакета ЕС в национальное законодательство Нидерландов.

На базе данного решения можно сделать вывод о том, что с высокой степенью вероятности в случае обжалования кем-либо последствий имплементации требований ТЭП ЕС, в частности, требования об имущественно-правовом разделении (которое в международно-правовом смысле можно рассматривать как пример косвенной экспроприации) в судебной системе ЕС как нарушающего, например, право собственности и свободу движения капитала для владельцев газотранспортной инфраструктуры в ЕС, Суд ЕС может признать такие нарушения допустимыми согласно европейскому праву. Как результат, такая судебная практика будет снижать предсказуемость ре-

гулирования, усиливая инвестиционные риски и не давая иностранному и европейскому бизнесу рассчитывать на пропорциональный и недискриминационный подход при оценке их деятельности на газовом рынке ЕС.

Таким образом, в контексте «теории рационального выбора» этот пример позволяет говорить и о том, что Суд ЕС в случае гипотетического анализа положений ТЭП ЕС, касающихся вопросов газового сотрудничества РФ и ЕС, вероятно, будет придерживаться модели судебного принуждения даже с учетом неоднозначности возможной позиции Суда ЕС в международно-правовом смысле.

Во всех приведенных выше примерах, прямо или косвенно затрагивающих взаимодействие РФ и ЕС в газовой сфере, в целях достижения своих политических и экономических интересов ЕС последовательно придерживался модели принуждения (законотворческого, правоприменительного и судебного). Безусловно, можно апеллировать к тому, что право ЕС на то или иное содержание законотворческой, административной или судебной практики регулирования отношений в газовой сфере является его естественной прерогативой и, следовательно, преимуществом ЕС в любых отношениях с иностранными компаниями и государствами. Однако, даже если исходить из данного тезиса, то, во-первых, никто не отменял обязательств ЕС и его стран-членов в рамках международного права, а во-вторых, при всем желании ни один из приведенных выше примеров секторального регулирования или судебной практики по своему содержанию с очевидностью нельзя отнести в рамках «теории рационального выбора» к описанным выше моделям совпадения интересов, сотрудничества или даже взаимодействия, поскольку содержательная тональность статей 9 и 11, как и во многом всей Директивы, игнорирование ЕС аргументов российской стороны о международно-правовой противоречивости ТЭП ЕС, а также последовательное требование от участников газового рынка, включая ОАО «Газпром», строгого выполнения предписаний ТЭП ЕС, являются наглядными свидетельствами политики принудительного регулирования, проводимой ЕС в газовой сфере.

Антимонопольное регулирование газового рынка ЕС

Антимонопольное право ЕС, помимо секторального регулирования, является еще одним инструментом влияния ЕС на политику газоэнергетического взаимодействия с зарубежными компаниями и государствами и средством обеспечения своих политических и экономических интересов. Для российско-европейских отношений антимонопольный фактор приобрел особое звучание в 2011 году, когда Европейская комиссия

¹⁰ Case *Staat der Nederlanden v Essent NV (C-105/12), Essent Nederland BV (C-105/12), Eneco Holding NV (C-106/12) and Delta NV (C-107/12)*. Judgment of the Court (Grand Chamber) of 22.10.2013. — URL: <http://curia.europa.eu/juris/celex.jsf?celex=62012CJ0105&lang1=en&type=TEXT&ancre=>

¹¹ Consolidated version of the Treaty on the Functioning of the European Union // OJ. C 83/47. [2010].



провела необъявленные проверки в офисах европейских компаний Группы «Газпром» в странах Центральной и Восточной Европы на предмет соблюдения ими требований антимонопольного права ЕС, начав тем самым одно из наиболее резонансных и одиозных антимонопольных расследований последних лет.

Как неоднократно подчеркивалось в публичных заявлениях представителей российской власти в 2011 году, это расследование было начато в одностороннем порядке и без предварительного уведомления российской стороны, как это предписано международно-правовыми положениями, закрепленными в статье 102 СПС. Пример такого игнорирования ЕС собственных международно-правовых обязательств также свидетельствует в пользу возможной приверженности модели принуждения в рамках сотрудничества ЕС с РФ в газовой сфере, затрагивающего вопросы антимонопольного регулирования.

Кроме того, в отсутствие двустороннего международного соглашения между РФ и ЕС по соответствующим вопросам сотрудничества в сфере конкуренции (как, например, Соглашение между ЕС и США о сотрудничестве по вопросам конкуренции от 1991 года¹²), проведение проверок в 2011 году и начало формальной стадии расследования в 2012 году в отношении Группы «Газпром» актуализирует проблему экстерриториального действия европейского антимонопольного права и ставит вопрос о соблюдении европейской стороной ряда фундаментальных принципов международного права (например, пропорциональности и недискриминации, невмешательства и международной вежливости, суверенитета над природными ресурсами и т. д.), что снова позволяет говорить о тяготении ЕС к методу принудительного регулирования газового рынка ЕС, используя инструменты антимонопольного права.

Принципиально также отметить подход Европейской комиссии и Суда ЕС к толкованию и применению положений антимонопольного права ЕС, в частности, статьи 102 ДФЭС (злоупотребление доминирующим положением), в нарушении которой подозревается Группа «Газпром».

Например, в административной практике антимонопольного регулирования по целому ряду вопросов Европейская комиссия обладает существенной гибкостью (дискрецией) в части юридического обоснования наличия тех или иных нарушений в рамках статьи 102 ДФЭС. Данная гибкость дает возможность Европейской комиссии в зависимости от конкретной ситуации направлять процесс административного разбирательства в приемлемое для себя русло, используя экономические и юридические кон-

цепции, доказывающие наличие того или иного неконкурентного действия.

Так, одним из ключевых подозрений Европейской комиссии в отношении Группы «Газпром» в рамках продолжающегося антимонопольного расследования является подозрение в недобросовестном ценообразовании на рынке стран Центральной и Восточной Европы. Между тем, по состоянию на текущий момент правоприменительная практика Европейской комиссии и судебная практика Суда ЕС в отношении ценовых злоупотреблений в рамках статьи 102 ДФЭС не дает четкого ответа на вопрос о том, какую конкретно «теорию вреда» (логическая модель, описывающая как поведение участника рынка может ограничивать конкуренцию — применяется для доказательства нарушений антимонопольного права) будет использовать Европейская комиссия в том или ином расследовании, обосновывая, что конкретная ценовая модель нарушает положения статьи 102 ДФЭС.

Другим примером широты дискреционных (т.е. осуществляемых по собственному усмотрению) полномочий Европейской комиссии является практика определения в рамках антимонопольных расследований так называемого «применимого рынка» (географического и товарного). Концепция «применимого рынка» является обязательным элементом при доказывании Европейской комиссией доминирующего положения того или иного участника рынка. На сегодняшний день Европейская комиссия в своей практике не предложила четких критериев для определения применимого географического рынка импорта газа, имеющего принципиальное значение для любого экспортера природного газа в ЕС в контексте антимонопольного регулирования.

Очевидно, что отсутствие ясности относительно того, как Европейская комиссия будет применять положения антимонопольного права, создает ситуацию регулятивной неопределенности для участников газового рынка, повышая для них коммерческие риски и заставляя последних вспомнить известную формулу: «закон — что дышло: куда повернул, туда и вышло». Данные примеры антимонопольного регулирования нельзя с очевидностью отнести к той или иной модели в рамках рассматриваемой «теории рационального выбора», однако, сама по себе такая гибкость может быть использована Европейской комиссией как инструмент регулятивного давления на участников европейского газового рынка, включая ОАО «Газпром».

Международное право и право ЕС

Резюмируя анализ отдельных правовых механизмов ЕС, нельзя обойти стороной другой важный вопрос европейского регулирования газового рынка — проблему выстраивания иерархии норм европейского

¹² Agreement between the Government of the United States of America and the Commission of the European Communities regarding the application of their competition law // OJ. L 95. 27.04.1995. — P. 47–52.



и международного права в практике институтов ЕС. В частности, не вдаваясь в детали международно-правового анализа практики Суда ЕС по вопросу соотношения между собой норм европейского права и международного права, в схематичной и краткой форме можно выделить следующее.

С одной стороны, первоначально позиция Суда ЕС (например, в решении по делу AETR¹³) основывалась на том, что страны-члены Евросоюза могут быть признаны нарушившими свои обязательства по праву ЕС, если положения международных договоров таких государств с третьими странами не соответствуют действующим нормам права ЕС.

С другой стороны, Суд ЕС также закрепил (например, в решениях по делам T. Port или Commission vs. Slovakia¹⁴), что согласно пункту 1 статьи 307 Договора о ЕС (действующей статьи 351 ДФЕС) в отношении международных договоров, действовавших на момент вступления стран в ЕС, международно-правовые обязательства стран-членов ЕС должны иметь приоритет перед европейским правом (в соответствии с принципом международного права *pacta sunt servanda*).

Тем не менее, в своих других решениях (например, по делам Commission vs. Republic of Austria, Commission vs. Kingdom of Sweden и Commission vs. Republic of Finland¹⁵) Суд ЕС фактически сдвинул акцент в вопросе соотношения юридической силы норм международного права и права ЕС в сторону приоритета обязательств по праву ЕС. В частности, в данных и других решениях Суд ЕС усилил требование пункта 2 статьи 307 Договора о ЕС (действующей статьи 351 ДФЕС) — о необходимости приведения странами — членами ЕС своих международно-правовых обязательств в соответствие с нормами права ЕС, невзирая на подтвержденный им ранее принцип *pacta sunt servanda*.

Очевидно, что в контексте рассматриваемой «теории рационального выбора» подобная судебная практика не может оцениваться иначе, как тяготеющая в долгосрочном отношении к модели «принуждения», существенно увеличивая различные риски для иностранных участников европейского газового рынка, поскольку действующие международно-правовые обязательства ЕС и стран-членов ЕС в условиях жесткого секторального и антимонопольного регулиро-

вания газового рынка часто остаются последним правовым средством защиты интересов для данных участников рынка.

В ценностном отношении подобная судебная практика еще раз свидетельствует о том фундаментальном выборе в пользу модели принуждения в вопросах регулирования газового сектора ЕС (причем не только в отношении компаний из третьих стран, но также и в отношении европейских компаний), который ЕС, похоже, уже окончательно сделало, по крайней мере, в рамках текущего этапа процесса европейской интеграции.

Именно этот подход Европейская комиссия пытается реализовать в контексте обсуждения ЕС и РФ вопросов реализации проекта «Южный поток», где она настаивает на приведении в соответствие с требованиями европейского права положений межправительственных соглашений РФ с отдельными странами-членами ЕС. В основе такого подхода снова лежат политические интересы ЕС, которые в данном случае заключаются в необходимости создания в ЕС жестких правил игры на энергетическом рынке Европы, четко обеспечивающих европейские политические и экономические интересы, а также европейское видение процесса регулирования энергетического сектора ЕС, и которые не допускают возможности их изменения даже в случае конфликта положений европейского права с положениями международного права.

Выводы и рекомендации

Проведенный выше анализ некоторых аспектов правового регулирования ЕС собственного газового рынка прямо и косвенно свидетельствует о следующем.

1. Европейский газотранспортный рынок является в высшей степени зарегулированной системой (чего только стоит в рамках секторального регулирования газового рынка требование ТЭП ЕС о разработке и принятии целого ряда Сетевых кодексов ЕС), которая несколько не уступает в уровне административного вмешательства в процесс регулирования, к примеру, столь критикованной Западом системе управления, существовавшей в СССР.

2. Европейское право позволяет ЕС использовать широкий спектр различных механизмов регулирования газовой сферы и обеспечения своих интересов в рамках энергетического сотрудничества с иностранными компаниями и государствами.

3. В контексте «теории рационального выбора» практика применения указанных механизмов на законодательном, правоприменительном и судебном уровнях свидетельствует о выборе ЕС в пользу описанной выше модели принуждения в рамках взаимодействия с иностранными государствами и их компаниями в газовой сфере, включая РФ и ОАО «Газпром».

¹³ Case 22-70. Commission of the European Communities v Council of the European Communities. European Agreement on Road Transport. Judgment of the Court of 31.03.1971. — URL: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:61970CJ0022>

¹⁴ Case C-264/09 European Commission v. Slovak Republic. Judgement of the Court (First Chamber) of 15.11.2011 // OJ. C 319/2. [2011].

¹⁵ Cases C-205/06 Commission vs. Republic of Austria, C-249/06 Commission vs. Kingdom of Sweden, C-118/07 Commission vs. Republic of Finland.



4. В системе политико-правовых стандартов ЕС такой выбор вместе с практикой применения рассмотренных регулятивных механизмов ЕС предопределяют фактически подчиненное положение международного права по отношению к праву ЕС, что, безусловно, может не признаваться публично и *de-jure* отрицаться Европой, но *de-facto* имеет место.

5. Вопреки декларируемому ЕС партнерскому характеру отношений с РФ и ОАО «Газпром» в газовой сфере, ЕС стремится настойчиво реализовывать модель принуждения, зачастую игнорируя соответствующие международно-правовые обязательства ЕС и стран-членов ЕС.

6. Все указанные выше выводы свидетельствуют о стремлении ЕС создать в Европе «рынок потребителя», игнорирующий баланс интересов производителей и потребителей газа и навязывающий производителям энергетических ресурсов условия регулирования газового рынка ЕС, отвечающие исключительно интересам европейских потребителей газа.

7. Выбор ЕС в пользу модели принуждения сделан несмотря на то, что ЕС имеет достаточные юридические возможности для того, чтобы в рамках действующей системы права ЕС адаптировать в контексте концепции «рационального выбора» модель своего поведения к требованиям международного права.

Следует особо подчеркнуть, что представленные в настоящем анализе примеры европейского регулирования — лишь небольшая часть конкретных примеров, которые могут быть приведены в поддержку сделанных выводов.

Безусловно, представители европейского, а, возможно, и российского экспертного сообщества могут не разделять представленную позицию и выводы и даже могут представить вполне обоснованные контраргументы (конструктивная критика только приветствуется), однако, это несколько не умаляет отмеченных очевидных фактов, которые в совокупности, как минимум, должны побуждать РФ и ОАО «Газпром» продолжать всесторонний анализ российско-европейского газозенергетического сотрудничества и пытаться внедрять новые решения в газозенергетический диалог РФ и ЕС, отражающие интересы РФ и ОАО «Газпром», а также устраняющие новые риски, возникающие в связи с текущей моделью регулятивной политики ЕС.

В целом, данные выводы позволяют охарактеризовать прогноз развития двусторонних отношений РФ и ЕС в газовом секторе как неблагоприятный (особенно на фоне украинского кризиса), хотя возможности для улучшения этих отношений, безусловно, сохраняются. С учетом этого считаю целесообразным для РФ и ОАО «Газпром» рассмотреть возможность реализации следующих мер, направленных на обеспечение их интересов.

1. Укрепление РФ своих позиций в качестве лидера в вопросе защиты действующего международно-правового порядка. В этом контексте одним из приоритетов для РФ может стать разработка комплексной программы поддержки международного права, направленной на формирование соответствующего общественного отношения в мире к этой проблеме.

2. Последовательное требование РФ от ЕС и стран-членов ЕС соблюдения своих международно-правовых обязательств (в том числе по причине того, что право ЕС является лишь неотъемлемой частью международного права) с применением при необходимости всех доступных средств международно-правовой и политической защиты своих прав и законных интересов в случае их нарушения.

3. Организация РФ работы по анализу и последующей разработке необходимых правовых мер, направленных на решение проблемы экстерриториального действия права зарубежных стран и наднациональных образований, оказывающей негативное влияние на деятельность российских компаний за рубежом, включая страны-члены ЕС.

4. Активное развитие РФ собственного полюса международно-правового регулирования ТЭК на пространстве формирующегося Евразийского союза, учитывающего выявленный приоритет модели принуждения в политике ЕС по вопросам газового сотрудничества, а также практику последовательного экспорта ЕС своих энергетических правил за пределы ЕС (например, в страны Энергетического сообщества).

5. Развитие и применение права Евразийского союза как конкурентной альтернативы праву ЕС и как возможной основы для создания в будущем обсуждаемого между РФ и ЕС проекта единого пространства от Лиссабона до Владивостока (так называемой «Большой Европы»), построенного на принципах равноправия и уважения взаимных интересов сторон.

6. Учреждение и проведение РФ и российскими энергетическими компаниями совместно с государствами-участниками процесса евразийской интеграции и их энергетическими компаниями ежегодного экспертного форума «ТЭК Евразии», направленного на обсуждение актуальных проблем и поиск практических решений по проблематике формирования единого энергетического пространства в рамках создающегося Евразийского союза.

7. Продолжение активной работы по выходу ОАО «Газпром» на новые рынки (главным образом, на рынки стран Азиатско-Тихоокеанского региона).

8. Активное развитие и использование потенциала и возможностей Форума стран экспортеров газа, а также двустороннего взаимодействия с иностранными производителями газа в целях консолидированной защиты прав производителей и поставщиков газа на мировых газовых рынках, включая рынок ЕС.



9. Расширение ОАО «Газпром» деятельности по анализу регулятивных рисков на рынках своего присутствия и на потенциальных новых рынках (например, в Китае), а также по сценарному прогнозированию развития газовых рынков. Применение новейших методологий сценарного анализа, активно внедряемых всеми ведущими энергетическими корпорациями мира, позволит ОАО «Газпром» повысить предсказуемость сотрудничества и снизить коммерческие и управленческие риски за счет повышения эффективности принимаемых на базе такого анализа решений.

Резюмируя, хочется подчеркнуть, что сотрудничество в газовой сфере — это дорога с двусторонним движением, и Европа никогда не должна забывать об этом. При этом любые попытки ЕС нивелировать значение международного права в угоду собственным политическим и экономическим интересам в будущем будут только создавать дополнительную напряженность в отношениях и усиливать взаимные риски для России и ЕС в рамках продолжающегося газотранспортного диалога.

Источники:

1. Боливия назвала обыск самолета президента актом агрессии // BBC. Русская служба. 3.07.2013. — URL: http://www.bbc.co.uk/russian/rolling_news/2013/07/130703_rn_bolivia_plain_snowden.shtml
2. Нидерланды извинились за задержание российского дипломата // РИА-НОВОСТИ. 9.10.2013. — URL: <http://www.ria.ru/world/20131009/968841316.html>
3. Белая книга нарушения прав человека и принципа верховенства прав человека на Украине // МИД РФ. 8.05.2014. — URL: [http://www.mid.ru/bdcmp/nsdgpch.nsf/03c344d01162d351442579510044415b/38fa8597760acc2144257ccf002beeb8/\\$FILE/Belaya%20Kniga.pdf](http://www.mid.ru/bdcmp/nsdgpch.nsf/03c344d01162d351442579510044415b/38fa8597760acc2144257ccf002beeb8/$FILE/Belaya%20Kniga.pdf)
4. South Stream bilateral deals breach EU law, Commission says // Euractiv. 4.12.2013. — URL: <http://www.euractiv.com/energy/commission-south-stream-agreemen-news-532120>
5. Oettinger takes lead in spat with Russia over South Stream // Euractiv. 13.12.2013. — URL: <http://www.euractiv.com/energy/south-stream-countries-get-advoc-news-532317>
6. Posner E., Goldsmith J. The Limits of International Law. Oxford University Press, 2005. — URL: <http://www.iuristebi.files.wordpress.com/2011/07/the-limits-of-international-law.pdf>
7. Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC // OJ, L 211/55, 14.8.2009.
8. Федеральный закон от 25 ноября 1996 г. № 135-ФЗ «О ратификации Соглашения о партнерстве и сотрудничестве, учреждающего партнерство между Российской Федерацией, с одной стороны, и Европейскими сообществами и их государствами-членами, с другой стороны» // Собрание законодательства РФ. 1996. № 49. Ст. 5494.
9. Decision of the Commission on OPAL pipeline of 12.06.2009. — URL: http://www.ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/doc/doc/gas/2009_opal_decision_de.pdf
10. Pending notifications of national exemption decisions. OPAL exemption revision. 09.04.2014. — URL: http://www.ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/doc/exemption_decisions.pdf
11. Case Staat der Nederlanden v Essent NV (C-105/12), Essent Nederland BV (C-105/12), Eneco Holding NV (C-106/12) and Delta NV (C-107/12). Judgment of the Court (Grand Chamber) of 22.10.2013. — URL: <http://www.curia.europa.eu/juris/celex.jsf?celex=62012CJ0105&lang1=en&type=TEXT&ancre=>
12. Consolidated version of the Treaty on the Functioning of the European Union // OJ. C 83/47. [2010].
13. Agreement between the Government of the United States of America and the Commission of the European Communities regarding the application of their competition law // OJ. L 95. 27.04.1995. — P. 47–52.
14. Case 22-70. Commission of the European Communities v Council of the European Communities. European Agreement on Road Transport. Judgment of the Court of 31.03.1971. — URL: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:61970CJ0022>
15. Case C-264/09 European Commission v. Slovak Republic. Judgement of the Court (First Chamber) of 15.11.2011 // OJ. C 319/2. [2011].
16. Cases C-205/06 Commission vs. Republic of Austria, C-249/06 Commission vs. Kingdom of Sweden, C-118/07 Commission vs. Republic of Finland.

References:

1. Bolivia called the search of the plane an act of aggression // The BBC. Russian service. 3.07.2013. — URL: http://www.bbc.co.uk/russian/rolling_news/2013/07/130703_rn_bolivia_plain_snowden.shtml
2. The Netherlands apologized for the detention of the Russian diplomat // RIA-NOVOSTI. 9.10.2013. — URL: <http://www.ria.ru/world/20131009/968841316.html>
3. The White book of human rights violation and the principle of supremacy of human rights in Ukraine // MID RF. 8.05.2014. — URL: [http://www.mid.ru/bdcmp/nsdgpch.nsf/03c344d01162d351442579510044415b/38fa8597760acc2144257ccf002beeb8/\\$FILE/Belaya%20Kniga.pdf](http://www.mid.ru/bdcmp/nsdgpch.nsf/03c344d01162d351442579510044415b/38fa8597760acc2144257ccf002beeb8/$FILE/Belaya%20Kniga.pdf)
4. South Stream bilateral deals breach EU law, Commission says // Euractiv. 04.12.2013. — URL: <http://www.euractiv.com/energy/commission-south-stream-agreemen-news-532120>



5. Oettinger takes lead in spat with Russia over South Stream // Euractiv. 13.12.2013. — URL: <http://www.euractiv.com/energy/south-stream-countries-get-advoc-news-532317>
6. Posner E., Goldsmith J. The Limits of International Law. Oxford University Press, 2005. — URL: <http://www.iuristebifiles.wordpress.com/2011/07/the-limits-of-international-law.pdf>
7. Directive 2009/73/EC of the European Parliament and of the Council of 13 July 2009 concerning common rules for the internal market in natural gas and repealing Directive 2003/55/EC // OJ, L 211/55, 14.8.2009.
8. Federal law № 135-FZ on the ratification of the Partnership and cooperation agreement, establishing partnership between the Russian Federation, as one party, and the European Union and its Member states, as the other party, of November, 25, 1996 // Collected legislation of the Russian Federation. 1996. N 49. Art. 5494.
9. Decision of the Commission on OPAL pipeline of 12.06.2009. — URL: http://www.ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/doc/doc/gas/2009_opal_decision_de.pdf
10. Pending notifications of national exemption decisions. OPAL exemption revision. 09.04.2014. — URL: http://www.ec.europa.eu/energy/infrastructure/exemptions/doc/exemption_decisions.pdf
11. Case Staat der Nederlanden v Essent NV (C-105/12), Essent Nederland BV (C-105/12), Eneco Holding NV (C-106/12) and Delta NV (C-107/12). Judgment of the Court (Grand Chamber) of 22.10.2013. — URL: <http://www.curia.europa.eu/juris/celex.jsf?celex=62012CJ0105&langl=en&type=TXT&ancre=>
12. Consolidated version of the Treaty on the Functioning of the European Union // OJ. C 83/47. [2010].
13. Agreement between the Government of the United States of America and the Commission of the European Communities regarding the application of their competition law // OJ. L 95. 27.04.1995. — P. 47–52.
14. Case 22-70. Commission of the European Communities v Council of the European Communities. European Agreement on Road Transport. Judgment of the Court of 31.03.1971. — URL: <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/TXT/?uri=CELEX:61970CJ0022>
15. Case C-264/09 European Commission v. Slovak Republic. Judgement of the Court (First Chamber) of 15.11.2011 // OJ. C 319/2. [2011].
16. Cases C-205/06 Commission vs. Republic of Austria, C-249/06 Commission vs. Kingdom of Sweden, C-118/07 Commission vs. Republic of Finland.



Международная научно-техническая кооперация в нефтегазовом комплексе: подходы к стратегическому планированию

М.В. Кротова, кандидат экономических наук, доцент, старший научный сотрудник ФГБУН «Институт народно-хозяйственного прогнозирования»

Аннотация: Поиск баланса между исторически обусловленными национальными особенностями Российской экономики, с одной стороны, и общими закономерностями научно-технического развития в глобализующемся мире, с другой – невозможен без формирования системы научно-технической кооперации. На основании обобщения ряда исследований, автор данной статьи представляет один из возможных подходов к выработке стратегии международной научно-технической кооперации для компаний нефтегазового комплекса России в современных условиях.

Ключевые слова: международное научно-техническое сотрудничество, международная научно-техническая кооперация, ЕС, Китай, Иран, Ближний Восток, Латинская Америка, инновации, технологический процесс, технологический способ.

International scientific and technology cooperation: a new approach to strategic planning for Russian oil and gas companies

M.V. Krotova, Senior Research Associate, Institute of Economic Forecasting, Russian Academy of Sciences, PhD

Abstract: the Search for balance between the historically conditioned by the national peculiarities of the Russian economy, on the one hand, and General regularities of scientific and technological development in a globalizing world, on the other – is impossible without international scientific-technical cooperation. On the basis of generalization of some researches, the author of this article is one possible approach to strategy-making international scientific-technical cooperation for oil and gas industries of modern Russia.

Key words: international scientific-technical cooperation, the international scientific-technical cooperation, the EU, China, Iran, the middle East, Latin America, innovations, technological process, technological way.

УДК 339.9



С международно-правовой точки зрения, источниками правового регулирования международного научно-технического сотрудничества [2] выступают документы Конференции ООН по науке и технике в целях развития. В период подготовки к ней, в середине 1970-х годов, была разработана классификация научно-технической деятельности,

определяющая следующие ее виды:

- разработка научно-технической политики;
- выбор и оценка технологий;
- передача и разработка технологий;
- стандартизация и метрология;
- взаимодействие между производителями и потребителями научно-технических знаний;

- применений технологий и выполнение проектов;
- использование систем информации;
- популяризация науки и техники;
- подготовка научных кадров.

По юридическому статусу субъектов сотрудничества различают межправительственное научно-техническое сотрудничество, согласно межгосударственным договорам, участниками которых являются государства и правительства; и неправительственное научно-техническое и технологическое сотрудничество, инициаторами создания которых являются неправительственные организации.

По формам и объектам сотрудничества также выделяются [2]:

- координация — выработка государствами общей политики, результатом которой являются международные программы в сфере совместной научно-технической деятельности;
- ассоциация, объединение государств с широкими внешними связями в научно-технической области,



например научные объединения в рамках Британского Содружества наций;

- гармонизация — международно-правовой акт, преследующий цель гармонизации, устанавливает принципы деятельности, осуществляемой под эгидой международных организаций, например технологическая программа ЕС Eureka;
- региональная интеграция, позволяющая обеспечить более тесное сотрудничество на всех уровнях, в том числе непосредственно между коллективами ученых. Например, определенный вклад в классификацию форм международного научно-технического сотрудничества внесен Советом по безопасности и сотрудничеству в Европе 1975 года (в настоящее время Организация по безопасности и сотрудничеству в Европе, ОБСЕ, членом которой является и Российская Федерация), где в Заключительном акте предлагаются наиболее целесообразные формы сотрудничества;
- обмен научно-техническими публикациями между соответствующими организациями и отдельными лицами;
- обмены и визиты, а также другие непосредственные контакты между учеными и специалистами;
- проведение международных и национальных конференций и других научных совещаний;
- совместная разработка и осуществление программ и проектов, представляющих взаимный интерес;
- использование коммерческих каналов и методов для изучения и передачи передового научно-технического опыта;
- кооперация, в результате которой государства осуществляют научно-исследовательские разработки, связанные общей темой или программой исследований, на основе международного договора.

Международная научно-техническая кооперация является наиболее коммерчески ориентированной и интегрированной формой научно-технического сотрудничества, не только на уровне стран, но и на уровне крупных национальных и транснациональных компаний, прямо либо косвенно контролируемых государством. Выстраивание стратегии России в области международной научно-технической кооперации зависит от понимания и мастерства в проведении в жизнь на уровне власти и отечественных компаний ряда фундаментальных принципов построения международной научно-технической кооперации, которые исходя из обобщения тезисов, изложенных в работах, базирующихся на методологии системного подхода и системного анализа [7, 8]. Эти принципы построения международных научно-технических кооперационных связей можно изложить следующим образом:

- принцип суверенитета — построение кооперационных связей исходя из собственных нацио-

нальных интересов и приоритетов научно-технического развития;

- принцип взаимодополняемости технологической структуры и приоритетов научно-технического развития партнеров;
- принцип эквивалентности обмена с учетом реальных технических возможностей партнеров, доступности технологий для каждого из них, и цена на сырье;
- принцип эксклюзивности — каждая из сторон максимально сохраняет свой контроль за сферой приоритетных разработок, но при объединении части их результатов должен возникнуть новый технологический продукт, по определенным свойствам не имеющий аналогов на мировом рынке.

Исходя из этих принципов, построение стратегии международной научно-технической кооперации можно представить как целостный алгоритм, определяющим которого являются собственные — в равной мере и национальные, и корпоративные научно-технические приоритеты интегрированных компаний ТЭК. Следующий этап этого алгоритма — формирование круга стран-партнеров, обладающих общими или схожими геополитическими интересами, которые исключали бы в долгосрочной перспективе вероятность тех или иных форм противостояния, как в военной, так и в экономической сфере. Далее следуют поиск потенциально возможных сфер для сотрудничества в нефтегазовой и технологической сфере; подготовка и заключение межправительственных и межкорпоративных соглашений и, наконец, прединвестиционные исследования, разработка ТЭО и привлечение финансирования под проекты.

Задача выстраивания новой стратегии международной научно-технической кооперации в нефтегазовом комплексе, крайне актуальна для нашей страны в новых экономических условиях. Россия осуществила за 2008–2014 годы ряд успешных внешнеполитических шагов и вернулась в число стран, являющихся глобальными державами (по классификации А.Г. Дугина, МГУ). Данное обстоятельство, открыло для нашей страны новые рынки вооружений, информационных технологий и другой высокотехнологичной продукции. Была восстановлена государственная управляемость стратегическими отраслями, где одним из решающих законов стал Федеральный закон от 29 апреля 2008 года № 57-ФЗ «О порядке осуществления иностранных инвестиций в хозяйственные общества, имеющие стратегическое значение для обеспечения обороны страны и безопасности государства». 21 мая 2014 года ОАО «Газпром» и CNPC подписали контракт о поставках газа в Китай. Срок действия соглашения рассчитан на 30 лет. Цена контракта составит 400 млрд долл. США. Исходя из общей суммы контракта (400 млрд долл. за 30 лет),



если ежегодные поставки составят 38 млрд куб. м, получается цена китайского контракта около 350 долл. за 1 тыс. куб. м. [10]. Новый энергетический и геополитический цикл, согласно [5], составит до четырех десятилетий, в течение которых Россия должна обеспечить себе такие позиции на глобальном рынке технологий, которые соответствовали бы энергетическому и военно-политическому уровню страны, в котором — особенно на начальном этапе — роль научно-технической международной кооперации исключительно велика. Но одновременно с открывающимися возможностями и нефтяная, газовая промышленность РФ оказалась перед несколькими ситуациями выбора, а именно:

1. В какой мере можно рассматривать структуру не только экономики, но и приоритетных направлений научно-технического развития России и ее старых партнеров (Германии, Франции), и новых партнеров — прежде всего Китая, как взаимодополняемые?
2. От каких направлений и форм международного научно-технологического сотрудничества газовая промышленность России получит максимальный финансовый, экономический и геополитический эффект? Как исключить или сгладить противоречия между этими тремя приоритетами, особенно в условиях достаточно турбулентной международной обстановки?
3. В каких областях научно-технической деятельности интегрированным Российским компаниям следует ориентироваться на отечественные новые и высокие технологии, в т.ч., создавать их «с нуля», а где — на импорт, причем, как с Запада, так и с Востока?
4. Какими могут быть конкурентные стратегии Российских разработчиков технологий для нефтегазового комплекса в меняющихся условиях?

Применительно к нефтегазовому комплексу России разворот на Восток будет означать еще и параллельную корректировку приоритетов технологического сотрудничества и с европейскими странами с целью сделать отечественную экономику менее зависимой от западных технологий. Уже сегодня активно приобретается буровое, нефтегазопромысловое и транспортное оборудование производства КНР. Создаются предпосылки для формирования новых кооперационных связей не только с китайскими компаниями, но и с компаниями таких стран, как Иран, Сирия, Индия, Пакистан, Венесуэла, Бразилия, Аргентина, Эквадор. Для рынка каждой из этих стран должна быть разработана собственная карта рисков и возможностей, проведение SWOT-анализа, специализированных Форсайт-исследований и т.д.

Одним из фундаментальных свойств международной научно-технической кооперации в нефтяной и газовой промышленности [5] является то, что они:

- с одной стороны, становятся производными от внешней среды в виде заключенных и проработываемых международных договоров в сфере основной деятельности компаний, т.е., в добыче, транспортировке и переработке углеводородов, с учетом межправительственных и межкорпоративных договоренности, а также действующих в отношениях между государствами тарифных и нетарифных барьеров, защищающих стратегические интересы каждого. Иными словами, в краткосрочном периоде технологии перемещаются вслед за сырьем;
- с другой стороны — в долгосрочном периоде сами способны задавать направление развития не только создаваемых в рамках кооперации технологий и техники, но и формировать новые международные альянсы на более низких технологических переделах.

Элементы SWOT-анализа для потенциально новых рынков могут быть разработаны и на основе открытых данных. К примеру, Россия и Исламская Республика Иран в настоящее время сотрудничают в освоении блоков месторождения Южный Парс, на Каспии, в ядерной энергетике. Ожидается военно-техническое сотрудничество и глубокое взаимодействие по обеспечению безопасности в регионе. Возможно ли перевести сотрудничество в энергетике и безопасности и на более высокие технологические переделы? Однозначного решения нет, поскольку и Иран, и Россия проводят в настоящее время реиндустриализацию экономики на основе среднетехнологичных отраслей, ориентированных на импортозамещение: нефтехимия, производство катализаторов, изделий из полимеров, строительных материалов, автомобилестроение и производство комплектующих, развитие транспортной инфраструктуры. Развиваются оригинальные научные школы в нефте- и газохимии, экономике и управлении ТЭК, нефтегазовой геологии, а также корпоративном управлении и праве, основанном на национально-культурных традициях.

При такой структуре приоритетов научно-технического развития страны и будущих инвестиционно-инновационных проектов, непосредственная кооперация России и Ирана легко реализуема лишь в морском и железнодорожном транспорте. Применительно к нефтегазовым и нефтехимическим технологиям Иран, вероятнее всего, займет более протекционистскую позицию. Поэтому поиск возможностей для научно-технической кооперации в нефтегазовом комплексе следует вести на уровне точечных проектов, где у партнеров имеются взаимодополняемые технологии и оборудование.

Перечень подобных проектов, после детального исследования открытых материалов по иранским проектам только в нефте- и газохимии, могли бы представить Российское газовое общество, Ассоциа-

ция нефтепереработчиков, Институт проблем нефти и газа РАН, Институт органической химии РАН, Институт катализа Сибирского отделения РАН, научные школы МГУ, Казанского университета, Уфимского государственного технического университета и другие.

В сложном военно-политическом положении находится традиционный союзник России на Ближнем Востоке — Сирийская Арабская Республика, занимающая ключевое положение как потенциальный транзитер углеводородов из Персидского залива и с Каспия в северо-западном направлении. Возможности поставки на сирийский рынок российских технологий для ТЭК, включая электроэнергетику не только сохраняются и даже могут расширяться в условиях давления США и НАТО на власти страны. Тем не менее, у нефтяных компаний Франции и ФРГ есть давние геополитические интересы в регионе. Здесь возможной стратегией становится разработка совместных проектов, которые будут разворачиваться по мере стабилизации внутривосточной обстановки в этой ближневосточной стране.

Для стран Латинской Америки, сокращающих свою зависимость от технологий, импортируемых из США, Россия может быть потенциальным поставщиком не только военной техники и вооружений, но и определенного спектра нефтегазовых технологий, особенно там, где позиции отечественных компаний наиболее сильны. Автором в [6] отмечалось, что потенциалом собственных оригинальных и конкурентоспособных технологий в России обладают в наибольшей степени области геологоразведочных работ на нефть, геофизических исследований, разработки реагентов для повышения нефтеотдачи и буровых растворов. Аналогичным могли бы быть предложения по организации геологоразведочных и геофизических работ, а также разработке и продаже специализированного программного обеспечения. Это относительно некапиталоемкие инновации, направленные на подотрасли геологоразведки и добычи нефтяного сырья, частично — его транспортировку, а также мониторинг состояния технологических объектов. При своей относительно низкой стоимости и низком риске, они являются наукоемкими, а в их разработку вовлечены специалисты ведущих отечественных нефтегазовых вузов, Институт проблем нефти и газа РАН, оборонные предприятия.

Объективно наиболее уязвимым звеном в проектах Российских компаний в Южной Америке становится логистика. К тому же, возможности поставок на континент отечественного нефтегазового оборудования сдерживаются высокой активностью здесь китайских компаний. Наиболее подходящей стратегией стало бы создание в рамках нового формата экономических и стратегических отношений России и Китая совместных *overseas*-компаний для работы на

территории третьих стран. Новшеством здесь должно быть включение положений о технологическом паритете компаний-партнеров, учитывая в целом их сопоставимый технологический уровень, а также значительный опыт подготовки специалистов для международного нефтегазового бизнеса КНР в Российских нефтегазовых вузах.

Диверсификация между западным, восточным и латиноамериканским направлениями, как в сырьевых, так и в инновационных проектах, также позволит занять России более сильную переговорную позицию в отношениях с традиционными западными партнерами. Поскольку санкции в отношении РФ введены на полгода, то целесообразнее всего будет использовать начинающийся вскоре после введения санкций период для возобновления программы «Партнерство для модернизации», с целью покупки или совместной разработке новых технологий для ТЭК. Восстановление в полном объеме диалога с ЕС через технологические, а не через энергосырьевые переговорные площадки, автор настоящей статьи рассматривает как асимметричный ответ на расхождения позиций РФ и объединенной Европы.

Подобное предложение основывается на том, что в течение ближайших нескольких месяцев, переговоры на уровне компаний и экспертных групп по наиболее политизированным пунктам российско-европейской повестки, как Третий энергопакет ЕС, коррективы ценовой или инвестиционной политики будут после событий вокруг Украины начала 2014 года восприниматься экспертами Старого света крайне болезненно, отчасти даже независимо от их экономических результатов. Напротив, когда речь идет о поставках, совместной разработке или производстве оборудования невоенного назначения, то такие начинания в средне- и долгосрочной перспективе снижают уровень внешнеторговых разногласий между сторонами и позволят найти новые точки соприкосновения экономических интересов и по вопросам развития европейской газотранспортной системы.

Определять стратегии международной научно-технической кооперации в нефтегазовом комплексе следует исходя из приоритетов развития национальной экономики. И здесь, на взгляд автора, одним из основных недостатков существующего в России перечня приоритетных направлений научно-технического развития является отсутствие в нем технологий, непосредственно связанных с добычей, транспортировкой и переработкой углеводородного сырья. Приоритет «энергосбережение и энергоэффективность» лишь частично затрагивает конечную стадию углеводородной технологической цепочки. При превышающей 65% доле сырьевого экспорта в доходах бюджета, и по разным оценкам, превышающий 60% уровень зависимости нефтегазового комплекса от импортного оборудования и технологий подобное распределение priori-



тетов однозначно расценивается как преимущественная ставка на импорт. То, что ни одна технология, связанная непосредственно с добычей и переработкой углеводородного сырья в перечень приоритетов не попала, можно интерпретировать либо как признание неконкурентоспособным отечественного машиностроения для нефтегазового комплекса, либо как отнесение этих технологий в сферу полной ответственности самих вертикально-интегрированных компаний.

Тезис о передаче научно-технической политики в отечественном ТЭК на уровень контролируемых государством интегрированных компаний частично подтверждается открытыми материалами, при этом задачи инновационного развития и международной научно-технологической кооперации решаются комплексно. Как серьезный успех расценивается тот факт, что в 2013 году компании «Роснефть» и EXXON Mobil подписали итоговые соглашения по созданию Арктического научно-проектного центра и обмену технологиями, с расчетом на полный спектр услуг в области научных исследований и инженерно-технических разработок. В целом же, ОАО НК «Роснефть» [9], являющаяся фактическим представителем государственной научно-технической политики в нефтяной промышленности РФ, в качестве приоритетов инновационного развития компании указывает:

- геологоразведка и исследование пластов;
- геология и разработка месторождений;
- строительство скважин;
- технологии добычи нефти и газа;
- строительство и эксплуатация объектов наземной инфраструктуры;
- нетрадиционные источники углеводородов, включая вязкие нефти, баженовские газогидраты, нефть из угля;
- неуглеводородное сырье;
- шельфы;
- информационные технологии в геологоразведке и добыче углеводородного сырья (upstream);
- технологии нефтепереработки;
- технологии нефтегазохимии, конверсии газа в жидкость (GTL);
- разработка собственных катализаторов;
- разработка новых продуктов нефтепереработки;
- переработка тяжелых нефтяных остатков;
- информационные технологии в переработке и реализации продукции переработки углеводородов (downstream);
- инженеринговая поддержка внедрения новых технологий корпоративными проектными институтами;
- энергосбережение;
- экология;
- альтернативная энергетика;
- системы распространения знаний и общекорпоративные информационные технологии.

Данный список направлений инновационного развития ОАО НК «Роснефть» отражает все наиболее значимые мировые тенденции инновационного развития компаний нефтегазового профиля, что подтверждается и в публикации в предыдущем номере «Научного журнала РГО» [1]. Согласно новой менеджерской парадигме, традиционный принцип подбора партнеров по кооперации «конкуренция со всеми, а сотрудничество с избранными», меняется на новый: «конкуренция с избранными, а сотрудничество с остальными». Это отражено и в представленном перечне. К примеру, для технологий конверсии газа в жидкость отечественных производителей оборудования нет, следовательно имеется значительный потенциал для международной кооперации. Согласно [1], круг потенциальных партнеров ограничен главным образом компаниями EXXON Mobil и RD Shell, обладающими патентованными технологиями.

По направлению освоения арктического шельфа, как следует из той же [1], основные компании, обладающие необходимым научно-технологическим потенциалом — EXXON Mobil, RD Shell, Statoil и ENI, — уже работают по совместным проектам с «Роснефтью». Но масштабы кооперации здесь напрямую ограничены Российским законодательством о континентальном шельфе и инвестициях в стратегические акционерные общества. Наилучшим вариантом дальнейшей стратегии было бы сокращение в будущем участия зарубежных компаний в арктических проектах по мере того как Российской стороной будут отработаны необходимые технологии.

С новой восточной стратегией Российских нефтяных компаний связываются также и открывающиеся ниши для потенциальных технологических альянсов. Одним из перспективных направлений технологической кооперации России и Китая могло бы стать развитие термических методов увеличения нефтеотдачи, включая и т.н. внутрислоевого горения [5], которые недостаточно распространены в нашей стране, но активно применялись в Китае уже в начале и середине 2000-х годов. Наиболее подходящей организационно-правовой формой здесь было бы образование совместных предприятий по модели JVA.

Чтобы оценить экономические и научно-технические эффекты и потери от научно-технической кооперации, обратимся к современным представлениям о двойственном характере технологий, применяемых в промышленности. В основе любой технологии всегда лежит технологический способ как путь превращения исходного ресурса в требуемое вещество (продукт) [4]. Технологический способ задает затраты и результаты самой технологии, состав и объем товарных потоков.. Технологический способ первичен по отношению к технологическому процессу, т.е. к совокупности действий по превращению ресурса в продукт [3], ее аппаратному оформлению, стандартизации, сертифика-



ции и превращению в объект интеллектуальной собственности.

Международная кооперация может быть представлена как объединение дополняющих друг друга технологических способов каждого из партнеров для достижения максимального технико-экономического, экологического, маркетингового и финансового результатов, при условии что объединяемые технологические способы не могут быть освоены каждым из партнеров в отдельности. Практические эффекты и потери возникают вследствие того что при международной научно-технической кооперации компании приобретают друг у друга не недостающие им технологические способы, а патентованные процессы. Более глубокие кооперационные связи предполагают совместную разработку новых технологических процессов, которая в свою очередь, невозможна без обмена научно-технической информацией о технологических способах, формирующих эксклюзивные возможности каждого из партнеров.

Использование оценки технологических способов, а не процессов для определения потенциала возможных партнеров по научно-технической кооперации, можно проиллюстрировать примерами обсуждавшимися на форуме компании RDShell «Открытый мир инноваций» (февраль 2013 года). Эта компания обладает свыше 70 000 патентами на технологии для ТЭК. В ходе форума, участником которого был и автор настоящей статьи, принципу глобальной специализации в технологиях — так, при кооперации работе с Exxon Mobil в области разработки месторождений и новых методов увеличения нефтеотдачи, выбор конкретной технологии определяется тем, чьи разработки обеспечат максимальный результат в конкретных горно-геологических условиях. Подобные заявления указывают на специализацию каждой из интегрированных компаний на определенной группе технологических способов, которые могут быть оформлены в различные технологические процессы.

Предположительно, для компании RD Shell основой ее эксклюзивного технологического потенциала могут быть в том числе и способы промышленной очистки воды, используемой в различных процессах: от полимерного заводнения нефтяных месторождений и закачки пара в нефтегазовый пласт, до газожидкостной конверсии. В качестве примера соответствия промысловых технологий использования и очистки воды самым жестким мировым экологическим стандартам, приводится опыт вторичной разработки месторождения Схоонбеек (Schoonebeek), расположенного вблизи границы Нидерландов и ФРГ, в густонаселенной местности, остаточные запасы которого оцениваются в 600 млн баррелей нефти, а достигнутый КИН — 25%.

Для увеличения нефтеотдачи месторождении использовалась закачка в пласт водяного пара. Для

производства водяного пара была построена комбинированная теплоэлектростанция на попутном нефтяном газе. Для производства пара, закачиваемого в пласт, используется чистая вода, добываемая вблизи месторождения. Газ для ТЭС вырабатывается путем сепарации добываемой из скважин газожидкостной смеси. Далее вода, полученная после сепарации газожидкостной смеси, как заявляют представители компании, подвергается очистке высокой степени.

На форуме 2013 года отмечалось, что из более 70 000 патентов RD Shell на технологические инновации, порядка 800 приходится на тоже «экологически-прикладные» технологии по очистке и обессериванию газообразных углеводородных смесей. Ключевыми характеристиками таких технологий являются их исключительно высокая водо- и энергоемкость, в том числе, и по сравнению с традиционными технологиями заводнения, применяемых для разработки месторождений на поздней стадии. Одним из эффектов от обладания эксклюзивными технологическими способами очистки воды также может стать (согласно заявлениям представителей компании) гарантия соблюдения экологические требования при разработке месторождений сланцевого газа, где используются значительные объемы закачиваемых в пласт воды и реагентов. Кроме этого, технологии очистки воды также используются в процессах газожидкостной конверсии, упомянутых в [1]. Приведенный пример следует рассматривать не как информацию рекламного характера о конкретном хозяйствующем субъекте, но как подтверждение тезиса: для любой компании владение эксклюзивным набором технологических способов, даже если их число ограничено, трансформируется в абсолютные конкурентные преимущества на тендерах, а владелец превращается в оптимального партнера по научно-технической кооперации.

* * *

На основании вышеизложенного, можно сделать следующие выводы, касающиеся методологического обеспечения и разработки стратегий международной научно-технической кооперации крупнейших Российских компаний нефтегазового комплекса.

1. Международная научно-техническая кооперация является необходимым условием, чтобы Россия обеспечила себе позиции на мировом рынке технологий для нефтегазового комплекса, соответствующие ее ресурсному потенциалу и растущему влиянию в мировой политике и экономике. Но чтобы достичь этого, России недостаточно использовать свое уникальное географическое положение центра Евразийского континента и обладателя крупнейших в мире газо-, нефте- и энерготранспортных систем. Чтобы перейти от ресурсной кооперации к научно-технологической, компаниям придется разрабатывать сложные



конкурентные стратегии, учитывающие не только интересы потенциальных партнеров по кооперации, но и их технические и научно-инженерный потенциал.

Это, в свою очередь, потребует не только сильных переговорных позиций, но и более высокого уровня научных и экспертно-аналитических работ на этапе подготовки соглашений между государствами и компаниями, как в западном, так и в восточном направлении. Особое внимание должно быть уделено экспорту научно-технических разработок в страны, где уровень используемых нефтегазовых технологий сопоставим или уступает российскому, а также восстановлению технологического сотрудничества со странами ЕС в области гражданских технологий для ТЭК и энергосбережения.

2. Для выбора партнеров по международной научно-технической кооперации необходима оценка не столько тех технологических процессов, имеющих патентов и доступных на рынке лицензий, которые они предлагают, сколько научно-технической информации об имеющихся в распоряжении компаний эксклюзивных технологических способах, положенных в основу патентованных технологий. Оценка реального, а не «рекламного» потенциала компаний-партнеров потребует привлечения представителей научно-технического сообщества, включая академические институты, корпоративные инженерные и исследовательские центры, научные школы нефтегазовых вузов, экспер-

тов от профессиональных общественных организаций и смежных отраслей экономики. Необходимо также продумать вопрос об организации постоянно действующей научно-инженерной площадки для обсуждения проблем и задач научно-технического сотрудничества в ТЭК.

3. В настоящее время задачи научно-технической политики ТЭК, международной кооперации и модернизации нефтегазового комплекса фактически решают крупные вертикально-интегрированные компании, контролируемые государством. Подобный подход обеспечивает государственный контроль за стратегическими отраслями экономики страны. Но при переходе от международной топливно-энергетической кооперации, характерной для России в 1990–2000-е годы, к международной кооперации в сфере технологий ТЭК, возникает значительное число узкоспециализированных и нестандартных задач, решение которых силами хозяйствующих структур может оказаться недостаточно эффективным. Именно в силу этих причин, назрела необходимость корректировки приоритетных направлений научно-технического развития России, которая бы включала в себя технологии, критические для будущего развития ТЭК России и ее нефтегазового комплекса. Должна быть сформирована и международная научно-техническая политика в данной области.

Литература и информационные источники:

1. Афанасьева М.В., Вдовина А.А. Проблемы и перспективы инновационного развития мировой газовой промышленности // Научный журнал Российского газового общества, 2014. № 1.
2. Валеев Р.М., Курдюков Г.И. Международное право. Особенная часть : Учебник для вузов. — М.: Статут, 2010. — 240 с.
3. Гинберг, Б.А. Хохлов, И.П. Дрякина и др. Технология важнейших отраслей промышленности : Учебник для экономических специальностей вузов. — М.: Высшая школа, 1985. — 496 с.
4. Дашут Е.С. Методические подходы к оценке перспективного потенциала экономического и технологического развития перерабатывающих отраслей (на примере алюминиевой и нефтеперерабатывающей промышленности). Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата экономических наук. — М.: 2014. — 24 с.
5. Дмитриевский А.Н., Комков Н.И., Мастепанов А.М., Кротова М.В. Ресурсно-инновационное развитие экономики России / Под ред. Н.И. Комкова и А.М. Мастепанова. — М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2013. — 720 с.
6. Кротова М.В., Дубинин Б.Л. Условия для формирования модели инновационного развития нефтяной отрасли России / В сб. Научные труды ИМП РАН под ред. А.Г. Коровкина. — М.: МАКС Пресс, 2011. — 584 с.
7. Модели и методы анализа и синтеза сценариев развития социально-экономических систем. Кн. 1 / Под ред. В.Л. Шульца, В.В. Кульбы. — М.: Наука, 2012. — 304 с.
8. Проблемы управления безопасностью сложных систем. Труды 22-й международной конференции. — М.: РГГУ, 2013. — 550 с.
9. URL: <http://www.rosneft.ru/about>; дата обращения: 15.05.2014.
10. URL: <http://www.top.rbc.ru/economics/22/05/2014/925451.shtml>; дата обращения: 22.05.2014.

Literature and information sources:

1. Afanas'eva M.V., Vdovin A.A. Problems and prospects of innovative development of the global gas industry // Scientific journal of the Russian gas society. 2014. № 1.
2. Valeev R.M., Kurdyukov G.I. International law. Special part : Textbook for universities. — М.: Statut, 2010. — 240 p.
3. Ginberg, B.A. Khokhlov, I.P. Drakina. Technology of major industries : Textbook for economic specialties. — М.: Higher school, 1985. — 496 p.



4. *Dashut Y.S.* Methodological approaches to assessment of economic potential and technological development of processing industries (for example, aluminum and oil-refining industry). The dissertation on competition of a scientific degree of candidate of economic Sciences. — М.: 2014. — 24 p.
5. *Dmitrievsky A.N., Komkov N.I., Mastepanov A.M., Krotova M.V.* Resource-innovative development of the Russian economy // Research center «Regular and chaotic dynamics», Institute of computer science, 2013. — 720 p.
6. *Krotova M.V., Dubinin B.L.* Conditions for the formation of the model of innovative development of the oil industry of Russia: collection of Scientific works of the RF Academy of Sciences / Ed. by A.G. Korovkin. — М.: MAX Press, 2011. — 584 p.
7. Models and methods of analysis and synthesis development scenarios of socio-economic systems. Vol. 1 / Ed. by V.L. Schultz, V.V. Kulba. — М.: Science, 2012. — 304 p.
8. Problems of management of complex systems' security / Proceedings of the 22nd international conference. — М: RSUH, 2013. — 550 p.
9. URL: <http://www.rosneft.ru/about>; date of access: 15.05.2014.
10. URL: <http://www.top.rbc.ru/economics/22/05/2014/92545.shtml>; date of access: 22.05.2014.



Конкуренция на международных газовых рынках

Э.О. Касаев, кандидат экономических наук, специалист по инвестициям в энергетику стран Ближнего Востока и Северной Африки

Аннотация: В статье рассматриваются текущие позиции и перспективы основных экспортеров сжиженного природного газа. Особое внимание уделено экспортной политике Катара как ведущего производителя и поставщика СПГ в последние годы. Анализируются шансы США перейти от импорта природного газа к масштабному экспорту сжиженных углеводородов на рынки Европы и Азии. С учетом расстановки сил на региональных рынках и амбиций Катара, США, а также некоторых других поставщиков СПГ характеризуются возможные перспективы России стать конкурентоспособным игроком на международных рынках СПГ.

Ключевые слова: Сжиженный природный газ, спотовые поставки, «сланцевая революция», Катар, США, Россия.

Competition in International Natural Gas Markets

E.O. Kasayev, PhD, specialist in investment in MENA energy sector

Abstract: The article deals with the current positions and prospects of the main liquefied natural gas exporters. Special attention is paid to Qatar's exports policy as the leading LNG producer and exporter of the recent years. The piece presents an analysis of the US chances to pass from imports of natural gas to major exports of liquefied hydrocarbons to European and Asian markets. The article characterizes the possible prospects of Russia becoming a competitive player in international LNG markets given the line-up of forces in regional markets as well as the ambitions of the US, Qatar and some other LNG exporters.

Keywords: Liquefied natural gas, spot deliveries, «shale revolution», Qatar, USA, Russia.



Сжиженный природный газ — мощное экспортное орудие

В начале нынешнего века индустрия сжиженного природного газа (СПГ) стремительно набирает ход, постепенно отесняя привычные для большинства производителей и потребителей «голубого топлива» трубопроводные или сетевые поставки.

Заводы по сжижению природного газа активно строятся в государствах-экспортерах, включая Россию. В свою очередь, государства-импортеры вводят в эксплуатацию регазификационные мощности для приема сжиженных углеводородов.

Какова же нынешняя ситуация и возможные перспективы на международных рынках СПГ?

Ответам на этот и некоторым смежным вопросам будет посвящена данная статья.

Катарская доминанта

На протяжении нескольких лет явным лидером по объемам производства и сбыта СПГ является неболь-

шой по площади и населению эмират Катар, расположенный в Персидском заливе. Эта арабская монархия год от года укрепляет собственные позиции как на азиатском, так и на европейском газовом рынке.

По данным авторитетного издания BP Statistical Review of World Energy 2013, Катар экспортировал 105,4 млрд куб. м. СПГ в 2012 году. На 2-м месте расположилась Малайзия с показателем в 31,8 млрд куб. м. Замкнула тройку лидеров Австралия, сбывшая на внешних рынках 28,1 млрд куб. м. сжиженного газа.

Таким образом, Катар еще долгие годы может оставаться впереди, поскольку в стране не существует дефицита мощностей по сжижению сырья, а ближайшие преследователи имеют слишком скромные показатели экспорта, которые вряд ли удастся качественно увеличить в обозримой перспективе.

Катарский СПГ поставляется более чем в 20 стран, причем география сбыта постоянно расширяется.

В 2011–2012 годах эмират продавал заметную часть сжиженного газа по краткосрочным контрактам преимущественно на тех рынках, где цена была выше (спотовые поставки). Периодически государство осуществляло краткосрочный экспорт по ценам ниже рыночных, на что негативно реагировали другие поставщики сжиженного сырья. В 2013 году Катар сократил объем подобных поставок и перешел



к заключению в основном среднесрочных и долгосрочных контрактов.

По данным национальной нефтегазовой компании Катара Qatar Petroleum, в 2013 году долгосрочные контракты покрывали 93,1 % производства СПГ, запланированного на период с 2014 по 2020 год.

Азиатские страны являются традиционными потребителями катарского СПГ. Во-первых, эмират (в том числе и благодаря наличию собственного флота метановозов) может оперативно доставлять сжиженный газ в Азию, а во-вторых, потребности в энергоносителях многих государств этого региона очень высоки, и они постоянно наращивают объемы закупок. Большое значение для страны играет также благоприятный ценовой фактор азиатского рынка.

В последние годы отчетливо наблюдается рост катарского экспорта и в Европу, где потребителями являются Великобритания (лидер среди всех импортеров СПГ из Катара), Италия, Франция, Бельгия и Испания.

Например, за 4-летний период поставки катарского СПГ на европейский рынок возросли более чем в 5 раз — с 7,9 млрд куб. м в 2008 году до 43,4 куб. м в 2011 году. Однако в 2012 году наметился серьезный спад до уровня 31,1 млрд куб. м. из-за экономических проблем, захлестнувших Европу, а также из-за переориентации спотовых поставок Катара на азиатский рынок, где цены были в 2 раза выше. Сегодня многие страны ЕС находятся в трудном положении. По итогам 2012 года ВВП Европейского союза упал на 0,3%, негативные тенденции продолжились в 2013 году и сохраняются в текущем.

Определенным заменителем газового импорта в Европу в 2012–2013 годах стал увеличившийся экспорт другого, более дешевого углеводородного сырья для производства электроэнергии и тепла — угля из США, который пошел на европейский рынок ввиду снижения потребления на внутреннем рынке Соединенных Штатов в условиях «сланцевой революции». По некоторым данным, за три квартала 2012 года Германия увеличила импорт американского угля на 40%, а Италия и Нидерланды — в 2 раза.

Несмотря на общее снижение европейских потребностей в природном газе, 8,7% приобретенного в 2012 году Евросоюзом топлива доставлялось из Катара.

Согласно контракту, подписанному между Катаром и Польшей в 2009 году на 20 лет, с середины 2014 года (и не позднее начала 2015 года) компания Qatargas будет ежегодно поставлять 1,4 млрд куб. м газа (1 млн т) с возможной перспективой увеличения объема экспорта в 2017–2018 годах.

Примечательно, что реально законтрактованный ежегодный объем, который катарская сторона обязуется поставить полякам, равен 13% их нынешнего совокупного импорта «голубого топлива».

Эмират также ведет переговоры о поставках СПГ в страны Балтии, Белоруссию и на Украину.

Весомым конкурентным преимуществом Катара являются новейшие технологии, позволяющие значительно снижать издержки, оптимизировать процесс производства, транспортировки и регазификации сырья. Внедрение этих ноу-хау способствовало увеличению производительности и получению значительного эффекта — мощности наиболее крупных установок по сжижению достигают 7,5–8 млн т. Кроме того, существенный прогресс достигнут в области транспортировки. Использование танкеров-газовозов типа Q-Flex и Q-Max, имеющих большую вместимость и оснащенных установками по преобразованию испаряющегося газа в сжиженный, позволило эмирату значительно снизить расходы и сократить потери сырья в ходе его транспортировки.

«Газпрому» на заметку

Рост поставок катарского топлива на европейском направлении создает определенные сложности «Газпрому», поскольку Европа — основной потребитель российских углеводородов.

В свою очередь, Катар настаивает на том, что его экспортная политика основана прежде всего на долгосрочных контрактах, но, исходя из конъюнктуры цен на спотовом рынке, эмират способен менять направление небольших объемов поставок.

Тем не менее сегодня катарский газ в Европе хотя и угрожает позициям «Газпрома» в плане конкурентоспособности российского сырья, но пока еще в незначительной степени.

Согласно докладу специалистов Qatar National Bank, в 2014 году эмират планирует снизить спотовые поставки СПГ на 40% преимущественно за счет сокращения объемов экспорта на европейском направлении, поскольку он заключил долгосрочные договоры о поставках с государствами Азии и Южной Америки, где цены на СПГ выше, чем в США и Европе, и для их выполнения потребуются большие объемы газа.

В результате прогнозируемое уменьшение или стабилизация экспорта катарского СПГ на европейском направлении приведет к росту спроса в этом регионе. Более того, по прогнозам специалистов «Газпрома», долгосрочная динамика разрыва между собственной добычей газа и его потреблением в Европе будет увеличиваться, открывая новые возможности для импорта, в том числе из России.

В то же время в будущем следует ожидать усиления зависимости отдельных стран ЕС от внешнего экспорта. При этом у государств Западной Европы, где имеются регазификационные (приемные) терминалы, есть возможность диверсифицировать поставщиков, делая ставку на более активное использование катарского СПГ.



Вероятно, это может произойти после 2014 года в случае принятия решения об увеличении производства СПГ на действующих мощностях, снятия моратория на расширение добычи на катарском месторождении Северное, а также вследствие введения в эксплуатацию новых приемных мощностей в Европе, что может гораздо сильнее затронуть интересы отечественного газового бизнеса.

Российские отраслевые аналитики предполагают, что в ближайшие годы Катар сможет поставлять в Европу дополнительно не более 50 млрд куб. м газа в год.

Если это все-таки произойдет, то вполне возможен следующий сценарий: Россия несколько снизит цену на трубопроводный газ, что будет способствовать росту его экспортных объемов.

Например, в 2011–2013 годах «Газпром» достиг договоренности со многими европейскими потребителями по адаптации ценовых условий. В результате были модифицированы формулы контрактных цен с жесткой нефтепродуктовой индексацией, что в значительной степени способствовало поддержанию конкурентоспособности российского природного газа на рынках Европы.

Следует напомнить, что «Газпром» является активным участником не только долгосрочной, но и спотовой торговли газом на площадках Великобритании, Бельгии, Нидерландов и Франции, реализуя часть российского сырья, а также приобретенные в Европе объемы. По прогнозу специалистов «Газпрома», к 2030 году доля компании на европейском рынке может серьезно увеличиться.

В свою очередь, западные эксперты ожидают, что наибольшим спросом на внешних рынках в ближайшие два десятилетия будет пользоваться природный газ. Соответствующие поставки в первую очередь обеспечат страны Ближнего Востока (26%), среди которых центральное место займет Катар. Подобная точка зрения основана на предложении СПГ, которое будет расти быстрее мировой газодобычи и торговли сетевым газом. По оценкам, вклад сжиженного природного газа в глобальный рост экспорта в 2010–2030 годах составит 25% (для сравнения: в 1990–2010 годах — 19%).

Что думают британские аналитики?

Аналитики британской консалтинговой фирмы Business Monitor в отчете Qatar Oil & Gas Report, опубликованном в декабре 2013 года, полагают, что растущая конкуренция со стороны Австралии, а также стран Восточной Африки и Северной Америки в текущем десятилетии станет серьезной угрозой для позиций Катара на рынках СПГ.

Как представляется, действенный ответ эмирата на данный вызов заключается в активизации усилий Катара по развитию газоперерабатывающей инфра-

структуры, включая дополнительные инвестиции в мощности по производству синтетических жидких топлив по технологии «газ — в жидкость», а также в расширении международного присутствия катарских компаний на различных региональных рынках.

Тем самым Катар пытается компенсировать прогнозируемый слабый рост внутренней прибыли в нефтегазовом секторе при отсутствии среднесрочных планов расширения мощностей по экспорту СПГ.

Эксперты Business Monitor прогнозируют, что к 2022 году добыча газа в эмирате составит около 180 млрд куб. м, но темпы ее ежегодного роста замедлятся в сравнении с аналогичными показателями последних лет. Проект Barzan Gas, разработка которого должна начаться в 2015 году, по данным на апрель 2014 года, оставался последним одобренным крупным проектом по добыче газа.

Весьма позитивно на Западе оценивается активизация усилий эмирата по привлечению зарубежных компаний к осуществлению геологоразведки. Block 4, открытый на катарском шельфе, является подтверждением наличия неразведанного потенциала этого аравийского государства.

Скорее всего, достигнутые успехи в разработке месторождений будут способствовать сохранению (или повышению) высокого уровня добычи газа в будущем. Однако при росте внутреннего потребления, связанного со стремительным развитием местного хозяйства, и отсутствии планов по наращиванию экспортных мощностей представляется, что увеличившийся объем добытого в Катаре сырья будет использован для удовлетворения прежде всего внутреннего спроса.

При этом экспортный потенциал эмирата останется без изменений при отсутствии планов по преодолению достигнутого в 2011 году показателя производства СПГ в 77 млн т (около 107 млрд куб. м) в год. Однако специалисты Business Monitor предполагают, что валовой показатель экспорта СПГ останется высоким при условии растущего спроса, особенно в странах Азии.

Британские аналитики также подчеркивают, что сегодня Катар настойчиво придерживается механизма расчета цен на СПГ в привязке к стоимости нефти, хотя импортеры, и прежде всего Япония, все более явно озвучивают требования «отвязать» их друг от друга, стремясь тем самым добиться ценового понижения.

Учитывая, что в скором времени на международных рынках ожидается начало новых поставок СПГ из России, Австралии, стран Восточной Африки и Северной Америки, способность Катара сопротивляться реформе ценообразования на «голубое топливо» может оказаться под угрозой.

Стоит отметить, что прогнозы Business Monitor заслуживают внимания исследователей, но слепо до-



верить им все же не стоит. Объективных причин для этого несколько.

Во-первых, даже самый скрупулезный и вдумчивый анализ с прогнозами развития нефтегазовой отрасли Катара может остаться лишь на бумаге. Дело в том, что экономические приоритеты, озвученные новым катарским руководством, вполне могут оперативно поменять по конъюнктурным и геополитическим соображениям.

Во-вторых, нередко бывают ситуации, когда западные аналитики дают свои перспективные оценки, не всегда опираясь на подтвержденные статистические данные, что *ipso facto* позволяет считать эти прогнозы заведомо маловероятными.

В-третьих, в будущем все карты катарским газовикам могут спутать долгосрочные планы и стратегии других весьма амбициозных и с каждым днем все более влиятельных игроков, которые прикладывают максимум усилий для того, чтобы укрепить собственные позиции на региональных рынках природного газа. Речь идет о странах Северной и Латинской Америки, которые постепенно начинают проявлять большую независимость от импорта «голубого топлива», делая ставку на собственные углеводороды.

США: от импортера к экспортеру

Помимо стран Европы и Азии, Соединенные Штаты также входят в число рынков сбыта катарского СПГ. В последние годы в эмирате было построено нескольких крупных заводов по сжижению газа, в том числе для экспортных поставок в Штаты.

Тем не менее реальный показатель экспорта катарского СПГ в США в 2012 году составил всего 1 млрд куб. м. Это связано с тем, что из-за «сланцевой революции» потребности в его импорте резко снизились, в результате чего практически весь законтрактованный катарский газ переправлялся на европейский и азиатский рынки.

Многие отечественные и зарубежные эксперты прогнозируют дальнейшее развитие американской сланцевой индустрии в ближайшей перспективе и, соответственно, превращение США из импортера СПГ в экспортера.

Как представляется, Соединенные Штаты реально получают возможность экспортировать сжиженный природный газ не раньше 2016 года. По данным на конец 2013 года, имелось разрешение американских властей на перепрофилирование регазификационного терминала Golden Pass в штате Техас в завод для экспорта СПГ и строительство ряда новых заводов по его производству на восточном побережье США (Sabine Pass, Freeport — 2 очереди, Lake Charles, Cove Point).

В последние годы, как отмечалось в начале статьи, наблюдается активное развитие СПГ-инду-

стрии. Подтверждением этому служит тот факт, что ведущие компании Соединенных Штатов и Европы (например, ExxonMobil, ConocoPhillips, Royal Dutch Shell) инвестировали крупные средства в строительство заводов по производству СПГ, в том числе в Катаре, а также в создание регазификационных мощностей в различных регионах мира (хотя многие из них работают не на полную мощность).

Учитывая масштабы сделанных вложений, иностранные компании захотят получить дивиденды от финансовых затрат. В связи с этим выглядит нелогичным сценарий, при котором в перспективе компании США откажутся от экспорта собственного и реэкспорта катарского СПГ. Реэкспорт из Катара американскими компаниями будет носить долгосрочный характер, что обусловлено соответствующими контрактами.

По-видимому, основные поставки будут направляться на азиатские рынки, где растет потребление природного газа и наблюдается благоприятная ценовая конъюнктура на СПГ.

Помимо этого рынка американские компании заявляют об экспорте в Европу и уже заключили контракт с британской компанией. В любом случае факт совместных действий западных транснациональных корпораций и катарской госкомпании позволяет ей рассчитывать на получение прибыли при реализации нового проекта по сжижению газа и его сбыту на внешних рынках.

Российский экспорт СПГ

По статистике в 2012 году Россия экспортировала 14,8 млрд куб. м сжиженного природного газа. Весь сбыт пришелся на рынок стран Азиатско-Тихоокеанского региона: Япония получила 11,3 млрд куб. м., Республика Корея — 3 млрд куб. м, Китай — 0,5 млрд куб. м. газа.

Конечно, это сравнительно небольшие объемы, но в перспективе наше государство планирует интенсифицировать поставки. В частности, согласно предварительным планам российских компаний, в течение ближайших 4–5 лет ожидается ввод в эксплуатацию нескольких заводов по производству сжиженного сырья.

На 2016 год намечен запуск проекта «Ямал СПГ» мощностью 5,5 млн т в год (к 2018 году она может увеличиться до 10 млн т). В 2018 году могут начать функционировать еще ряд проектов: «Владивосток СПГ» (5 млн т), «Печора СПГ» (2,6 млн т), совместный проект «Роснефти» и американского гиганта ExxonMobil на Дальнем Востоке (5 млн т).

На сегодняшний день российский СПГ производится лишь на одном заводе, расположенном на острове Сахалин. Завод имеет две технологические линии производительностью 4,8 млн т в год каждая.



По словам министра энергетики России Александра Новака, к 2020 году производство СПГ в России составит около 30–40 млн т, а к 2030 году ожидается 80 млн т. Это уже будет являться весьма серьезным показателем, и наше государство вполне сможет эффективно конкурировать с ведущими поставщиками на международных рынках.

По подсчетам специалистов энергетического центра «Сколково», если названные выше проекты будут введены в действие в указанные сроки, то к 2020 году удельный вес России на рынках СПГ может максимально составить 6%. Если же сахалинский завод останется единственным действующим российским проектом, то речь может идти лишь о 2%.

Политические круги России осознают значимость для государства-экспортера прочных позиций на рынках СПГ. Причем в будущем необходимо не только сохранить свои интересы на азиатском направлении, но и заявить о себе на других газовых рынках.

Например, по оценкам аналитиков, с 2017 года Россия сможет поставлять в Европу около 2,8 млн т СПГ в год, что составит 3,5% потребностей региона в этом виде энергоносителей. С 2020 года показатель может увеличиться до 12 млн т, а это уже 12% потребностей европейского рынка.

Примечательно, что в случае появления на этом рынке североамериканского сланцевого газа, российское сырье будет более конкурентоспособно в силу меньшей стоимости углеводородов из-за более короткого транспортного плеча.

Для сохранения стабильного уровня цен на «голубое топливо» и сырьевую корзину в целом, а также на увеличение экспортных возможностей нашего государства в перспективе в конце 2013 года вступили в силу изменения в федеральных законах «Об основах государственного регулирования внешнеторговой деятельности» и «Об экспорте газа», предусматривающие расширение состава субъектов экономической деятельности, которым предоставляется право на экспорт СПГ.

Таким образом, учитывая имеющиеся подвижки, касающиеся экспортной политики России, вполне можно ожидать того, что при благоприятной конъюнктуре через 5–10 лет отечественный СПГ способен составить конкуренцию катарскому, малазийскому, австралийскому сырью, а также сжиженным энергоносителям из других стран.

Экспертное сопровождение проблем использования попутного нефтяного газа



Российское газовое общество было одной из первых площадок, на которой в 2006 году обсуждалось состояние дел с использованием попутного нефтяного газа (ПНГ). Инициатива принадлежала правительству Ханты-Мансийского автономного округа, на территории которого к тому времени в результате роста цен на нефть и интенсивного освоения месторождений сжигалось самое значительное количество газа.

Причины этого явления излагались не раз, не стоит повторяться. Анализ сложившейся ситуации привел к появлению множества ведомственных инициатив, направленных на вовлечение в хозяйственный оборот ценного сырья, а также снижение связанного с неконтролируемым сжиганием экологического ущерба.

Свои планы мероприятий по повышению эффективности использования ПНГ подготовили: Министерство природных ресурсов, Министерство энергетики, предлагавшие достижение 95% использования. Ростехнадзор внес проект постановления «О мерах по сокращению загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания ПНГ». Министерство финансов предложило отнести ПНГ к разряду полезных ископаемых и взимать НДС за его добычу. В Совете Федерации был подготовлен законопроект «О по-

путном нефтяном газе». Шли дискуссии о проблеме использования ПНГ в стенах РАН и на научно-практических конференциях, где активно обсуждался мировой опыт.

Правительство РФ, озабоченное экологическим ущербом и упущенной экономической выгодой от сжигания ПНГ, 8 января 2009 года приняло Постановление № 7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках», что сыграло важную роль в ускорении процессов цивилизованного подхода к использованию ПНГ. С тех пор государственная статистика показывает устойчивый рост использования ПНГ. Перспективы использования ПНГ до 2020 года отражены в Генеральной схеме развития нефтяной отрасли, рассмотренной на заседании Правительства РФ 12 апреля 2011 года. Она уже составлялась с учетом появления новой техники и технологий, позволяющих вести процессы первичной переработки ПНГ на месторождениях и получать товарные продукты.

На фоне принятия поправок Федерального закона РФ № 35 «Об электроэнергетике», дающих приоритет по доступу в сети электроэнергии, полученной за счет ПНГ, отмены государственного регулирования цен на ПНГ, произошло важнейшее событие — монетизация ПНГ! Нефтяные компании, ответственно относящиеся к разработке запасов, действительно получают дополнительные доходы от использования ПНГ.

Н.Н. Андреева,

доктор технических наук, профессор, заведующая кафедрой РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, вице-президент ЗАО «ГК «РусГазИнжиниринг»

С учетом накопленного опыта по реализации Постановления № 7, носившего промежуточный характер, было принято ныне действующее Постановление Правительства РФ от 8 ноября 2012 года № 1148, содержащее не только меры принуждения, но и стимулирования.

Нерешенные вопросы, которые по-прежнему стоят перед органами власти и профессиональным сообществом, можно разделить на три группы.

1. Проблемы, мешающие реализации постановления Правительства:

- высокая капиталоемкость проектов по выделению углеводородов из некондиционных делает нерентабельной добычу нефти по ряду месторождений, находящихся на поздней стадии разработки;
- пробная эксплуатация месторождений предназначена для расчета профиля добычи, подготовки детального проекта и выбора технологий. Требование 95% использования ПНГ на этой стадии практически невыполнимо, может стать причиной задержки ввода месторождений в эксплуатацию;
- отсутствие четкой прописанной процедуры определения коэффициента использования газа затрудняет государственный учет и эффективный контроль этого процесса.
- нет указаний на раздельный учет свободного газа газовой шапки и растворенного газа, запасы которых считают по разным методикам и в государственном балансе они стоят на «разных полках», что приво-

дит к сжиганию газа, добыча которого облагается НДС.

2. Недостаточное нормативно-правовое обеспечение:

- отсутствуют методики проведения инвентаризации ресурсов растворенного и прочих источников газа (например, газовой шапки, возвратного и т.д.);
- не разработаны требования к интегрированному проектированию ввода месторождений в разработку, исключающему разделение добывающего комплекса на «нефтяную» и «газовую» части с заведомым отставанием второй;
- со стороны контролирующих ведомств нет рекомендаций по приборному учету и программным средствам.

3. Общепрофессиональные вопросы.

На семинарах, организуемых РГО и другими профессиональными сообществами, желательное рассмотрение основных направлений научных и опытно-промышленных работ. Среди них:

- новые способы промышленного использования и транспорта газа;
- создание модульных комплексов по учету и подготовке ПНГ на морских и отдаленных месторождениях;
- создание лабораторных комплексов нового поколения для определения потребительских свойств ПНГ, в том числе передвижных;
- создание в стране хотя бы одного полигона по отработке техники и технологий использования ПНГ, средств его учета.



Функциональные и защитные покрытия: опыт и компетенции ОАО «ВНИИНМ им. А.А. Бочвара»

В.Б. Иванов, И.И. Акимов, В.С. Митин, А.А. Маркин, А.О. Титов, ОАО «ВНИИНМ им. А.А. Бочвара»

Аннотация: Описаны разработанные и усовершенствованные во ОАО «ВНИИНМ им. А.А. Бочвара». методики нанесения функциональных и защитных покрытий на изделия атомной техники и общепромышленного назначения. Рассмотрена сущность методик, их преимущества перед используемыми в настоящее время, обоснование области их применения. Приведены подробные примеры внедрения описанных технологий.

Ключевые слова: поверхность, покрытие, напыление, упрочнение, коррозионная стойкость, износостойкость.

Functional and protective coatings: JSC «VNIINM» experience and competence

V.B. Ivanov, I.I. Akimov, V.S. Mitin, A.O. Titov, A.A. Markin, Joint Stock Company, «A.A. Bochvar High-technology Research Institute of Inorganic Materials»

Abstract: There described JSC «VNIINM» methods of the deposition of functional and protective coatings on the product of atomic industry and general purpose one. There considered the essence of the methods, their advantages comparing to ones used at present time and the field of their application as well. Detailed examples of the implementation of technologies described are presented.

Key words: surface, coating, sputtering, hardening, corrosion resistance, wear resistance.

УДК 62-761

Введение

Сегодня защитные покрытия различного функционального назначения все более широко используются практически во всех областях машиностроения, в инструментальной промышленности, в микроэлектронике, в атомной и военной промышленности, медицинской технике и т.д. Существует множество широко распространенных методов и технологий формирования защитных покрытий, которые применяются в промышленности, повышая ресурс работы машин, механизмов и деталей.

На сегодняшний день в качестве материалов покрытий применяются, как правило, многокомпонентные материалы с большим набором легирующих элементов. С их помощью можно придать конструкционному материалу комплекс новых свойств. Особенно это относится к изделиям сложной техники, работающей в экстремальных условиях, в том числе: газотурбинные двигатели (ГТД), современные двигатели внутреннего сгорания (ДВС), реактивные двигатели (РД), металлообрабатывающий инструмент для обработки трудно деформируемых сплавов и др.

Высокоэффективные защитные покрытия с необходимыми функциональными характеристиками можно получить, используя новые перспективные технологии формирования покрытий.

В ОАО «Высокотехнологичный научно-исследовательский институт неорганических материалов имени академика А.А. Бочвара» развиваются и совершенствуются различные физические методы формирования защитных покрытий, с помощью которых специалисты института способны решать практически весь комплекс задач по нанесению покрытий различного функционального назначения. Рассмотрим основные наиболее перспективные методы и их реализацию в ОАО «ВНИИНМ им. А.А. Бочвара».

Высокоскоростное ионно-плазменное магнетронное распыление (ВИПМР)

В результате развития и совершенствования различных способов физического осаждения покрытий, был разработан метод ионно-плазменного магнетронного распыления (ИПМР), давший мощный импульс созданию огромной гаммы многокомпонентных покрытий с уникальными свойствами [1].

Техническая сущность его заключается в следующем. Материал, который необходимо нанести на поверхность обрабатываемой детали или изделия, размещается на катоде специального устройства и распыляется в среде аргона при остаточном давлении $1\text{-}10^{-1}$ Па под действием бомбардировки поверхности ионами аргона. В результате бомбардировки с по-

верхности катода генерируется поток атомов, который переносится на поверхность изделия и осаждается в виде слоя покрытия. Таким образом, весь процесс нанесения покрытия осуществляется в вакууме на специальных вакуумных установках. На выхлопе из камеры мы имеем струю чистого воздуха.

ИПМР — универсальный способ, позволяющий наносить покрытия из различных материалов: металлов, сплавов, композитов, химических соединений и керамики.

Этот способ позволяет эффективно распылять мишени из сложнолегированных сплавов, нержавеющей стали, химических соединений и т.д.; причем состав покрытия практически соответствует составу исходной мишени для распыления.

Однако, используемые в способе ИПМР магнетронные распылительные системы (МРС) работают в диапазоне плотности мощности до 40 Вт/см^2 , что не обеспечивает высокой производительности процесса нанесения многокомпонентных покрытий. Так, при многокатодной системе с 4–6 МРС, скорость нанесения покрытий составляет только: для металлических покрытий 10–15 мкм/ч, для химических соединений и композитов не более 5 мкм/ч [1–4].

Такая производительность явно недостаточна при требуемой, обеспечивающей заданный ресурс работы, толщине конструктивных покрытий 50–120 мкм, например, на детали автомобильных и авиационных двигателей с шероховатостью $Ra \geq 1,25 \text{ мкм}$ на рабочих поверхностях.

Фактор производительности играет также важную роль при разработке альтернативных вариантов технологии, замещающей экологически вредные методы поверхностных покрытий деталей — химическое и гальваническое осаждение хрома, никеля, меди, серебра с толщиной одно- и многослойных покрытий от 5 до 80 мкм.

В целях повышения производительности в середине 80-х г. XX столетия были разработаны высокоскоростные ионно-плазменные магнетронные распылительные системы (ВИПМРС), работающие в диапазоне плотности мощности от 40 до 500 Вт/см^2 . Лучшие мировые аналоги — Ion Tech Inc, Balzers, Leybold AG, эксплуатируются в диапазоне плотности мощности 1–40 Вт/см^2 . ВИПМРС позволяет наносить покрытия по аналогичной схеме (4–6 МРС) со скоростью: металлические — до 150 мкм/ч, из композитов и химических соединений — 50–80 мкм/ч [5–14].

Особенность конструкции ВИПМРС заключается в создании над поверхностью мишени, локализованного потока аргонной плазмы. Плотность ионного тока — 80 мА/см^2 и, соответственно, плотность мощности — 40 Вт/см^2 . Такая локализация обеспечивается сбалансированным магнитным полем с индукцией $B > 0,025 \text{ Т}$ магнетронной распылительной системы (МРС). Для отвода тепла от мишени, которое выде-

ляется при бомбардировке поверхности ионами аргона, в конструкции МРС предусмотрена эффективная система охлаждения.

За счет значительной концентрации плазмы в магнитной ловушке обеспечивается высокая скорость, как распыления материала мишени, так и его осаждения на покрываемую поверхность. Скорость осаждения при высокоскоростном режиме на дистанции 50–60 мм между мишенью и деталью для различных материалов составляет от 20 до 150 мкм/ч.

Создание мощных ВИПМРС стимулировало развитие работ, связанных с распылением многокомпонентных материалов и созданием многослойных, сложнолегированных, структурированных покрытий различного назначения. Особый интерес представляют композитные металл–углерод (Me–C) покрытия, получаемые при совместном распылении из одного источника — мозаичной мишени ММ, некоторые типы которых представлены на *рис. 1*.

Применение такой мишени, составленной из отдельных кусочков-фрагментов мозаики графита и металла, позволило значительно мобильнее, производительнее и экономичнее осуществлять процесс нанесения карбидов (без использования взрывоопасных газов) и композитов Me–C в том числе кластерного и нанокристаллического типа [7, 9, 10, 14], чем при раздельном распылении мишеней из графита и мишеней из металла [2].

Таким образом, ММ обеспечивают прорыв в области конструирования и создания новых пленочных материалов в виде покрытий. Регулируя концентрацию необходимых элементов соотношением площадей, занимаемых ими в ММ, можно легко и с оптимально низкими затратами сконструировать и создать необходимый материал, придающий рабочей поверхности детали из обычного конструкционного материала заданные уникальные свойства. Следует также отметить, что покрытия, полученные при распылении ММ из ряда материалов, имеют нанокристаллическую или аморфную структуру и могут служить хорошей моделью для изучения комплекса свойств при эксплуатации массивной детали или изделия с такими покрытиями, тем самым, расширяя области применения материалов с указанной структурой.

Создавая покрытия и используя ВИПМРС + мозаичные мишени, ОАО «ВНИИНМ им. А.А. Бочвара» эффективно и экономично решает следующие научно-технические задачи:

— в материаловедении:

- разработки новых конструкционных материалов, моделированием на первом этапе состава и комплекса свойств на пленочном уровне с последующим переходом и корректировкой на макроуровне (сокращается срок создания сложнолегированного сплава в 3–4 раза при существенном снижении затрат).



Рис. 1. Внешний вид мозаичных мишеней

— при разработке и создании новых образцов авиакосмической техники:

- повышение жаростойкости и жаропрочности лопаток турбин газотурбинных двигателей (ГТД) пятого поколения для авиации и кораблей за счет применения многослойных многокомпонентных покрытий на основе алюминидов и алюмоциркония, комплексно легированных элементами, стабилизирующими, с одной стороны, образование защитных оксидов, а с другой — жаропрочность материала основы и покрытия.
- увеличение ресурса работы элементов компрессоров ГТД, топливной аппаратуры гидравлических систем, элементов механизации крыла, ТРД самолетов и ракет за счет применения композиционных покрытий, в том числе износостойких, твердосмазочных, коррозионностойких с ультра дисперсной структурой. Перечень элементов, деталей, наносимых покрытий, их архитектура и характеристики для авиакосмической техники приведены в *табл. 1*;

— при разработке и создании новых образцов автомобильной техники:

- повышение ресурса работы, жаростойкости и жаропрочности клапанно-поршневой пары двигателя внутреннего сгорания (ДВС), топливной аппаратуры дизельных ДВС и др. элементов автомобиля за счет применения многослойных многокомпонентных покрытий на основе жаропрочных сплавов с высокими коррозионными и светоотражающими свойствами.
- нанесение твердосмазочного, антисхватывающего покрытия на шестеренчатые пары всех сильно нагруженных редукторов из зубчатых передач дает эффект снижения расхода энер-

гии, повышение надежности и снижение шума при работе;

- нанесение твердосмазочного, антисхватывающего покрытия на элементы подшипников скольжения дизельных двигателей всех типов дает эффект снижения расхода топлива, повышение мощности, повышение надежности, снижение шума;

— в других сферах машиностроения:

- покрытия на быстроходные подшипники качения, резьбовые соединения буровых труб, резьбовые соединения быстроразборных систем и т.д.;
- частичная замена используемых в настоящее время экологически вредных химических и гальванических технологий, применяемых для защиты от коррозии и придания декоративных свойств изделиям автотехники, за счет применения многокомпонентных покрытий на основе нержавеющей стали, сплавов алюминия-хрома и др. с высокими коррозионными и светоотражающими свойствами. Перечень элементов, деталей, наносимых покрытий, их архитектура и характеристики для автомобильной техники приведены в *табл. 2*;

— в архитектуре и строительстве:

- обеспечение разработки и выпуска архитектурного стекла и панелей с селективными свето- и теплоотражающими защитными покрытиями для экономии энергоресурсов.
- частичная или полная замена гальванических и химических защитных и декоративных покрытий из никеля, хрома на полученные методом ВИПМР или на покрытия на основе новых композитов для изделий сантехники, строительной запорной арматуры и фурнитуры полученные методом ВИПМР;

— в военной технике:

- нанесение износ- и жаропрочных покрытий на внутренние полости артиллерийских стволов самоходных гаубиц и танков. Покрытия их жаростойких материалов для защиты камеры сгорания порохов (камера ствола), а износостойких материалов для защиты выходной части ствола.

Холодное газодинамическое напыление

Одним из эффективных методов как нанесения функциональных или износостойких покрытий на новые изделия, так и восстановления изношенных деталей сегодня является метод холодного газодинамического напыления (ХГН).

Метод холодного газодинамического или сверхзвукового воздушно-порошкового напыления основан на эффекте закрепления твердых частиц, движущихся со

Таблица 1

Перечень элементов, деталей, наносимых покрытий, их архитектура и характеристики для авиакосмической техники

| Тип деталей ТРД | Краткая характеристика покрытия на детали ТРД | | | | Краткая характеристика покрытия на детали ТРД | | | |
|--|---|-----------------------------|---------------------|---|---|--|-----------------------------|-----------------------|
| | Материал основы | Внешние габариты, мм | Условия работы, t°С | Вид износа | Состав по основным элементам | Конструкция покрытия | Суммарная толщина слоя, мкм | Коэффициент стойкости |
| Лопатка компрессора 1–6 ступени ротора | Титановый сплав | Высота — 100–250, Ø 100–120 | 20–350 | Коррозия и пылевая эрозия поверхности лопаток и острых кромок | Ti, Zr, N ₂ | Многослойная из слоев нано-размера | 1,5–5,0 | 2,0–3,0 |
| Лопатка компрессора 7–9 ступени ротора | Легированная сталь | Высота — 30–80, Ø 45–65 | 350–600 | Коррозия поверхности лопатки и острых кромок | Ti, Zr, Al, Si, нержавеющая сталь, N ₂ , C | Многослойная из нескольких слоев | 1,5–5,0 | 2,5–3,5 |
| Лопатка турбины 1-й ступени ротора | Жаропрочный сплав | Высота — 80, Ø 70 мм | ~ 1600–1700 | Окисление и износ материала лопатки | Порядка 12 тугоплавких металлов + Zr, Y, Al | Многослойная из микрослоев | 80–150 | 1,8–2,2 |
| Лопатки турбин 2-й ступени ротора | Жаропрочный сплав | Высота ~ 70, Ø 70 | ~ 1550 | Окисление и износ материала лопатки | Порядка 12 тугоплавких металлов + Zr, Y, Al | Многослойная из микрослоев и нанослоев | 70–120 | 2,0–2,2 |
| Диск ротора турбины | Жаропрочный сплав | Толщина — от 60–130 Ø 450 | 20–650 | Вибрация, износ торцевых уплотнений, фреттинг-коррозия | Cu, Ni, Ag, C | Многослойная из нанослоев | 5–10 | 3,0–4,0 |
| Шток поршня гидроцилиндра | Титановый сплав | Высота — 120, Ø 30 | 350–450 | Механический износ на поверхности штока, продольные риски | Ti, Al, Si, Cu, N ₂ | Многослойная из нанослоев | 5–10 | 3,0–4,0 |
| Заглушки смотровых люков четырех типов размеров | Титановый сплав | Высота — 130–150, Ø 8–9 | 20–600 | Механический износ поверхности уплотнения | Cu, Al, Ni, C | Многослойная из нанослоев | 5–10 | 10,0–15,0 |
| Штифт крепления лопатки компрессора пеового контура | Хромоникелевый сплав | Длина — до 30, Ø 12,5–14, | 300–900 | Механический износ, химическая коррозия, фреттинг-коррозия | Ti, Zr, Cr, Ni, N ₂ | Многослойная из нанослоев | 7–12 | 5,0–6,0 |
| Втулка рычажной системы полного вала лопатки компрессора | Бронза | Высота — до 10, Ø 18 | До 400 | Механический износ | Cu, Ni, C | Многослойная из нанослоев | 4–6 | 2,0 |



Таблица 2

Перечень элементов, деталей, наносимых покрытий, их архитектура и характеристики для автомобильной техники

| Тип деталей автомобиля | Краткая характеристика покрытия на детали автомобиля | | | | | Краткая характеристика покрытия на деталях автомобиля | | | |
|---|--|--|---------------------|--|------------------------------|---|-----------------------------|-----------------------|--|
| | Материал основы | Внешние габариты, мм | Условия работы, t°С | Вид износа | Состав по основным элементам | Конструкция покрытия | Суммарная толщина слоя, мкм | Коэффициент стойкости | |
| Поршневые кольца | Хромистая-марганцовистая сталь, чугун | Ширина от 3–8, Ø 50–150 | 400–900 | Механический износ, сернистая коррозия | Mo, Cr, N ₂ | Многослойная из слоев наноразмерной толщины | 3–8 | 5–10 | |
| Клапаны поршневые | Хромистая сталь, сплав титана с алюминием | Длина штока до 150, Ø 30–45, | 350–950 | Механический износ штока и тарелки клапана, сернистая коррозия | Ti, Cr, N ₂ , C | Многослойная из слоев наноразмерной толщины | 5–10 | 5–10 | |
| Вкладыши подшипников скольжения дизельных ДВС | Сталь 0,8 кп+баббит, бронза | Ширина 20–50, Ø от 30 до 100, | До 350 | Механический износ | Al, Sn, Cu, C | Многослойная из микрослоев | 5–30 | 3–5 | |
| Золотники и жиклеры топливных систем ДВС | Хромистая сталь | Ø шайбы 5–12, Ø штоки 8–12, длина штоки до 120 | 20–100 | Механический износ | Ti, Cr, Si, Zr, Y, Al, C, N | Многослойная из микрослоев и нанослоев | 1,5–10 | До 15 | |
| Шаровые опоры переднего моста | | Высота до 80, Ø 40–55 | 20–60 | Коррозийный и эрозийный износ | Cr, Al, Ti, Si, Cu, C, N | Многослойная из нанослоев | 5–10 | До 10 | |



Рис. 2. Схема процесса напыления покрытий методом ХГН

сверхзвуковой скоростью, на поверхности при соударении с ней.

Технический результат достигается за счет взаимодействия с твердой подложкой напыляемых частиц, находящихся в нерасплавленном состоянии, но обладающих очень высокой скоростью — около 700 м/с, т.е. в 2 раза выше скорости звука, и, следовательно, большой кинетической энергией. Тепловое воздействия на поверхность в этом случае невелико, а ускорение частиц до нужных скоростей осуществляют сверхзвуковым воздушным потоком в сопле Лавала.

При работе установки порошок из питателя и нагретый сжатый воздух, нагнетаемый компрессором, направляют в напылитель для получения воздушно-порошковой смеси, которая затем подается на поверхность обрабатываемого изделия. Схема процесса напыления представлена на рис. 2.

Разработанные в ОАО «ВНИИНМ им. А.А. Бочвара» установки в качестве порошковых материалов ис-

пользуют порошки металлов, сплавов или их механические смеси с керамическими порошками. На рис. 3 и 4 изображен внешний вид полуавтоматической и автоматической установке нанесения покрытий методом ХГН, соответственно.

При этом путем автоматического изменения режимов работы оборудования обеспечивается возможность проведения либо эрозионной обработки поверхности изделия, либо нанесения металлических покрытий требуемых составов. Автоматическое изменение режимов обеспечивает регулируемое (управляемое) изменение пористости и толщины напыляемого покрытия. Технология позволяет наносить металлические покрытия не только на металлы, но и на стекло, керамику, камень, бетон, и даже на достаточно плотные органические материалы — углепластик, вакуумную резину, пластмассы.

Метод ХГН напыления, обладает рядом технологических, экономических и экологических достоинств:

- покрытие наносится в воздушной атмосфере при нормальном давлении, при любых значениях температуры и влажности атмосферного воздуха;
- при нанесении покрытий оказывается незначительное тепловое воздействие на покрываемое изделие;
- технология нанесения покрытий экологически безопасна (отсутствуют высокие температуры, опасные газы и излучения, нет химически агрессивных отходов, требующих специальной нейтрализации);
- не требуется подогрев покрываемого изделия;
- при отсутствии на подложках пластовой ржавчины или окалины на металлическом изделии не требуется тщательной подготовки поверхности (при воздействии высокоскоростного потока ча-

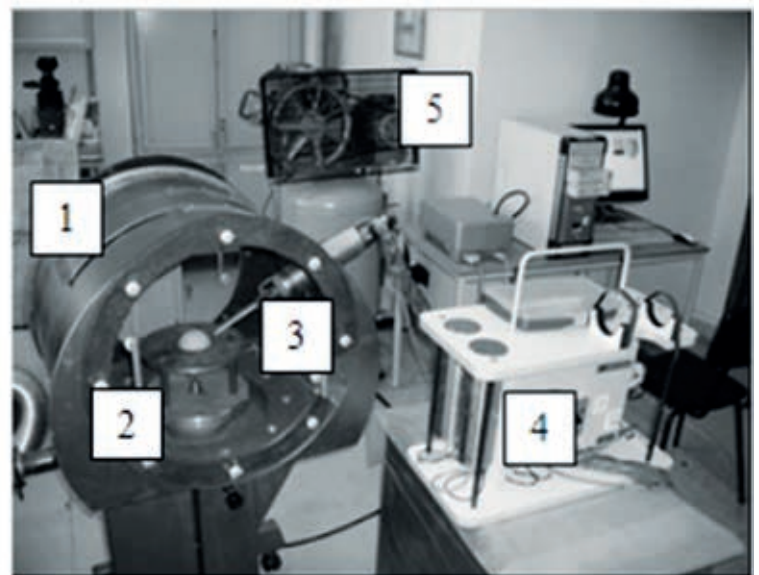


Рис. 3. Полуавтоматическая установка нанесения покрытий методом ХГН: 1 — камера; 2 — манипулятор с образцами; 3 — сверхзвуковое сопло; 4 — порошковый питатель; 5 — компрессор



Рис. 4. Автоматическая установка нанесения покрытий методом ХГН

стиц происходит очистка поверхности от технических загрязнений, масел, красок и активация кристаллической решетки материала изделия);

- возможно нанесение многокомпонентных покрытий с переменным содержанием компонентов по его толщине;
- возможно создание оборудования, отличающегося компактностью и мобильностью, которое технически доступно практически для любого промышленного предприятия и может быть встроено в автоматизированные линии, не требует высококвалифицированного персонала для своей эксплуатации;
- путем простой смены технологического режима оборудование позволяет проводить микроэрозионную (струйно-абразивную) обработку поверхностей для их модифицирования или последующего нанесения покрытий;
- возможно нанесение различных типов покрытий с помощью одной установки;
- возможно использование оборудования в полевых условиях.

Оборудование газодинамического напыления применяется для нанесения различных металлических покрытий на основе алюминия, меди, цинка, никеля, свинца, олова, баббита, возможно нанесение железа, кобальта, ванадия, титана и некоторых других металлов.

Металлические покрытия, наносимые оборудованием, применяются для различных целей, таких как: восстановление формы и размеров деталей, создание контактных площадок электрооборудования, устранение литьевых и механических дефектов, устранение течей жидкостей и газов (герметизация), защита от коррозии, защита от «схватывания» (противозадирные покрытия), предотвраще-

ние искрообразования, восстановление антифрикционных покрытий подшипников скольжения, декоративное оформление.

Отличительными свойствами покрытий полученных методом ХГН является:

- высокая адгезия и когезия (30–80 МПа); однородность покрытий;
- низкая пористость (1–3%), что практически соответствует пористости реальных литых материалов; высокая электропроводность между покрытием и основой;
- любая толщина покрытия (от 20 мкрн до 10 см), адгезия при этом сохраняется, но надо иметь ввиду, что в случае с никелем большую толщину получать технически и экономически нецелесообразно;
- шероховатость поверхности покрытий составляет $Rz = 20–40$ (в целом такая же, как при токарной обработке, но дополнительная обработка покрытия позволяет значительно снизить микрошероховатость);
- обработка покрытий производится обычными способами механической обработки (точение, фрезерование, обкатка, обдувка стеклянными шариками.

Покрытия представляют собой однородный слой плотно упакованных деформированных металлических частиц с внедренными керамическими частицами. На рис. 5 представлена структура покрытия никеля на стали.

Основные области применения покрытий разработанных в ОАО «ВНИИНМ им. А.А. Бочвара» полученных методом ХГН.

Сам по себе метод ХГН достаточно известен и распространен, однако разработка технологии нанесения покрытия на конкретные детали и изделия является сложной технической задачей. ОАО «ВНИИНМ им. А.А. Бочвара» успешно разрабатывает технологические схемы нанесения покрытий в зависимости от типа изделий, ряд способов нанесения покрытия запатентован.

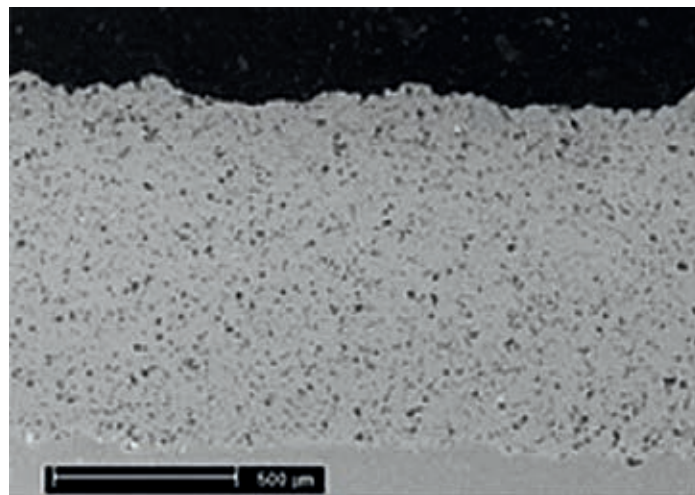


Рис. 5. Структура покрытия никеля на стали

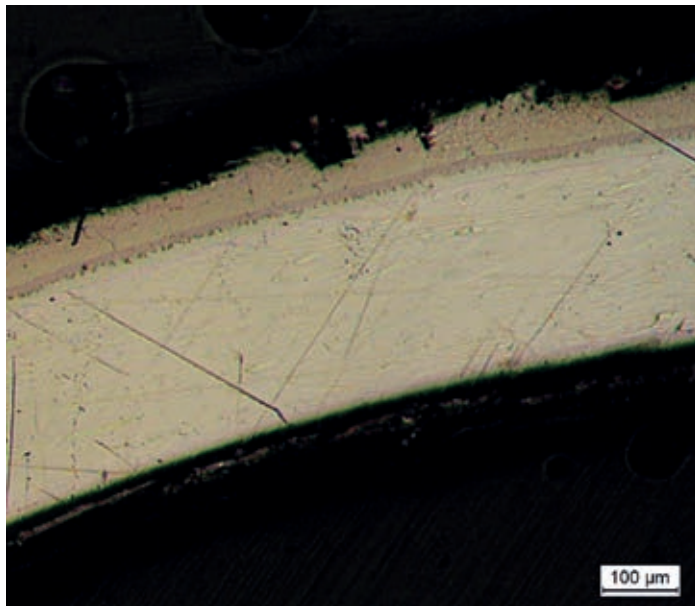
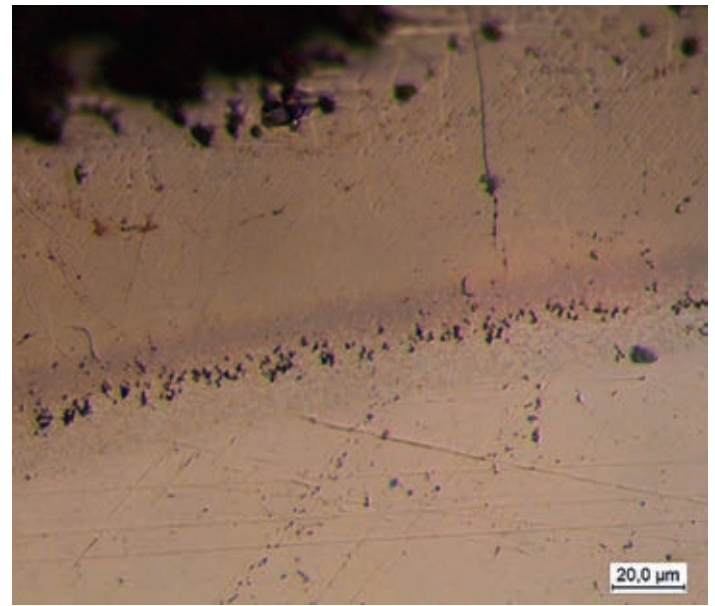
*a**б*

Рис. 6. Структура образца после обработки корундом, ХГН и термовакuumного отжига при различных увеличениях: *a* — увеличение $\times 100$, *б* — увеличение $\times 500$

*a**б**в*

Рис. 7. Внешний вид различных узлов и деталей с нанесенным покрытием: *a* — покрытие $\text{Al} + \text{Al}_2\text{O}_3$ (~ 50 мкм); $\text{Ni} + \text{Al}_2\text{O}_3$ (~ 20 мкм) на стальные детали; *б* — покрытие $\text{Al} + \text{Al}_2\text{O}_3$ (осн.), $\text{Ni} + \text{Al}_2\text{O}_3$ (осн.), $\text{Sn} + \text{Al}_2\text{O}_3$ (петля) на медные детали; *в* — ротор из углепластика, покрытие из олова для балансировки

Способ 1. Для повышения жаростойкости и износостойкости оболочек тепловыделяющих элементов из жаростойких сталей, путем нанесения на них защитного жаростойкого алюминидного покрытия. После нанесения проводилась термическая обработка и формировался плотный слой алюминидов переходных металлов, препятствующий обеднению оболочки основными элементами. Испытания на жаростойкость показали работоспособность покрытия при выдержках более 72 ч при температурах около 1200°C . Структура покрытия представлена на рис. 6.

Способ 2. Функциональные защитные и/или демпфирующие покрытия на узлы и детали оборудования для разделительно-сублиматного комплекса. Нанесение покрытий на узлы и детали производили с использованием порошков на основе смесей алюминия, корунда, никеля, цинка, олова и др. материалов. На рис. 7 приведены примеры различных узлов и деталей с нанесенными покрытиями.

Способ 3. Коррозионная защита упаковок для обедненного гексафторида урана (ОГФУ) Коррозионно-стойкое алюминий-цинковое покрытие нанесенное на натурные емкости для хранения ОГФУ позволяет обеспечить коррозионную защиту корпуса упаковок с ОГФУ на период более 80 лет, не требуя восстановления покрытия на протяжении указанного периода.

Заключение

Несмотря на многообразие технологических приёмов, используемых при формировании функциональных и защитных покрытий, не существует универсальных методов, способных решать все задачи, стоящие перед разработчиками. Поэтому решение каждой конкретной задачи требует своего индивидуального подхода, своего метода, своего материала.

Широкий набор задач, стоящих перед инженерами и конструкторами, не может, конечно, полностью



быть решен только двумя наиболее перспективными методами (ВИПМР и ХГН), описанными выше.

Специалисты-материаловеды ОАО «ВНИИНМ им. А.А. Бочвара» решают стоящие перед промыш-

ленностью задачи по нанесению защитных и функциональных покрытий совместно с конструкторами, выбирая наиболее эффективный, технологичный и экономичный метод.

Библиографический список:

1. Kelly P., Arnell R. Vacuum, 2000. 56. — P. 159–172.
2. Yang S., Teer D. Investigation of sputtered carbon and carbon/chromium multi-layered coatings. Surface and coating technology. 131. 2000. — P. 412–416.
3. Munz W., Hessberger G. US Pat. № 4426267 C1.
4. Munz W., Hoffman D., Harting K. Thin Solid Films. 96, 1982. — P. 79.
5. RU Pat. № 2131626, C1, 1996.
6. RU Pat. № 2210620, C1, 2003.
7. Ширяев С.А., Атаманов М.В., Гусева М.И., Мартыненко Ю.В., Митин А.В., Митин В.С., Московкин П.Г. Получение и свойства композиционных покрытий на основе металл-углерод с нанокристаллической структурой // ЖТФ, 2002. Т. 72. Вып. 2. С. 99–104.
8. Ширяев С.А., Атаманов М.В., Гусева М.И., Мартыненко Ю.В., Митин А.В., Митин В.С., Московкин П.Г. Структура и адгезия покрытия (TiAl)N на нержавеющей стали // Металлы, 2002. № 4. — С. 88–95.
9. Ширяев С.А., Атаманов М.В., Гусева М.И., Мартыненко Ю.В., Митин А.В., Митин В.С. Получение композитных покрытий магнетронным распылением // Физика и химия обработки материалов, 2002. № 3. — С. 33–37.
10. Ширяев С.А., Атаманов М.В., Гусева М.И., Мартыненко Ю.В., Митин А.В., Митин В.С., Московкин П.Г. Нанокристаллические композитные покрытия, полученные магнетронным распылением с мозаичным катодом // Перспективные материалы, 2002. № 3. С. 67–73.
11. Atamanov M., Guseva M., Martynenko Yu., Mitin A., Mitin V., Moskovkin P., Shiryayev S. Metall-carbon composite coatings with nanostructure: creation and properties. The International Conference on Metallurgical and Thin Films. San Diego. 2001. Session D2-2-1. — P. 71.
12. Atamanov M., Guseva M., Martynenko Yu., Mitin A., Mitin V. Shiryayev S. The influence of ion pre-bombardment on adhesion of (TiAl)N composite coatings. The International Conference on Metallurgical and Thin Films, San Diego. 2001. Session GP-1-2. — P. 51.
13. Atamanov M., Guseva M., Martynenko Yu., Mitin A., Mitin V., Moskovkin P., Shiryayev S. Composite coatings with the improved mechanical and tribological properties obtained by implantation-plasma methods. The International Conference on Metallurgical and Thin Films, San Diego. 2001. Session E 1-1-12. — P. 63.
14. Ширяев С.А., Атаманов М.В., Гусева М.И., Мартыненко Ю.В., Митин А.В., Митин В.С., Московкин П.Г. Получение нанокompозитных покрытий типа Ме—С плазменными методами. 15-я Международная конференция «Взаимодействие ионов с поверхностью», 27–30 августа 2001. Звенигород, Россия. Т. 2. — С. 407–410.

References:

1. Kelly P., Arnell R. Vacuum, 2000. 56. — P. 159–172.
2. Yang S., Teer D. Investigation of sputtered carbon and carbon/chromium multi-layered coatings. Surface and coating technology. 131. 2000. — P. 412–416.
3. Munz W., Hessberger G. US Pat. № 4426267 C1.
4. Munz W., Hoffman D., Harting K. Thin Solid Films. 96, 1982. — P. 79.
5. RU Pat. № 2131626, C1, 1996.
6. RU Pat. № 2210620, C1, 2003.
7. Shiryayev S.A., Atamanov M.V., Guseva M.I., Martynenko Yu.V., Mitin A.V., Mitin V.S., Moskovkin P.G. The production and the properties of composite coatings of metal-carbon base with nanocrystalline structure // JTP, 2002. V. 72. № 2. — PP. 99–104.
8. Shiryayev S.A., Atamanov M.V., Guseva M.I., Martynenko Yu.V., Mitin A.V., Mitin V.S., Moskovkin P.G. Structure and adhesion of (TiAl)N coating on stainless steel // Metals, 2002. № 4. — PP. 88–95.
9. Shiryayev S.A., Atamanov M.V., Guseva M.I., Martynenko Yu.V., Mitin A.V., Mitin V.S., Moskovkin P.G. The production of composite coatings by magnetron sputtering // Fizika i Khimija Obrabotki Materialov, 2002. № 3. — PP. 33–37.
10. Shiryayev S.A., Atamanov M.V., Guseva M.I., Martynenko Yu.V., Mitin A.V., Mitin V.S., Moskovkin P.G. Nanocrystalline composite coatings produced by magnetron sputtering with mosaic cathode // Perspektivnie Materialy, 2002. № 3. — PP. 67–73.
11. Atamanov M., Guseva M., Martynenko Yu., Mitin A., Mitin V., Moskovkin P., Shiryayev S. Metall-carbon composite coatings with nanostructure: creation and properties. The International Conference on Metallurgical and Thin Films. San Diego. 2001. Session D2-2-1. — P. 71.
12. Atamanov M., Guseva M., Martynenko Yu., Mitin A., Mitin V. Shiryayev S. The influence of ion pre-bombardment on adhesion of (TiAl)N composite coatings. The International Conference on Metallurgical and Thin Films, San Diego. 2001. Session GP-1-2. — P. 51.



13. *Atamanov M., Guseva M., Martynenko Yu., Mitin A., Mitin V., Moskovkin P., Shiryaev S.* Composite coatings with the improved mechanical and tribological properties obtained by implantation-plasma methods. The International Conference on Metallurgical and Thin Films, San Diego. 2001. Session E 1-1-12. — P. 63.

14. *Shiryaev S.A., Atamanov M.V., Guseva M.I., Martynenko Yu.V., Mitin A.V., Mitin V.S., Moskovkin P.G.* The production of manocomposite coatings of Me-C type by plasma methods. 15th International Conference «The interaction of ions with the surface», 2001, 27–30th August, Zvenigorod, Russia. V. 2. — PP. 407–410.



Современное состояние технологии GTL и перспективы ее реализации

А.Ю. Крылова, А.П. Пименов, И.П. Шора, Е.Т. Багай, Д.С. Рапотин, ООО «Энергия синтеза»

Аннотация: Рассмотрено современное состояние процесса GTL (газ в жидкость), а также родственных процессов CTL (уголь в жидкость) и BTL (биомасса в жидкость), основанных на получении углеводородов по методу Фишера–Тропша (то есть синтезом из оксида углерода и водорода). Приведены особенности углеводородных продуктов, их состав и свойства, а также направления развития в целом технологий получения синтетических моторных топлив.

Ключевые слова: технология GTL, синтез Фишера–Тропша, современное состояние.

Current state of GTL technology and prospects of its implementation

A.Yu. Krylova, A.P. Pimenov, I.P. Shora, E.T. Bagay, D.S. Rapotin, LLC «Synthesis Energy»

Abstract: The current state of GTL (gas to liquid) technology is considered as well as the state of related CTL (coal to liquid) and BTL (biomass to liquid) processes based on hydrocarbon production by Fischer–Tropsch method (that is by synthesis from carbon monoxide and hydrogen). Features of hydrocarbon products are given such as their composition and properties, and directions of development in general technologies are described for producing synthetic motor fuels.

Key words: GTL technology, Fischer–Tropsch synthesis, current state.

УДК 665.6-404

В настоящее время основными энергоресурсами являются горючие ископаемые. Выделение энергии при их сжигании сопровождается большими объемами выбросов, вредно воздействующих на здоровье людей, биосферу и созданную инфраструктуру. Снижение вредных выбросов оказывает большое влияние на развитие мировой энергетики, на выбор эффективных технологий для удовлетворения растущего спроса на энергоресурсы.

Как известно, основным сырьевым источником для производства моторных топлив является нефть: около 70% нефтепродуктов потребляется транспортом, главным образом автомобильным. На его долю приходится 89% мирового годового потребления энергии, расходуемой на транспорт (BP Review, 2010). Россия обладает 5,6% мировых разведанных запасов нефти. Однако запасы нефти не безграничны. По некоторым оценкам (Laherrere, 2006), при запасах нефти в России около 30 млрд т пик ее добычи (550–600 млн т в год) можно ожидать в 2020–2025 годах, после чего добыча будет снижаться.

В настоящее время в России добывают в основном тяжелые, высокосернистые нефти. Количество мазута в них достигает 40%, что заметно снижает долю моторных топлив (бензина, дизельного топлива и керосина), которую можно получить из этих нефтей. Очистка тяжелых фракций таких нефтей от серы и

азота — трудоемкая задача. Однако требования к качеству нефтепродуктов все время возрастают, что обуславливает необходимость вложения дополнительных средств в разработку и внедрение процессов гидроочистки и гидрокрекинга.

Особенностью нефти как сырьевого источника является ее переменный состав, что обусловлено как изменением состава по мере извлечения, так и использованием на каждом НПЗ нефтей разных месторождений. Изменение состава нефти обуславливает неравномерность загрузки отдельных стадий получения моторных топлив на НПЗ. Кроме того, страдает количество и качество других нефтепродуктов, например, базовых масел.

Существует несколько возможных принципиальных решений проблемы истощения ресурсов нефти и возрастания требований к охране окружающей среды (Синяк, 2012). Одно из них — использование альтернативных сырьевых источников для получения углеводородных продуктов. Это направление подразумевает широкомасштабное внедрение технологий производства синтетических нефтепродуктов, прежде всего моторных топлив из природного газа (газ в жидкость или GTL), угля (уголь в жидкость или CTL) или биомассы (биомасса в жидкость или BTL).

В настоящее время большой проблемой и перспективой является использование низконапорного

газа. По оценкам специалистов, запасы низконапорного газа к 2030 году составят примерно 2000 млрд м³. Решение данной проблемы позволит продолжить дальнейшую эксплуатацию газовых месторождений, сохраняя при этом кадровый ресурс и устойчивое развитие социальной сферы.

При применении нового, синтетического топлива не придется вносить изменения ни в устройство автомобиля и его двигатель, ни в существующую инфраструктуру хранения и доставки моторных топлив к потребителю. Синтетическое топливо и другие синтетические нефтепродукты обладают постоянным составом и не содержат серу и азот, что выгодно отличает их от соответствующих продуктов, получаемых традиционными методами.

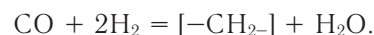
В основе большинства процессов получения синтетических углеводородов лежит производство синтез-газа (смеси оксида углерода и водорода). По существу, синтез-газ является универсальным сырьем для производства синтетических углеводородов и в этом смысле все процессы получения синтетических углеводородов из любого органического сырья можно считать процессами GTL.

Синтез-газ получают окислительной конверсией, для чего в качестве окислителей применяют воду, воздух, кислород или диоксид углерода. Иногда используют два окислителя сразу (например, воду и кислород). Кислород, введенный в состав сырья на первой стадии процесса, выводится в виде воды и/или диоксида углерода на стадии получения углеводородных продуктов. Выбор окислителя определяется общей идеологией процесса. Например, если вода позиционируется как целевой продукт (что характерно для предприятий GTL, располагающихся в засушливых зонах), то для получения синтез-газа используют кислород. При необходимости уменьшения количества отходящей воды применяют паровую конверсию, организуя рецикл по воде. Во всех случаях получение синтез-газа — наиболее капиталоемкая стадия процесса. На ее долю приходится 50–60% всех капитальных затрат и значительная часть операционных расходов.

Получение углеводородов из синтез-газа можно осуществить в одну стадию (синтез Фишера–Тропша) или последовательно, превращая его в метанол (и/или диметилловый эфир), а затем уже в углеводороды. В силу особенностей протекающих реакций синтезом Фишера–Тропша получают дизельное топливо и керосин, а синтезом через оксигенаты — бензин. При этом первый процесс значительно более развит и реализован примерно на десятке предприятий разной мощности.

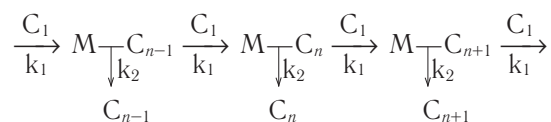
Количество и качество углеводородных продуктов, необходимость и способ их доведения до товарного качества («облагораживание») определяются способом их получения.

С точки зрения образования целевых продуктов — углеводородов C₅₊ (то есть углеводородов, содержащих 5 и более атомов углерода) — синтез Фишера–Тропша можно рассматривать как восстановительную олигомеризацию оксида углерода. Уравнение этой реакции в общем виде может быть записано следующим образом:



При полном превращении синтез-газа максимальный выход углеводородов составляет 208,5 г из 1 м³ смеси CO + 2H₂, приведенного к нормальным условиям.

При протекании любых реакций полимеризации молекулярно-массовое распределение образующихся продуктов подчиняется формальной кинетике, которая может быть описана с использованием следующей модели (Henrici-Olive, 1976):



где: M — металл, C₁, C_{n-1}, C_n, C_{n+1} — углеводородный фрагмент, содержащий, соответственно, 1, n-1, n или n+1 атом углерода, k₁ и k₂ — константы скорости роста и обрыва цепи, соответственно.

Эта модель включает следующие допущения:

- после каждого включения мономера C₁ может произойти дальнейший рост цепи на одно звено или обрыв цепи;
- константы скорости роста и обрыва цепи k₁ и k₂ не зависят от длины цепи.

При этих допущениях молекулярно-массовое распределение продуктов (то есть содержание в смеси углеводородов с определенной массой или, что то же, с определенным количеством атомов углерода в молекуле) однозначно определяется соотношением констант роста и обрыва цепи, то есть постоянной величиной $\alpha = k_1 / (k_1 + k_2)$.

На основании этой простой модели Г. Шульц вывел формулу молекулярно-массового распределения продуктов радикальной полимеризации (Schultz, 1936):

$$W_n = n\alpha^n \ln^2 \alpha,$$

где W_n — массовая доля углеводорода, содержащего n атомов углерода.

П. Флори предложил похожую формулу для поликонденсации бифункциональных молекул (Flory, 1936):

$$W_n = n\alpha^{n-1}(1 - \alpha)^2.$$

При величине α (ШФ-альфа), равной 0,5, уравнения Шульца и Флори практически совпадают и могут



быть в равной степени использованы для описания продуктов полимеризационного процесса, вследствие чего их обычно объединяют под общим названием уравнение Шульца–Флори.

Величину α , характеризующую вероятность роста цепи, обычно вычисляют из угла наклона прямой, полученной в координатах $\log(W_n/n) - n$. Этот показатель полностью характеризует состав углеводородной смеси. Зная величину ШФ-альфа, можно определить количество каждого углеводородного продукта.

Следует отметить, что ШФ-альфа характеризует состав продуктов вне зависимости от состава и природы катализатора. Это значит, что если катализатор позволяет синтезировать продукты, характеризующиеся, например, ШФ-альфа 0,9, то их состав будет неизменным вне зависимости от того, какой состав имеет катализатор.

Уравнения Шульца и Флори накладывают ограничения на селективность процесса. Так, из всех углеводородов только метан и высокомолекулярные парафины могут быть получены со 100%-ной селективностью. Выход бензиновой и дизельной фракций не может превышать 48 и 38 мас. %, соответственно.

Синтез Фишера–Тропша — сильно экзотермический процесс. При его практическом применении большое внимание уделяют отводу тепла, поскольку местные перегревы катализатора могут привести к необратимому изменению его селективности в сторону образования метана. Для организации эффективного теплоотвода используют трубчатые реакторы с фиксированным слоем катализатора и реакторы с катализатором, взвешенным в потоке газа (псевдооживленный слой) или суспендированным в высококипящей жидкости («сларри-реакторы»).

Различают два варианта ведения процесса: низкотемпературный и высокотемпературный. Низкотемпературный синтез Фишера–Тропша проводят при 20–30 атм и 220–250°C с целью получения твердых парафинов. Используют кобальтовые или железные катализаторы, отличающиеся высокой полимеризующей активностью (ШФ-альфа $\geq 0,9$). Этот процесс обычно проводят в трубчатых или сларри-реакторах, позволяющих наиболее эффективно отводить тепло реакции.

Высокотемпературный синтез Фишера–Тропша (20–30 атм и 260–300°C) осуществляют исключительно в присутствии железных катализаторов с целью получения смесей жидких углеводородов, обогащенных олефинами. Катализаторы, применяемые в этом случае, обычно характеризуются низким значением ШФ-альфа ($\sim 0,7$). Процесс проводят в реакторах с псевдооживленным слоем катализатора.

Для повышения выхода жидких продуктов компанией Shell был разработан «синтез средних дистиллятов» (дизельно-керосиновой фракции) (Alaska, 2006). Суть этой технологии состоит в проведении синтеза

Фишера–Тропша с максимальным получением твердых углеводородов (ШФ-альфа $> 0,9$) и последующим их гидрокрекингом или гидроизомеризацией с получением средних дистиллятов. В этом случае выход дизельной фракции может достигать 70–80%. В настоящее время синтез средних дистиллятов — процесс, в наибольшей степени востребованный промышленностью, поскольку этот метод позволяет снизить общее образование газов в процессе GTL.

В любом случае в синтезе Фишера–Тропша образуется смесь продуктов, состоящая в основном из линейных алканов и алкенов. Из нее перегонкой выделяют отдельные фракции синтетических углеводородных продуктов, в частности, нефть, средние дистилляты (дизельное топливо и керосин) и синтетические воски.

Синтетическая нефть представляет собой смесь линейных углеводородов C_5 – C_{10} . Следует отметить, что в отличие от нефтяного аналога эта фракция не может быть использована в качестве бензина или его основных компонентов. Причина этого — высокое содержание линейных алканов, обладающих низким октановым числом (пентан — 62, гексан — 40, гептан — 0). Однако свойства синтетической нефти могут быть улучшены («облагорожены») путем ее смешения с разветвленными парафинами C_5 – C_{10} , получающимися при гидроизомеризации восков. Следует отметить, что нефть, получаемая методом Фишера–Тропша, может быть использована как ценное сырье для производства этилена и пропилена. Применение этого продукта, не содержащего в отличие от нефтяного прямогонного бензина изо-парафинов, нафтеновых и ароматических соединений, позволяет получать больший выход этилена при паровом крекинге.

Синтетический керосин (фракция линейных углеводородов C_{10} – C_{14}) может служить ценным сырьем для получения поверхностно-активных соединений. Однако обычно керосин производится как основная составляющая реактивного топлива. Для получения керосина топливного назначения прямогонную фракцию смешивают с изо-парафинами C_{10} – C_{14} , получающимися при гидроизомеризации ФТ-восков.

Синтетическое дизельное топливо (фракция линейных углеводородов C_{11} – C_{18}) даже без специального облагораживания представляет собой товарный продукт. Это топливо отличают улучшенные экологические характеристики вследствие отсутствия в нем серы и ароматических углеводородов. Однако наличие большого количества линейных алканов в прямогонной фракции обуславливает его высокую температуру замерзания, вследствие чего качество продукта соответствует марке «Летнее». Качество этого продукта может быть доведено до марки «Зимнее» путем его гидроизомеризации или смешения с изо-парафинами C_{11} – C_{18} , получающимися при гидроизомеризации восков.

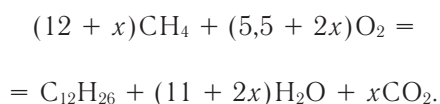
В альтернативных процессах получения углеводородов синтетические воски (твердые углеводороды C₁₉₊, то есть содержащие 19 и более атомов углерода в молекуле) производят в основном как полупродукт с целью их последующего гидрокрекинга (или гидроизомеризации) с получением изо-парафинов C₁₁–C₁₈ и улучшения качества средних дистиллятов (реактивного керосина и/или дизельного топлива). Однако эти продукты могут иметь собственный рынок, будучи использованы для производства базовых масел и смазок, сплавов для точного литья, вощеной бумаги, свечей, кремов и мазей и т.д. От аналогичных нефтяных продуктов и природных материалов воски, полученные синтезом Фишера–Тропша, отличается высокая чистота, низкая аллергенная активность и более высокая температура плавления.

Синтетическая вода — обязательный продукт синтеза Фишера–Тропша, образующийся в количествах, близких к количеству углеводородов C₅₊. Она может содержать небольшое количество спиртов, эфиров и углеводородов — продуктов синтеза Фишера–Тропша.

Как следует из табл. 1, синтетическое дизельное топливо, получаемое из природного газа по технологии GTL, обладает более высокими потребительскими и экологическими свойствами. При его использовании выбросы сернистых соединений полностью отсутствуют, выбросы углеводородов — снижаются на 35%, окиси углерода на 49%, окислов азота на 8%, твердых частиц на 31% (Kessel, 2006).

Эффективная технология GTL позволяет получать из 1000 м³ природного газа 350–450 кг (Ghaemmaghami, 2001). Термическая эффективность ФТ-заводов GTL на сегодняшний день составляет 60–65% (рис. 1) (Fleisch, Sills, 2002). При этом в товарные продукты превращается 77–83% углерода, содержащегося в сырье, а остальное количество приходится на долю CO₂.

В предположении, что среднее углеродное число продуктов синтеза Фишера–Тропша равно 12, общее уравнение превращения синтез-газа в жидкие углеводороды имеет вид:



Если $x = 0$, то максимальная термическая эффективность процесса составляет 78%. Остальные 22% подведенной энергии расходуется на производство воды. При этой максимальной термической эффективности метан превращается в жидкие углеводородные продукты на 100%. При термической эффективности, равной 65–75%, $x = 2,1$ –4, что дает эффективность превращения углерода 75–85%.

В зависимости от мощности предприятия GTL подразделяют на (Fleisch, 2002):

Таблица 1
Сравнительные характеристики дизельного топлива, получаемого из нефти и природного газа (Jamieson, 2007)

| Характеристика | Низкосернистое дизельное топливо из нефти | Дизельное топливо из природного газа |
|--|---|--------------------------------------|
| Содержание серы, ppm | 10 | < 5 |
| Цетановое число | 48 | ~ 75 |
| Удельная плотность, т/м ³ | 0,82–0,86 | ~ 0,78 |
| Содержание ароматических соединений, % | < 11* | < 5 |

* Для европейских НПЗ.

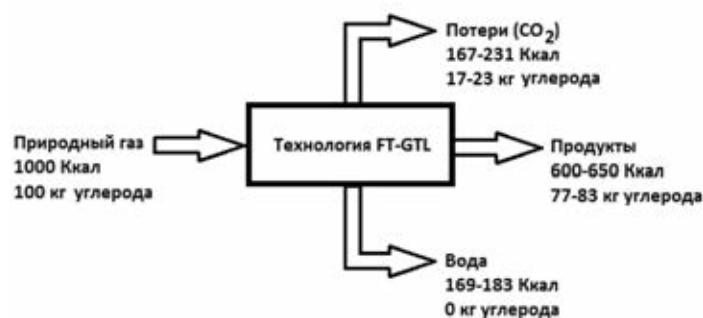


Рис. 1.

- малые (мощность менее 30000 м³/день);
- средние (мощность 30000–300000 м³/день);
- большие (мощность более 300000 м³/день).

Технология GTL до настоящего времени развивалась в основном в сторону создания крупных предприятий производительностью более 1 млн т жидких продуктов в год. При этом создание таких предприятий имеет ряд недостатков (Genovese):

- для реализации крупного завода GTL необходимы огромные запасы газа. Только 200 из более 15 000 газовых месторождений имеют объем газа, достаточный для многолетней работы такого предприятия;
- непомерные капитальные затраты, исчисляющиеся миллиардами долларов, представляют собой барьер для тех, кто заинтересован в строительстве завода GTL. При таком капиталовложении управление технологическими рисками становится серьезным препятствием. Исторически заводы GTL субсидируются правительствами. Невозможность реализации столь крупных объемов товарной продукции внутри региона приводят к увеличению стоимости продукции для потребителя за счет логистических расходов;
- цена на нефть должна быть близка к 100 долл. США за баррель, чтобы завод GTL был экономически привлекательным для производителей нефтепродуктов, а не только как «экологический»



- проект по снижению сжигания попутного газа, экономика которого отличается от экономики проектов большого масштаба;
- технология GTL объединяет несколько хорошо освоенных промышленностью процессов. К ним относятся первичная переработка газа, производство синтез-газа, нефтепереработка, электроэнергетика и очистка газовых выбросов и стоков. Однако создание комплексного предприятия требует одновременного задействования большого количества заводов и большого времени, а также высокой организации производства;
 - экологически чистые виды топлива, производимые на нефтеперерабатывающих заводах, конкурирует с продуктами GTL. Многие заводы США, ЕС и других стран вводят, увеличивают или иным образом улучшают свои мощности по гидроочистке и гидрокрекингу. Значительные технологические усовершенствования делают глубокую переработку нефти на НПЗ вполне рентабельной;
 - при любой оптимизации процесса возникает вопрос о соотношении капитальных затрат и операционных расходов. Для наиболее распространенных предприятий, таких как нефтеперерабатывающие и газоперерабатывающие заводы или заводы по ожижению газа, оптимальное соотношение хорошо известно. Для проектов GTL выбор оптимального отношения во многом проблематичен, поскольку эта технология, по большому счету, не вышла за рамки опытной. Каждый построенный завод GTL является уникальным, использует собственные катализаторы и технологические решения.

В условиях высокой стоимости крупнотоннажных заводов GTL возникает вопрос разработки новых технологий для реализации экономичных предприятий средней и малой мощности. Развитие малотоннажных технологий GTL идет в основном в направлении использования в качестве сырья сланцевого газа, попутного нефтяного газа и биомассы различного происхождения. В случае переработки попутного газа в основном предлагается производить синтетическую нефть, которую можно транспортировать трубопроводным транспортом одновременно с природной нефтью. В остальных случаях рассматривается в основном производство товарных продуктов: дизельного топлива, базовых масел, высокоплавких твердых парафинов.

Малотоннажные технологии GTL предлагают компании Sintroleum (США), Rentech (США), Velocys и ряд других.

Как было упомянуто выше, заводы GTL имеют высокую стоимость. Капитальные вложения в создание предприятия мощностью 30 000 бар./день в конце прошлого века составляли примерно 1 млрд долл. США. Удельные капитальные вложения при строи-

тельстве таких заводов составляли 25 000–30 000 долл. США/бар. Такую стоимость имели, в частности, заводы GTL компании Shell в Малайзии, Mossgas в Южной Африке и Mobil в Новой Зеландии.

Совершенно неожиданно стоимость аналогичных предприятий в этом веке существенно возросла. Заводы компании Sasol в Катаре и Нигерии стоили уже около 5 млрд долл. США, а стоимость завода компании Shell мощностью 70 000 бар./день в Катаре достигла 18 млрд долл. США. Удельные капитальные вложения при строительстве таких заводов достигают 100 000–200 000 долл. США/бар. Объяснить этот факт нельзя только возрастанием стоимости металла, используемого для изготовления оборудования. Управление крупными проектами требует больших усилий в плане регулирования больших финансовых потоков, привлечения больших групп высококвалифицированных специалистов, изготовителей уникального оборудования и т.д., что, естественно, приводит к увеличению стоимости завода. Естественно, что создание крупных предприятий в суровых российских условиях приведет к заметному увеличению капитальных затрат.

Интересным решением для реализации малотоннажных процессов GTL может быть использование микроканальных технологий, позволяющих интенсифицировать процессы и существенно уменьшить размеры химических реакторов. К таким технологиям относится, в частности, технология компании Velocys. Микроканальный реактор, разработанный этой компанией, представляет собой совокупность параллельно расположенных плоскостей, разделенных внутри перегородками, расположенными на расстоянии 0,1–5 мм друг от друга (рис. 2а) (LeViness, 2011). В таких аппаратах процессы тепло- и массообмена ускоряются в 10–1000 раз.

Эффективный теплосъем позволяет использовать в микроканальном реакторе катализаторы с размером частиц 50–100 мкм (как в сларри-реакторах), что дает возможность существенно снизить диффузные ограничения при проведении синтеза Фишера–Тропша. В таком аппарате производительность катализатора может на порядок превышать производительность аналогичных катализаторов, работающих в традиционных реакторах с фиксированным слоем, и достигать 1500 кг/м³·ч (LeViness, 2011).

Микроканальная технология идеально подходит для реализации сильно экзотермических процессов, таких как синтез Фишера–Тропша или синтез метанола, а также сильно эндотермических реакций, например, паровой реформинг метана.

Микроканальные реакторы вначале были встречены с определенной долей скептицизма со стороны промышленности из-за опасений по поводу забивания мелких каналов, расположенных внутри каждого устройств. Однако практика показала, что риск за-



Рис. 2. Микроканальный реактор компании Velocys изнутри (а) и снаружи (б)

бывания практически полностью снижается за счет высокого пристеночного эффекта и хорошего распределения потоков. Способность микроканальных устройств удерживать любое количество твердых частиц объясняется высоким показателем трения стенки, что больше способствует уносу частиц, чем их слипанию.

Загрузка-выгрузка катализатора, заполняющего традиционный реактор с фиксированным слоем, — трудоемкий процесс. Особенно, если учесть, что крупные кожухо-трубчатые агрегаты имеют до 28000 труб внутренним диаметром 25 мм и высотой до 12 м, а загружаемый катализатор является пирофорным. Перезагрузка катализатора в традиционных реакторах осуществляется раз в 2–4 года при полной остановке реактора.

Особенностью микроканальных реакторов является легкая перегрузка катализатора из-за гораздо меньшего размера аппарата. При расположении мик-

роканальных элементов секциями в одном кожухе можно осуществлять перегрузку катализатора каждой секции без полной остановки всего комплекса.

Из-за высокой производительности катализатора и малых размеров аппарата микроканальные реакторы требуют меньших капитальных затрат и операционных расходов по сравнению с традиционными реакторными системами, включая реакторы с фиксированным слоем кобальтового катализатора и сларри-реакторы с железными или кобальтовыми катализаторами.

Микроканальные реакторы имеют ряд существенных преимуществ и в массогабаритных показателях. Строительство завода осуществляется блочно-модульным способом, что позволяет гибко реагировать на запрос рынка и без существенных капитальных затрат менять производственную линейку по объему и диверсификации продукции. Также блочно-модульное строительство позволяет повторно использовать оборудование на других площадках после выработки месторождения.

Однако основным преимуществом малотоннажного завода GTL, является сравнительно короткий срок окупаемости. Средний срок окупаемости с учетом экономических реалий и сроков строительства составляет порядка 6 лет.

Следует отметить, что несмотря на имеющиеся положительный опыт некоторых компаний, малотоннажное производство GTL до настоящего времени не получило широкого распространения. Основная причина заключается в том, что правами

на освоение газа — сырья для малотоннажного производства GTL в основном обладают компании, приоритетами которых является реализация масштабных проектов разработки ресурсов традиционных углеводородов, не связанных с рискованным GTL бизнесом (Материалы, 2003).

Серьезным сдерживающим фактором (прежде всего психологическим) для внедрения малотоннажных технологий GTL является отсутствие на настоящий момент в мире промышленных предприятий и демонстрационных установок малой мощности, пригодных для переработки относительно небольших объемов газа (до 100 млн м³ в год). Создание хотя бы одной такой установки и демонстрация возможностей технологии может дать серьезный толчок к ее последующему широкомасштабному внедрению. Эксплуатация опытной установки в значительной степени снижает технологические риски, которые довольно велики.



Список литературы:

1. Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Проблемы и перспективы комплексного использования низконапорного газа в устойчивом развитии социальной сферы газодобывающих регионов». Надым, март 2003 года. — М., 2003.
2. Синяк Ю.В., Колпаков А.Ю. Эффективность использования производства синтетических моторных топлив из природного газа. — URL: <http://www.ecfor.ru/pdf.php?id=2012/1/0>
3. An Alaska north slope GTL option — BY ANRTL. — URL: <http://www.arcticgas.gov/sites/default/files/documents/2008-06anrtlpresentation1.pdf>
4. BP Statistical Review of World Energy. June 2010. — URL: <http://www.bp.com/statisticalreview>
5. Fleisch T.H., Sills R.A., Briscoe M.D. Emergence of the Gas-to-Liquids Industry: a Review of Global GTL Developments Journal of Natural Gas Chemistry 11(2002)1-14. — URL: <http://www.ingenia.org.uk/ingenia/issues/issue16/Fleisch.pdf>
6. Fleisch T.H. Gas Monetization via Emerging «mini-GTL» Options. — URL: http://www.globalmethane.org/documents/events_oilgas_121002_4.pdf
7. Flory, P.J. // J. Am. Chem. Soc. 1936. V. 58. — P. 1877.
8. Ghaemmaghami B., Clarke S. GTL: Progress and Prospects — Study Yields Generic, Coastal-Based GTL Plant // Oil and Gas Journal. Vol. 99. March 12, 2001. — URL: <http://www.ogj.com/articles/print/volume-99/issue-11/special-report/gtl-progress-and-prospects-study-yields-generic-coastal-based-gtl-plant.html>
9. Henrici-Olive, G., Olive, S. // Angew. Chem. Int. Ed. 1976. V. 15. — P. 136.
10. Jamieson A., McManus G. GTL Production will Partially Ease Regional Diesel, Naphta Imbalances // Oil & Gas Journal, March 19, 2007. — URL: <http://www.ogj.com/articles/print/volume-105/issue-11/processing/special-report-gtl-production-will-partially-ease-regional-diesel-naphtha-imbances.html>
11. Kessel I.B. Efficiency of GTL Industry Construction in JSC «Gazprom», 23d World Gas Conference. Amsterdam, 2006. — URL: <http://www.igu.org/html/wgc2006/pdf/paper/add10257.pdf>
12. Laherrere J. When will oil production decline significantly? European Geosciences Union General Assembly. 2006, April 3. — URL: <http://www.hubbertpeak.com/laherrere/EGUVienna2006.pdf>
13. LeViness S., Tonkovich A.L., Jarosch K., Fitzgerald S., Yang B., McDaniel J. Improved Fischer-Tropsch Economics Enabled by Microchannel Technology. — URL: http://www.oxfordcatalysts.com/press/wp/wp110224_microchannel_FT_white_paper_24Feb11.pdf
14. Genovese N.A., Gorlani A., Arroyo A.H.P. GTL technology and it's role in the word energy markets. — URL: https://www.eni.com/it_IT/attachments/lavora-con-noi/pdf/GTL-technology.pdf
15. Schulz, G.V. // Z. Phys. Chem. 1936. V. 32. — P. 27.

Сколько надо ПХГ в России и почему?

С.А. Хан,

заместитель начальника Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа — начальник Управления по подземному хранению газа ОАО «Газпром»



На текущий момент в России Газпром эксплуатирует 22 подземных хранилища газа в 26 объектах хранения: 17 объектов создано в истощенных газовых месторождениях, 8 — в водоносных структурах и 1 — в отложениях каменной соли.

Согласно Генеральной схеме развития газовой отрасли на период до 2030 года, утвержденной приказом Минэнерго России № 213 от 6 июня 2011 года, в РФ будет эксплуатироваться 30 ПХГ со следующей концепцией:

- поддержание достигнутого уровня мощностей российских ПХГ за счет проведения реконструкции и замещения морально и физически устаревших мощностей;
- ускоренное наращивание суточной производительности российских ПХГ

за счет расширения действующих и строительства новых ПХГ;

- обеспечение мощностями ПХГ дефицитных регионов РФ, в том числе создание сети ПХГ в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке.

ПХГ (подземные хранилища газа) в значительной мере способствуют надежности снабжения потребителей газом. Они позволяют выравнять суточные колебания газопотребления и удовлетворять пиковый спрос в зимний период. Особенно важны

ПХГ в России с ее климатическими особенностями и удаленностью источников ресурсов от конечных потребителей. В России действует не имеющая мировых аналогов Единая система газоснабжения (ЕСГ), ее неотъемлемая часть — система ПХГ. Подземные хранилища позволяют гарантированно обеспечивать потребителей природным газом независимо от времени года, колебаний температуры, форс-мажорных обстоятельств.





Автоматизация здания в условиях сурового климата Сахалина

А. Гаврилов, начальник обслуживания НГДУ, отделение Honeywell Building Solutions в Сахалине

Аннотация: Понятие «интеллектуальное здание» сегодня уже у многих на слуху. Применение интеллектуальных систем автоматизации здания обеспечивает не только комфорт и высокую безопасность для его пользователей, но и энергоэффективность, экономичность и, как следствие, возврат инвестиций. Когда компания Эксон Нефтегаз Лимитед построила в суровом климате Сахалина свой офис, компании «Хоневелл» была поручена автоматизация офисного здания компании.

Ключевые слова: автоматизация, видеонаблюдение, энергопотребление.

Building Automation in Sakhalin's rough climatic conditions

A. Gavrilov, Service Field Supervisor, HBS Sakhalin

Abstract: The term «intelligent building» today is well known. The use of intelligent building management systems doesn't only ensure high comfort and security standards for the building user, but even stands for energy efficiency, profitability and in consequence a high Return on Invest (ROI). When Exxon Neftegas started to build its new office building in the rough environment of Sakhalin, Honeywell was commissioned to install the automation systems in the building.

Key words: Automation, video surveillance, energy consumption.

УДК 681.5



Хотя Сахалин по большей части входит в зону муссонов умеренных широт, его климат все же суровее, по сравнению с другими аналогично размещенными территориями: зима — морозная и снежная, весна затяжная, холодная, с поздними снегопадами и туманами, а лето весьма короткое, всего 2–3 месяца на юге и 1,5–2 месяца на севере, с

туманами и морозящими дождями. Отопительный сезон длится 8 месяцев. Погода неустойчива, зачастую меняется 2–3 раза в день. Зарегистрированный температурный минимум Южно-Сахалинска: -36°C (январь 1961 года), максимум: $+34,7^{\circ}\text{C}$ (август 1999 года). Все это представляет большой потенциал для применения систем «интеллектуального здания», хотя бы уже в сфере отопления и освещения.

По статистике, на долю зданий приходится около 40% мирового потребления энергии. Две третьих этого объема составляет энергопотребление в нежилых зданиях. Применение интеллектуальных систем автоматизации помещения позволяют значительно сократить энергопотребление: приблизительно до 60% энергии для освещения, до 25% тепловой энергии и до

45% энергии для охлаждения. Интеллектуальные технологии автоматизации проявляют свою эффективность как раз там, где обычные методы сокращения расходов энергии, как, например, улучшение теплоизоляции, установка оборудования с повышенным КПД и т.д., уже достигли своих пределов. За прошлые годы значительно возросло число фирм, производящих оценку своего общего энергетического баланса. При этом было установлено, что с энергопотреблением связан практически каждый аспект деятельности предприятия. Будь то малые или крупные предприятия, требования остаются одни и те же — больше информации, использование общей инфраструктуры и максимальное использование информации из всех доступных уровней. Именно такой подход обеспечивает применение интеллектуальных систем автоматизации здания.

Кроме того, современное здание немислимо без определенного уровня комфорта, прежде всего это касается отопления, вентиляции и кондиционирования. Поддерживать работу систем микроклимата и освещения стабильно на желаемом уровне без применения интеллектуального управления системами бывает трудно, особенно в таких погодных условиях, как на Сахалине. Поэтому, когда такая известная нефтегазодобывающая компания, как «Эксон Нефтегаз Лимитед», дочернее предприятие компании «ЭксонМобил», построила здесь свой офис, было принято



решение об автоматизации здания в целях оптимизации энергоэффективности и поддержания высокого уровня безопасности для сотрудников.

Компания «Эксон Нефтегаз Лимитед» является оператором проекта «Сахалин-1». Среди проектов, реализуемых «ЭксонМобил» по всему миру, «Сахалин-1» — один из самых сложных: суровый арктический климат и тяжелые географические условия, а также удаленность местонахождения и сейсмическая активность острова требуют применения уникальных технологий. Кроме того, это один из крупнейших проектов в России с прямыми иностранными инвестициями. С момента запуска проекта «Сахалин-1» в бюджет Российской Федерации было выплачено более 7 млрд долл. Совместным предприятиям и отечественным компаниям были присуждены контракты на общую сумму свыше 9 млрд долл. Партнерами «Эксон Нефтегаз Лимитед» по консорциуму «Сахалин-1» являются: российская государственная компания «Роснефть»; японский консорциум «СОДЭКО» и индийская государственная нефтяная компания «ОНГК Видеш Лтд.». Проект «Сахалин-1» уже дважды побил мировой рекорд по протяженности скважин: в январе 2011 года нефтяная скважина месторождения Одопту-море с длиной 12 345 м стала самой длинной скважиной в мире, а 28 августа 2012 на Чайвинском месторождении был вновь побит мировой рекорд по протяженности скважины — 12 376 м.

Новое офисное здание Сахалинского филиала компании «Эксон Нефтегаз Лимитед», которое стало важным объектом в Южно-Сахалинске, было построено в 2005 году. Это — комфортное 5-этажное здание в классическом стиле с двумя крыльями под офисные помещения свободной планировки. На территории офисного комплекса имеются открытая автостоянка на 48 мест для дневной парковки автомобилей и здание гаража на 200 мест. В офисном комплексе размещается более трехсот рабочих мест для сотрудников компании. В отношении инженерных систем проект соответствует всем строительным нормам России и США. На техническом этаже располагаются конвекционные системы воздухообмена — с их помощью здание может обогреваться либо охлаждаться в зависимости от необходимости. Помимо централизованного теплоснабжения от городских тепловых сетей предусмотрены резервные бойлеры. В техническом здании, рядом с гаражом, располагаются резервные источники электроснабжения.

Когда встал вопрос об автоматизации офисного здания сахалинского филиала компании, было заключено глобальное соглашение с компанией «Хоневелл», в рамках которого со стороны компании «Хоневелл» было предложено пакетное решение, т.е. предоставление всех систем одним поставщиком, а также комплексная интегрированная система.

Преимущества систем интеллектуального управ-

ления зданием, как в плане энергопотребления, так и в плане поддержания комфортного микроклимата и обеспечения безопасности, очевидны. Системы жизнеобеспечения «интеллектуального» здания могут сами управлять климатом в помещениях, освещением, инженерными сетями, системой безопасности, связью и лифтами. Опираясь на данные датчиков основных систем, компьютер может автоматически включать и выключать кондиционеры, постоянно производить контроль и регулирование температуры в помещениях (например, закрыть вентили при раскрытых окнах, чтобы не тратить в пустую дорогую энергию, и наоборот, если температура в помещении понизилась, автоматически включить отопление), изменять освещенность в зависимости от времени суток, обнаруживать неполадки в работе основных агрегатов (лифтов, насосов, трансформаторов) задолго до самой поломки и моментально оповещать о них сервисные службы. Все установленные приборы работают в зависимости от нужд эксплуатации, т.е. только тогда, когда это необходимо, и ровно столько, сколько нужно: пока пользователь находится в помещении, его комфорт является главным приоритетом, но когда он покидает его, достаточно поддерживать систему в здании или в конкретном помещении на уровне минимально необходимом для эксплуатации. Так, например, система может выключить свет в помещении, если датчик присутствия дал сигнал о том, что пользователь покинул данную комнату, или поставить отопление на минимум после окончания рабочего дня и включить его утром перед приходом персонала.

В здании офиса сахалинского филиала компании «Эксон Нефтегаз Лимитед» с этими задачами с успехом справляется система комплексного управления зданием Enterprise Buildings Integrator (EBI) производства компании «Хоневелл», позволяющая полную интеграцию систем управления доступом, безопасности, вентиляции, кондиционирования и обогрева, а также регулирования энергопотребления.

В рамках реализации проекта, которая длилась с 2006 по 2008 год, компания «Хоневелл» провела комплексную автоматизацию здания, были установлены пожарная автоматика, системы оповещения и охранные системы, система контроля и ограничения доступа: в целом на объекте было установлено около 40 камер, 50 защищенных дверей, 1500 пожарных устройств, полное управление вентиляцией, отоплением и кондиционированием. Кроме того, поскольку первоочередной задачей стал максимальный контроль здания, то помимо системы интеллектуального управления EBI, была установлена цифровая интеллектуальная система видеонаблюдения, Honeywell Digital Video Manager (DVM).

DVM представляет собой масштабируемую, цифровую систему охранного видеонаблюдения (CCTV),



которая объединяет в себе контроль доступа, обнаружение вторжений, глобальное наблюдение и усовершенствованную видеоаналитику. Вышеперечисленные службы этой платформы обеспечивают управление сигнализацией, отчетность, повременной сбор данных, предоставляют возможность отображения объекта с активным содержимым, автоматизированное календарное планирование и среду программирования для создания усовершенствованного режима работы системы. Благодаря возможности конфигурации для систем с количеством камер от нескольких десятков до нескольких тысяч, распределенная архитектура видеокамер DVM обеспечивает безупречную интеграцию операций видеоконтроля различных систем на одной виртуальной платформе. Интеллектуальная видеоаналитика системы DVM автоматически определяет, анализирует и классифицирует передвижения людей и транспортных средств в зоне обзора видеокамеры, снижая, таким образом, нагрузку на неавтоматическое определение событий. Отслеживание данных пред- и постсобытий позволяет не пропустить критически важную видеoinформацию и значительно повышает эффективность расследова-

ний, поиска доказательств и получения результатов. Благодаря интеграции с системой ЕВІ возможна активизация видеозаписи в случае, если происходит определенное событие и/или генерируется определенный сигнал тревоги, что обеспечивает необычайно высокую ситуационную осведомленность.

Компания «Хоневелл» предоставляет «Эксон Нефтегаз Лимитед» техническую поддержку и сервисное обслуживание в режиме 7/24.

Использование систем автоматизации позволяет настолько снизить эксплуатационные расходы, что достигаемая при этом экономия за весь жизненный цикл объекта (в среднем — 50 лет) может превысить расходы на строительство.

Уже в первые месяцы после завершения проекта проявились наглядные преимущества применения технологий автоматизации: высокий уровень защиты и комплексный контроль систем, а соответственно и полный контроль и оптимизация энергопотребления. Компания «Эксон Нефтегаз Лимитед» планирует в дальнейшем расширение системы на базе оборудования компании «Хоневелл».

Список литературы:

1. Проект «Сахалин-1». — URL: <http://www.sakhalin-1.ru/Sakhalin/Russia-Russian/Upstream>; дата обращения — 22.05.2014.
2. Сахалин. — URL: <http://www.ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%B0%D1%85%D0%B0%D0%BB%D0%B8%D0%BD>; дата обращения — 22.05.2014.
3. ЭксонМобил. — URL: <http://www.exxonmobil.com/Russia-Russian/PA/default.aspx>; дата обращения — 22.05.2014.
4. Южно-Сахалинск. Офис «Эксона» рассчитан на 50 лет. — URL: <http://www.arendator.ru/articles/1/art/861>; дата публикации — 21.04.2004; дата обращения — 22.05.2014.

Bibliography:

1. Project «Sakhalin-1». — URL: <http://www.sakhalin-1.ru/Sakhalin/Russia-Russian/Upstream>; last visited 22.05.2014.
2. Info about Sakhalin. — URL: <http://www.ru.wikipedia.org/wiki/%D0%A1%D0%B0%D1%85%D0%B0%D0%BB%D0%B8%D0%BD>; last visited 22.05.2014.
3. ExxonMobil. — URL: <http://www.exxonmobil.com/Russia-Russian/PA/default.aspx>; last visited 22.05.2014.
4. Yuzhno-Sakhalinsk — «Exxon» Office Building is constructed to last 50 years. — URL: <http://www.arendator.ru/articles/1/art/861>; date of publication 21.04.2004; last visited 22.05.2014.



Обращение Российской Федерации в ВТО с просьбой о консультациях по Третьему энергетическому пакету Европейского Союза от 30.04.2014 г.

По мнению Российской Федерации положения «Третьего энергетического пакета» несовместимы с рядом общих и специфических обязательств, взятых ЕС и государствами-членами ЕС в соответствии с Соглашением ВТО. В частности, что одно и то же лицо или лица не могут выступать в качестве производителя и поставщика газа (электричества) и одновременно осуществлять его транспортировку. Одно и то же лицо или лица не могут одновременно прямо или косвенно, осуществляя функции производства или поставки, контролировать или иметь любое право над оператором системы транспортировки или над системой транспортировки. Обратное также верно. Требования «Третьего энергетического пакета» охватывают различные типы трубопроводных сетей, для которых «передача» газа означает «транспортировку природного газа через сеть, которая главным образом содержит трубопроводы высокого давления, кроме сети промышленных трубопроводов, и за исключением той части трубопроводов высокого давления, используемый главным образом для целей местного распределения природного газа с целью его доставки заказчикам. Этот запрет должен осуществляться одним из трех способов: разделение собственности, создание независимого системного оператора или независимого транспортного оператора. Эти режимы содержат различные степени ограничений, причем разные режимы используются в разных частях территории Европейского Союза. Кроме того, устанавливая различные режимы с разными степенями ограничений на территории ЕС, «Третий энергетический пакет» также предусматривает применение различных режимов несвязывания, ввод которых зависит от даты, когда вводится контроль над транспортной системой внутри ЕС. В дополнение к этому в законодательстве ЕС предусмотрены различные исключения и отступления от принципа разделения. В частности, под исключение попадают некоторые виды инфраструктуры. Например, новая крупная инфраструктура может по согласованию с ЕС полностью или частично освобож-

даться от требований несвязанности. Решение об этом принимается по каждому отдельному случаю. Требования несвязанности не применяются для изолированных рынков, а также для малых газовых предприятий. Во всех случаях наиболее жесткие требования — разделение собственности — не применяется к лицам, которые осуществляют функцию транспортировки природного газа через местные или региональные трубопроводные сети с целью доставки газа клиентам.

В случае сертификации владельцев транспортных систем или оператора, вводятся дополнительные требования для сертификации контролируемых иностранными лицами (лицом). Таким операторам может быть отказано в сертификации, если будет признана приводящей к угрозе безопасности энергопоставок в страны-члены ЕС или в ЕС в целом. Процедура сертификации владельцев транспортных систем и операторов, контролируемых иностранным лицом или лицами, отличается от процедур для владельцев из ЕС в сторону большей обременительности. Третий энергетический пакет, помимо прочего, требует, чтобы собственники транспортных систем или операторов предлагали их услуги на недискриминационной основе для всех пользователей сетей и на основе регулируемых тарифов, а также, что собственники транспортных систем или операторов обеспечивают бесперебойный доступ к услугам как фирм, так и третьих лиц. Однако, в отношении этих и других требований регулирования доступа к магистральным и распределительным системам, Третий энергетический пакет предусматривает исключения и отступления, аналогичные исключениям и отступлениям, предусматриваемых в отношении несвязанности. Третий энергетический пакет применяется таким же образом в отношении производителей или поставщиков электроэнергии и транспортировки электроэнергии, и имеет такие же последствия.

Требования Третьего энергетического пакета, связывающие доступ третьих лиц, снижают объемы транс-

портных мощностей, доступные для импортеров, и ухудшают исполнимость долгосрочных контрактов на поставку газа, которые уже заключены. В то же время имеются исключения и отступления от правил доступа третьих лиц некоторым объектам инфраструктуры, что ставит транспортировку по ним более привлекательной, чем импорт газа через транспортную инфраструктуру, попадающую под требования доступа третьих лиц.

Импортируемый газ также подвергается дополнительным требованиям, воздействующим на его внутреннюю продажу, предложения к продаже, покупку, транспортировку, распространение или использование на территории ЕС. Однако, газ местного производства, включая биогаз, не попадает под указанные требования. Более того, биогаз, произведенный в стране, получает дополнительные привилегии, что приводит, как и задумывалось, замещению импортируемого газа.

Далее приводится длинный перечень нормативно-правовых актов, которые ЕС и страны-члены ЕС используют (но не ограничиваются) для приведенных ограничений.

В отношении других документов, поправок, дополнений, расширений и т.п., принимаемых в рамках Третьего энергетического пакета, которые к настоящему обращению не идентифицированы Российской Федерацией, Российская Федерация просит помощи Европейской Комиссии оказать в этом содействие в рамках консультаций. ЕС и страны-члены ЕС, по всей видимости действуют не в соответствии со статьями II, VI, XVI и XVII GATS (Генеральное соглашение о торговле услугами) и не в соответствии с их конкретными обязательствами в рамках GATS, Статьями I, III, X, и XI GATT 1994, Статьей 3 Соглашения о субсидиях и компенсационных мерах, Статьей 2 Соглашения о связанных с торговлей инвестициях, Статьей XVI:4 Соглашения об учреждении ВТО. Примечание: в течение 60 дней должны быть даны разъяснения для досудебного урегулирования, иначе просьба может быть направлена для получения судебного решения.



Анализ причин формирования задолженности за газ в жилищно-коммунальном комплексе

С.Б. Сиваев, директор направления «Городское хозяйство» Фонда «Институт экономики города», кандидат технических наук

И.В. Колесников, руководитель проекта направления «Городское хозяйство» Фонда «Институт экономики города», кандидат технических наук

А.Ю. Родионов, главный специалист направления «Городское хозяйство» Фонда «Институт экономики города»

Аннотация: В статье представлены результаты анализа причин резкого роста долгов за энергетические ресурсы за последние несколько лет и варианты решения проблемы долгов. Определены и исследованы различные уровни возникновения долговых обязательств. Результатом исследования являются матрица долгов за газ различными группами потребителей энергетических ресурсов, а также определение возможных мер правового регулирования с целью повышения платёжной дисциплины.

Ключевые слова: задолженность, газ, ресурсоснабжающие организации, управляющие организации, конечные потребители.

Analysis of causes of formation of gas debt in housing-and-utility complex

S.B. Sivaev, Municipal Economy Director in the Institute for Urban Economics, Ph. D. (Technology)

I.V. Kolesnikov, Municipal Economy Project Manager in the Institute for Urban Economics, Ph. D. (Technology)

A.Y. Rodionov, Municipal Economy Chief Expert in the Institute for Urban Economics

Abstract: The article is devoted to the results of the analysis of reasons to a fast debt growth of energy resources over the last few years. The article proposes variants of solving a debt problem. The authors have examined and defined different levels of debt commitment incurring. The result of the exploration is gas debt matrix of different groups of energy resources consumers. Moreover, the article's results clarify possible measures of legal regulation with the aim to increase a payment discipline.

Key words: debt, gas, resources supplying companies, management companies, final consumers.

УДК 681.5



В последние несколько лет организации большой энергетики (электроснабжения и газоснабжения) столкнулись с проблемой резкого роста задолженности за оплату энергоресурсов в жилищно-коммунальном хозяйстве. Неплатежи накапливаются по всей цепочке жилищно-коммунальных правоотношений: не все жители оплачивают счета за жилищно-комму-

нальные услуги, много претензий к управляющим организациям в связи с задержками платежей за коммунальные ресурсы и нецелевым использованием денег, все больше растут долги предприятий теплоснабжения и водоснабжения за потребляемые газ и электрическую энергию. Очевидно, что проблема долгов носит многофакторный характер и поэтому требует системного анализа и комплексных решений, в том числе и в части правового регулирования.

Авторами был выполнен анализ фактической ситуации по долгам в ЖКХ в отдельных городах России, а также анализ нормативно-правовых документов в части вопросов оплаты коммунальных услуг и проведения расчетов за энергетические ресурсы.

По результатам выполненного анализа определены и исследованы три уровня возникновения долго-



вых обязательств, а также выпадающих доходов, которые могут быть причинами возникновения долговых обязательств:

- конечные потребители;
- управляющие недвижимостью и расчетно-кассовые центры;
- ресурсоснабжающие организации (предприятия теплоснабжения).

Анализ информации Росстата о результатах статистических наблюдений за объемом и динамикой задолженности потребителей перед организациями сетевого газоснабжения по форме № 22-ЖКХ (сводная) показал, что выделенные потребители формируют 86,5% задолженности предприятий сетевого газоснабжения. Оставшиеся 13,5% приходятся на прочих потребителей.

1. КОНЕЧНЫЕ ПОТРЕБИТЕЛИ

В качестве конечных потребителей рассматривались потребители в жилищном секторе и бюджетофинансируемые организации. Эти две группы потребителей объединяет их специальный правовой статус, связанный с невозможностью отключения поставки энергоресурсов в случае их неоплаты.

1.1. Потребители в жилищном секторе

По итогам 2012 года на долю этой группы потребителей приходилось 37,4% суммарной задолженности потребителей перед организациями сетевого газоснабжения. Также эта группа потребителей обеспечила 35,6% суммарного прироста за период 2008–2012 годов.

Потребители в жилищном секторе разделяются на несколько групп, которые различаются как платежной дисциплиной, и возможными мерами воздействия на них с целью повышения платежной дисциплины. Поэтому должны различаться и целевые задачи, которые связаны с повышением дисциплины платежей. В жилищном секторе выделены следующие группы потребителей:

- маргинальные группы;
- семьи с низкими доходами;
- пенсионеры, проживающие отдельно от родственников;
- обеспеченные семьи;
- новые собственники жилья;
- собственники нежилых помещений.

Меры воздействия, связанные с повышением платежной дисциплины в жилищном секторе, должны сочетать в себе жилищное просвещение, повышение адресности оказания социальной поддержки, оптимизацию структуры рынка жилья и усиление мер административного принуждения. При этом в качестве целевой задачи не следует рассматривать 100% соби-

раемость жилищно-коммунальных платежей не только из-за недостижимости ее решения, но и из-за высоких издержек, связанных с попыткой ее решить. Вполне цивилизованным будет задача постепенного повышения уровня собираемости платежей в жилищном секторе с доведением этого показателя до 98% через 5 лет после начала системной работы.

Маргинальные группы. Это сравнительно небольшая часть жителей (не более 1%), которая отличается асоциальным поведением. В части воздействия на такие группы целесообразно рассматривать изъятие жилья, находящегося в собственности, за неоплату жилищно-коммунальных услуг с предоставлением жилья по социальному найму. В противном случае это жилье часто попадает в сферу криминальных интересов.

Семьи с низкими доходами. Как правило, это семьи с неработающими взрослыми членами семьи, неполные семьи или многодетные семьи. Такие семьи располагают небольшими доходами, по отношению к которым оплата жилищно-коммунальных услуг является достаточно большими расходами и часто вызывает затруднения. Большинство этих семей является участниками программы жилищных субсидий и оплачивают жилищно-коммунальные услуги. Но ряд семей не участвуют в программе субсидий чаще всего по каким-либо субъективным причинам. Возможные способы изменения ситуации: жилищное просвещение, умягчение программы жилищных субсидий, введение административных штрафов, изъятие за долги жилья, находящегося в собственности, с предоставление жилья на условиях социального найма.

Пенсионеры, проживающие отдельно от родственников. Эта группа населения в настоящее время не входит в число самых низкодоходных домохозяйств. Кроме того, пенсионеры, как правило, являются одними из самых дисциплинированных плательщиков. Проблемы возникают из-за того, что эта категория граждан часто проживает в условиях, существенно превышающих социальные нормативы (например, семья из одного или двух человек в трехкомнатной квартире). И в этом случае оплата жилья и коммунальных услуг для них становится тяжелым бременем. Возможные способы улучшения ситуации: умягчение программы жилищных субсидий, содействие в обмене жилья, введение административных штрафов.

Обеспеченные семьи. Как ни странно, но исследование показало, что такие семьи составляют наибольшую группу неплательщиков. Их можно разделить на две подгруппы: которым некогда из-за занятости и те, которые недовольны качеством услуг. Причем, доля последних растет не столько из-за ухудшения обслуживания, сколько из-за активной информационной антиЖКХшной кампании. Возможные способы изменения ситуации: повышение информиро-



ванности и удобства оплаты, жилищное просвещение, введение административных штрафов за неуплату, возможность ареста единственного жилья.

Новые собственники жилья. Очевидно, что эта категория входит в категорию обеспеченных семей, но причины неуплаты в этой категории существенно отличаются от указанных выше. Чаще всего неуплата связана с тем, что в приобретенных квартирах никто не живет и с точки зрения собственников никто не потребляет услуги. Другая причина часто мотивируется задержкой оформления документов на право собственности, что дает формальное основание не платить. Возможные способы изменения ситуации: жилищное просвещение, совершенствование регистрации прав собственности, введение административных штрафов за неуплату, возможность ареста единственного жилья.

Собственники нежилых помещений. Речь идет о собственниках нежилых помещений в многоквартирных домах. Как правило, это помещения на первом этаже с отдельным входом. Именно поэтому у собственников нежилых помещений возникает противозаконное желание не нести расходов по содержанию общедомового имущества, куда они включают в случае отсутствия прямых договоров с ресурсоснабжающими организациями и оплату коммунальных услуг. Возможные способы изменения ситуации: введение административных штрафов за неуплату.

1.2. Бюджетофинансируемые организации

В категории потребителей была выявлена еще одна группа риска. Речь идет о бюджетофинансируемых организациях.

На долю этой категории потребителей приходится 3,6% задолженности за газ по итогам 2012 года и 3,7% суммарного прироста задолженности за период 2008–2012 годов.

В бюджетофинансируемых организациях следует выделить организации трех уровней бюджетной системы: муниципальные, региональные, федеральные. Проведенный анализ показал, что при относительно небольшой доле задолженности бюджетофинансируемых организаций за энергетические ресурсы по сравнению с задолженностью жилищного сектора рост этой задолженности существенно превышает рост задолженности в жилищном секторе.

Последние 5–7 лет бюджетный сектор был достаточно хорошим плательщиком. По данным статистической отчетности по форме 22-ЖКХ (сводная), основной вклад в увеличение задолженности бюджетофинансируемых организаций вносят организации, финансируемые из региональных и местных бюджетов (82,7% от суммарной задолженности бюджетофинансируемых организаций и суммарного прироста задолженности этих организаций за период 2008–2012 годов).

Но мониторинг платежей показывает, что ситуации явно меняется в худшую сторону. Очевидно, это связано с тем, что экономический кризис находит продолжение в бюджетном кризисе. И при огромных социальных обязательствах государства плата за коммунальные ресурсы, потребленные бюджетным сектором, перестает быть приоритетным платежом. Такое положение дел не должно восприниматься как правильное и естественное, необходимы меры, ему противодействующие.

2. УПРАВЛЯЮЩИЕ НЕДВИЖИМОСТЬЮ И РАСЧЕТНО-КАССОВЫЕ ЦЕНТРЫ

Важное внимание в исследовании причин формирования задолженности за энергетические ресурсы было уделено влиянию на этот процесс организаций, управляющих недвижимостью в жилищном секторе, а также создаваемых на местах расчетно-кассовых центров, которые административным путем «расщепляют» жилищно-коммунальные платежи.

В этой связи следует отметить одну важную тенденцию: доля платежей за коммунальные услуги, которая проходит через организации, управляющие многоквартирными домами — управляющие организации и ТСЖ, в последние годы стремительно сокращалась. Сначала, со второй половины первого десятилетия двухтысячных, это было связано с административным внедрением расчетно-кассовых центров, которые занимались «расщеплением» платежей граждан за жилищно-коммунальные услуги вне рамок договорных обязательств субъектов хозяйственных взаимоотношений. В итоге к 2009 году более 50% коммунальных платежей по договорам управления проходили через расчетные центры мимо счетов управляющих организаций. В Московской области более 85% оплаты коммунальных услуг управляющих компаний, которые в той или иной степени находились под контролем местных администраций, проходили через расчетно-кассовые центры. Управляющие организации инициируют проведение собраний собственников помещений в домах с целью изменения формы управления домом на непосредственное управление вместо управляющей компании. Этот процесс сейчас приобрел масштабы общероссийского в связи с ужесточением административного контроля за деятельностью управляющих организаций и постоянной угрозой их банкротства со стороны ресурсоснабжающих организаций.

Статистическая отчетность содержала информацию о структуре платежей населения вплоть до 2010 года включительно. Экстраполяция результата в целом по России на начало 2011 года и ситуации в отдельных городах дают следующую оценку маршрутов прохождения коммунальных платежей на середину 2013 года:



- через управляющие организации — 7,1%;
- через ТСЖ /ЖСК — 0,5%;
- через РКЦ — 40,8%;
- напрямую РСО — 51,6%.

Таким образом, исходя из маршрута денег за энергоресурсы, рассмотрим роль в процессе формирования долгов трех первых участников.

2.1. Управляющие организации

Первый вывод анализа состоит в том, что распространенное мнение о том, что управляющие организации играют ключевую роль в формировании задолженности за энергетические ресурсы, является ошибочным уже в силу того, что через управляющие компании проходит лишь незначительная часть средств населения за оплату коммунальных услуг.

В то же время есть важные объективные и субъективные причины, в силу которых возникают долговые обязательства управляющих организаций в рамках выполнения договоров управления многоквартирными домами.

Объективные причины:

- недостаточная доходная база;
- избыточный административный контроль.

Субъективные причины:

- нецелевое использование средств;
- мошенничество.

Объективные причины: недостаточная доходная база. Жилищное законодательство, сформированное после принятия в 2005 году Жилищного кодекса Российской Федерации, исходит из того, что в сфере управления жилой недвижимостью существуют развитые конкурентные отношения, и стоимость услуг управляющих организаций является договорной ценой, определяемой в договорах на управление, которые со стороны собственников помещений в многоквартирных домах подписываются на основании решений общих собраний собственников. Договорная цена в этом случае должна включать как минимум стоимость всех видов работ, которые необходимы для поддержания общего имущества дома в нормативном состоянии и стоимостную оценку рисков неполной оплаты жилищно-коммунальных услуг. Однако, следует признать, что в настоящее время конкурентные отношения в сфере управления жилищной недвижимостью находятся в стадии становления.

Вследствие этого в сфере ценообразования на услуги управления жилой недвижимостью сложились две тенденции:

- основная: в силу неразвитости конкуренции, политической востребованности, а также сохранения административного контроля за этой сферой деятельности власть в лице органов местного самоуправления так или иначе продолжает регулировать стоимость жилищной услуги и подавляю-

щее число управляющих компаний подписывают договоры управления с этой регулируемой ценой услуг. Эта цена, как правило, включает только минимальный (причем не формализованный) набор работ по содержанию зданий, но не включает риски недосбора платежей за коммунальные услуги. Это одна из главных причин массового перехода управляющих организаций с договоров управления домами на договоры их обслуживания при непосредственном управлении собственниками, по которым они не отвечают за предоставление коммунальных услуг. При этом важно отметить, что тарифы для ресурсоснабжающих организаций одни и те же, когда абонентом по договору выступает квартира (розница) или многоквартирный дом (опт);

- для домов-новостроек: многие застройщики расширяют свой бизнес, занимаясь и управлением вновь построенных домов. При этом, пользуясь низкой организованностью собственников в новых домах и их достаточно высокой платежеспособностью, управляющие компании застройщиков могут существенно завышать цену управления вновь построенными домами.

Объективные причины: избыточный административный контроль. В рамках правового регулирования государство пытается компенсировать отсутствие эффективного заказчика на услуги по управлению многоквартирными домами в лице собственников мерами административного контроля со стороны всевозможных контролирующих органов. По информации управляющих организаций сотни проверок в год стали их рабочей нормой. Управляющие компании отмечают, что непредусмотренные расходы только на устранение последствий этих проверок (например, оспаривание заключений проверок в суде) составляют до 15% доходов и ухудшают финансовое положение организаций.

Субъективные причины: нецелевое использование средств. Жители домов оценивают работу жилищных организаций в первую очередь по наблюдаемым улучшениям, таким, как ремонт подъездов, лифтов, улучшение благоустройства территории. Кроме того, большое значение в такой оценке имеет реакция на аварийные ситуации и скорость их устранения. Недостаточность доходов для проведения всех необходимых работ по содержанию жилья и желание зарекомендовать себя перед заказчиками может приводить к тому, что управляющие компании используют средства, полученные от жителей на оплату коммунальных услуг, для улучшения состояния дома.

Субъективные причины: мошенничество. Сфера управления недвижимостью — по существу, новый для России вид бизнеса. Управляющий недвижимостью имеет возможность концентрировать у себя значительные финансовые средства для обеспечения



качественного содержания здания и комфортных условий нахождения в нем. В то же время следует признать, что институт заказа услуг управления в многоквартирных домах и контроля за их предоставлением в лице общего собрания собственников дома малоэффективен и сложен. И базовая проблема в этом случае состоит в нежелании и неготовности собственников жилья нести бремя ответственности за состояние своих многоквартирных домов и в патерналистской позиции государства, которое не понуждает собственников принимать на себя эту ответственность. В этой ситуации фактор мошеннических действий в сфере управления жилой недвижимостью достаточно значим. По оценке представителей этого бизнеса в Перми, где в сфере управления многоквартирными домами работает достаточно большое число компаний, до 15% бизнеса работают по серым и черным схемам, ориентированным на мошеннические схемы вывода денег вместо оказания услуг. В других городах такая оценка была существенно ниже, но фактор мошенничества управляющих компаний при формировании долгов всеми отмечался как существенный.

2.2. Товарищества собственников жилья

Доля ТСЖ/ЖСК, которые являются исполнителями коммунальных услуг и собирают деньги жителей на их оплату, незначительна в общем объеме средств оплаты коммунальных услуг населением. Причины образования долгов товариществ собственников жилья перед ресурсоснабжающими предприятиями отчасти аналогичны управляющим организациям в части недостаточности доходной базы и нецелевого использования средств. Одна из главных движущих сил создания ТСЖ — уменьшение платежей. Поэтому тема формирования доходов ТСЖ путем решения общего собрания собственников решается достаточно непросто, и часто доходов не хватает на то содержание дома, которое хочется руководящим органом ТСЖ. С этой ситуации есть большое искушение использовать на цели содержания дома деньги на оплату поставленных энергетических ресурсов. Низкая профессиональная квалификация управленческого персонала и коллективный способ принятия решений способствуют этому. В то же время исследование показало, что такие факторы как жесткий административный контроль и мошенничество не столь характерны для ТСЖ. Единичные случаи мошенничества, конечно, есть, но рассматривать это как системное явление не правильно.

2.3. Расчетно-кассовые центры

Расчетно-кассовые центры (РКЦ) в традиционном виде являются получателем платежей населения за

жилищно-коммунальные услуги. В их задачу входит «по-справедливому» направить эти средства всем тем, кто участвовал в предоставлении услуг. Такие центры создавались с целью ликвидации финансовых «пробок» по цепочке прохождения денег между всеми участниками хозяйственных взаимоотношений в жилищно-коммунальном комплексе. При этом была создана система административного взаимодействия вместо исполнения договорных обязательств каждым участником экономической деятельности. Появился специальный термин «расщепление» вместо оплаты по договору. Строго говоря, большинство РКЦ находятся вне правового поля, но это не мешает им продолжать работу. Никаких правовых последствий за не перечисленные или не в тех объемах перечисленные деньги РКЦ не несут.

Их деятельность связана с несколькими рисками по исследуемой проблеме долгов:

- оплата услуг РКЦ, не предусмотренная в тарифах на коммунальные услуги, приводит к неполной оплате коммунальных услуг. Причем юридически эти долги часто остаются за управляющей организацией, поскольку договорных отношений у РКЦ с ресурсоснабжающими организациями нет;
- задержка платежей; поскольку взаимоотношения РКЦ и РСО не регулируются договором, то никаких последствий в случае задержки платежей для РКЦ нет; задержка платежей вызывает необходимость увеличения оборотных средств кредитора;
- нецелевое использование средств; такая практика есть, особенно в периоды политической востребованности, например, использование средств на счетах РКЦ для решения вопросов благоустройства в предвыборный период. Но сказать, что такая практика носит массовый характер, — нельзя;
- мошенничество; есть отдельные случаи, но не массовое явление.

3. РЕСУРСОНАБЖАЮЩИЕ ОРГАНИЗАЦИИ

Анализ динамики долгов в жилищно-коммунальном комплексе показал, что наиболее быстрыми темпами росли долги ресурсоснабжающих организаций перед энергоснабжающими предприятиями, в частности, перед газоснабжающими организациями. Это означает, что вскрытие причин формирования задолженности на этом участке хозяйственных взаимоотношений имеет ключевое значение для решения проблемы долгов. Исследование выявило несколько факторов образования долгов, удельный вклад которых может варьироваться в широких пределах от случая к случаю.

В первую очередь выделим выявленные объективные факторы формирования долгов:

- неполная оплата потребителями поставленной тепловой энергии и теплоносителя;



- выставление счетов потребителям на сумму, меньшую стоимости поставленной энергии;
- заниженные тарифы из-за учета в операционных затратах нормативных, а не фактических потерь;
- заниженные тарифы из-за ограничений по индексу роста тарифов;
- отсутствие бюджетных компенсаций разницы в фактических и установленных издержках, а также в случае установления льготных тарифов.

Поскольку целью анализа является определение структуры и причин возникновения долгов в секторе газоснабжения, то из предприятий коммунального комплекса выделим только те организации, которые являются потребителями сетевого газа. Это тепло-снабжающие предприятия, включая когенерационную выработку тепловой энергии.

Неполная оплата потребителями поставленной тепловой энергии и теплоносителя. Неполная оплата потребителями связана как неплатежами конечных потребителей, так и с неплатежами организаций, управляющих недвижимостью, и расчетно-кассовых центров. Причины и последствия этих неплатежей были проанализированы в разделах 1 и 2. Отметим, что неплатежи населения как основного потребителя тепловой энергии — практически постоянная величина. И если бы они были основной причиной роста кредиторской задолженности предприятий теплоснабжения, то рост задолженности носил бы линейный характер. Но это не так.

Выставление счетов потребителям на сумму, меньшую стоимости поставленной энергии. Основным потребителем тепловой энергии является жилищный сектор, на долю которого приходится две трети суммарного полезного отпуска тепловой энергии. При этом оснащенность многоквартирных домов общедомовыми приборами учета — меньше 25%, а техническая возможность регулировать теплопотребление в масштабах дома практически отсутствует. В отсутствие приборов учета объем поставляемой тепловой энергии определяется исходя из нормативов потребления, утверждаемых на региональном уровне. Часто нормативы носят усредненный характер, и фактическое потребление в конкретном доме может существенно отличаться от нормативного как в большую, так и в меньшую сторону. Приборы учета тепловой энергии при этом ставятся, как правило, в тех домах, где факт меньше норматива. А в тех домах, где факт больше норматива, приборы часто выходят из строя после непродолжительной эксплуатации по понятным причинам. Это, как правило, небольшие дома, с большой удельной внешней поверхностью и с плохими теплоизоляционными характеристиками. Таким образом, счета таким домам выставляются исходя из нормативов потребления тепловой энергии, что меньше стоимости фактически потребленной энергии. Из-за политизированности темы коммуналь-

ных платежей, включая определение нормативов, эта проблема начинает приобретать все большие размеры.

Заниженные тарифы из-за учета в операционных затратах нормативных, а не фактических потерь. Главная проблема сложившейся на сегодня тарифной политики состоит в следующем. Методы тарифного регулирования, которые используются в России, являются так называемыми «затратными методами регулирования», т.е. основываются на определении затрат, необходимых для ведения хозяйственной деятельности регулируемого субъекта. На основании анализа эффективности структуры затрат должны приниматься регулирующие воздействия по ее оптимизации как управленческой, так и технологической. Но для этого структура затрат должна быть максимально достоверной. В российской же практике тарифного регулирования, к примеру, вместо фактических потерь тепловой энергии к расчету принимаются некие нормативные потери, которые к реальностям очень часто не имеют никакого отношения. В рамках проведенного исследования практически все предприятия теплоснабжения отмечали, что существующее тарифное регулирование мало привязано к конкретной ситуации того или иного предприятия, поскольку в расчет принимаются не фактические операционные издержки (в частности, потери), а некоторые их нормативные значения. Поскольку в силу изношенности основных фондов потери тепловой энергии на всех технологических стадиях производства и транспорта могут составлять значительную величину, то учтенные в тарифах фактические потери могут отличаться в разы. В частности, по данным формы статистической отчетности № 1-ТЕП удельный вес потерь тепловой энергии в общем объеме тепловой энергии, поданной в сеть, на протяжении 2006–2012 годов не превышал 11% при том, что по данным Минэнерго России фактический уровень потерь тепловой энергии в среднем по стране находится на уровне 25%, а во многих организациях теплоснабжения превышает 40%. Такая ситуация серьезно искажает реальное положение дел в секторе, ставит неправильные ориентиры в развитии. При отсутствии достаточной тарифной выручки предприятия расходуют средства, предназначенные на оплату приобретенных энергоресурсов, на покрытие издержек от операционной деятельности. На основе проведенного анализа можно сказать, что это одна из основных причин роста долговых обязательств организаций теплоснабжения. В частности, если исходить из представленной выше информации об учтенном и фактическом объеме потерь тепловой энергии в сетях теплоснабжения, то доходы организаций теплоснабжения при корректном учете потерь и их отражении в тарифе были должны в 2012 году быть на 10% выше. Прирост доходов вследствие корректного учета потерь составил бы около 88 млрд



руб. при том, что суммарная задолженность организаций теплоснабжения организациям сетевого газоснабжения в 2012 году составляла 55,7 млрд руб.

Заниженные тарифы из-за ограничений по индексу роста тарифов. Неадекватная структура издержек — не единственная причина занижения тарифов при регулировании. К таким же последствиям приводит используемые в последние годы ограничения по индексу роста тарифов на коммунальные услуги. Ситуация усугубляется тем, что рост цен на топливную составляющую (чаще всего газ) существенно превышает индекс повышения тарифов на отопление. Вследствие этого реальные собственные доходы предприятий теплоснабжения снижаются. А поскольку никаких объективных предпосылок к снижению операционных издержек нет, то расходы на газ превращаются в расходы по операционной деятельности. Именно по этой причине долги теплоснабжающих организаций по сетевому газу растут ускоренными темпами.

Отсутствие бюджетных компенсаций разницы в фактических и установленных издержках, а также в случае установления льготных тарифов. Законодательство исходит из того, что если тариф включает все необходимые издержки, то компенсация разницы между издержками в тарифе и реальными издержками должна компенсироваться бюджетом того уровня, на котором происходит установление тарифа¹. Эта норма работает плохо и часто обращается для предприятий выпадающими доходами, обязательства выплат по которым не закреплены никакими договорными отношениями. Масштаб этой проблемы на сегодня не столь велик, но с учетом ужесточения бюджетной политики в условиях экономического кризиса масштаб проблемы будет возрастать. Такие же проблемы возникают в регионах, где не монетизированы выплаты по льготам и жилищным субсидиям. Таких регионов немного, но среди них Москва.

Отдельно остановимся на факторах, влияние которых на проблему долгов носит косвенный характер. Это факторы, связанные с удорожанием стоимости коммунальной услуги отопления, что с учетом перечисленных объективных факторов в итоге приводит к росту долгов теплоснабжающих организаций.

Выделим два таких фактора:

- большое количество участников процесса централизованного теплоснабжения;
- использование централизованного теплоснабжения в селитебных территориях с низкой плотностью жилищной застройки.

Большое количество участников процесса централизованного теплоснабжения. Большое количество участников процесса централизованного теплоснаб-

жения явилось результатом сложных процессов изменений форм собственности в инфраструктуре теплоснабжения в последние 20 лет, когда единая инженерная инфраструктура оказалась разрезана на части, которые находятся в собственности разных лиц. Причем, это случилось не только с объектами генерации, что не критично, но и с сетевой транспортной инфраструктурой. И теперь процесс теплоснабжения связан с хозяйственным взаимодействием всех владельцев этих частей. Большое количество участников увеличивает транзакционные издержки, и следовательно, увеличивает стоимость товаров и услуг. А с учетом объективных факторов формирования задолженности в секторе теплоснабжения это увеличивает вероятность роста суммарных долговых обязательств участников сектора теплоснабжения. Поэтому поэтапная деятельность по консолидации активов централизованного теплоснабжения является важным направлением удешевления коммунального обслуживания и снижения риска образования долгов.

Использование централизованного теплоснабжения в селитебных территориях с низкой плотностью жилищной застройки. Очевидно, что эффективность теплоснабжения тем больше, чем меньше расходы на транспорт тепловой энергии. Поэтому целесообразно на селитебных территориях с низкой плотностью жилищной застройки (коттеджная застройка) использовать децентрализованные источники отопления на газовом топливе. Следует отметить, что такой процесс не может носить стихийный характер, а должен регулироваться нормативными документами органов местного самоуправления, связанными с градорегулированием, а именно: генеральным планом, планами землепользования и застройки, в которых проводится зонирование территории и ограничения по использованию зон, программой комплексного развития коммунальной инфраструктуры, схемами централизованного теплоснабжения и схемами газоснабжения. Такая целевая деятельность по градорегулированию будет способствовать оптимизации стоимости коммунальных услуг и снижению вероятности образования долгов.

Результаты выполненного анализа обобщены в представленной ниже таблице.

Проведенный анализ показал достаточно неожиданный факт, что быстрый рост задолженности за энергоресурсы связан в первую очередь с ростом кредиторской задолженности организаций коммунального комплекса (в случае газоснабжения — предприятий теплоснабжения). В результате исследования установлены объективные причины такой ситуации. Они перечислены выше и в первую очередь связаны с подходами к ценовому регулированию деятельности этих предприятий — локальных монополистов.

Следует также отметить, что как часто бывает в подобных ситуациях, возможность объяснить пробле-

¹ Эта норма не распространяется на потери, которые включаются в тариф только в соответствии с нормативом.

Таблица причин возникновения задолженности за газ и способы изменения ситуации

| Источники и причины возникновения задолженности | Доля в суммарной задолженности за газ, % | Способы изменения ситуации |
|--|--|---|
| НАСЕЛЕНИЕ: | 37,4 | |
| обеспеченные семьи занятость недовольство качеством услуг | 17,0 | Повышение размера пени за неуплату. Введение административных штрафов за неуплату |
| низкодоходные семьи недостаточность средств на оплату ЖКУ (проживание в квартирах, превышающих социальный стандарт) | 8,0 | Повышение доступа к программе жилищных субсидий. Введение административных штрафов за неуплату. Изъятие за долги жилья, находящегося в собственности, с предоставлением жилья на условиях социального найма |
| новые собственники жилья отсутствие документов на право собственности, квартиры, в которых никто не живет | 5,0 | Совершенствование регистрации прав собственности. Введение административных штрафов. Изъятие за долги жилья, находящегося в собственности, с предоставлением жилья на условиях социального найма |
| собственники нежилых помещений в МКД нежелание нести бремя расходов на содержание общего имущества | 4,0 | Введение административных штрафов за неуплату |
| пенсионеры недостаточность средств на оплату ЖКУ (проживание в квартирах, существенно превышающих социальный стандарт) | 3,0 | Повышение доступа к программе жилищных субсидий. Введение административных штрафов за неуплату |
| маргинальные группы населения асоциальное поведение | 0,4 | Изъятие за долги жилья с предоставлением другого на условиях социального найма |
| НЕОТКЛЮЧАЕМЫЕ БЮДЖЕТО-ФИНАНСИРУЕМЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ | 3,6 | Субсидиарная ответственность учредителей — органов государственной власти и местного самоуправления. Введение административных штрафов за неуплату |
| ИНЫЕ ОРГАНИЗАЦИИ — ПОТРЕБИТЕЛИ ГАЗА И КОММУНАЛЬНЫХ РЕСУРСОВ | 13,5 | Наличие обеспечения по оплате энергоресурсов при заключении договора ресурсоснабжения. Введение административных штрафов за неуплату |
| УПРАВЛЯЮЩИЕ ОРГАНИЗАЦИИ: | 6,7 | |
| недостаточная доходная база из-за неполной собираемости платежей | 2,3 | Дифференциация тарифов на коммунальные ресурсы в зависимости от выбора способа управления многоквартирным домом |
| нецелевое использование средств | 2,6 | Использование специальных счетов с ограниченным использованием для оплаты коммунальных услуг. Введение обеспечения по оплате энергоресурсов. Административные штрафы |
| мошенничество | 1,8 | Использование специальных счетов с ограниченным использованием для оплаты коммунальных услуг. Введение обеспечения по оплате энергоресурсов. Административные штрафы |
| ТОВАРИЩЕСТВА СОБСТВЕННИКОВ ЖИЛЬЯ, ЖИЛИЩНО-СТРОИТЕЛЬНЫЕ КООПЕРАТИВЫ: | 0,9 | |
| недостаточная доходная база из-за неполной собираемости платежей | 0,5 | Правовое совершенствование института ТСЖ |
| использование платежа за коммунальные услуги для проведения работ на здании | 0,4 | Административные штрафы |
| ТЕПЛОСНАБЖАЮЩИЕ ОРГАНИЗАЦИИ: | 37,9 | |
| заниженные тарифы из-за учета в операционных затратах нормативных, а не фактических потерь | 15,0 | Определение издержек при тарифном регулировании исходя из фактических, а не нормативных потерь с фиксацией на этой основе целевых показателей деятельности |
| неполная оплата потребителями тепловой энергии и теплоносителя | 11,3 | Включение резервов по сомнительным долгам в структуру затрат при регулировании |



Таблица причин возникновения задолженности за газ и способы изменения ситуации (окончание)

| Источники и причины возникновения задолженности | Доля в суммарной задолженности за газ, % | Способы изменения ситуации |
|--|--|--|
| заниженные тарифы из-за ограничений по индексу роста тарифов | 8,6 | Установление тарифов для населения на основе анализа его способности платить с использованием критериев экономической доступности |
| выставление счетов потребителям на сумму, меньшую стоимости поставленной энергии | 2,0 | Использование метода аналогов при установке нормативов потребления тепловой энергии на отопление, обязательность установки общедомовых приборов учёта потребления тепловой энергии |
| отсутствие бюджетной компенсации разницы в фактических и установленных издержках и при установлении льготных тарифов | 1,0 | Совершенствование системы компенсации выпадающих доходов предприятий теплоснабжения, отмена льготных тарифов |

му объективными причинами приводит к ее усугублению путем принятия субъективных, порой корыстных решений. В достаточно «мутной» финансовой ситуации в организациях коммунального комплекса, связанной с существующими правилами регулирования, существуют значительные возможности для злоупотреблений. Часто внешними проявлениями таких злоупотреблений становятся частые инициируемые собственником банкротства унитарных муниципальных предприятий или сдача в краткосрочную аренду систем муниципальной инженерной инфраструктуры с последующим исчезновением арендатора. При этом неоплата энергоресурсов становится источником незаконного обогащения. Очевидно, что требуется правовой барьер, предупреждающий эти злоупотребления.

Анализ ситуации показал достаточно тревожную картину:

- продолжается рост износа основных фондов коммунальной инфраструктуры;
- коммунальные предприятия теплоснабжения и водоснабжения в целом по стране за 2012 год сработали с убытками;
- существенно вырос объем неплатежей за энергоресурсы, включая сетевой газ, где основной рост задолженности обеспечили ресурсоснабжающие организации.

«Замораживание» тарифов на коммунальные услуги для населения привело к появлению льготных тарифов для населения, как это случилось в Челябинской области и Костроме, когда в первом случае областной бюджет, а во втором — городской бюджет субсидируют работу теплоснабжающих организаций.

Но тут есть угроза попадания в бюджетную ловушку, связанную с высоким риском таких бюджетных платежей, проводимых, как правило, вне рамок договорных отношений, особенно с учетом уже реального бюджетного кризиса.

В этой ситуации единственно правильный путь — усиление адресности социальной поддержки населения по оплате жилищно-коммунальных услуг. Меры

по сдерживанию тарифов, которые описаны выше, — это помощь всем. И в основном тем, кто в этом не нуждается.

Поскольку одно из возможных решений по улучшению ситуации с долгами в жилищно-коммунальном комплексе — это более мягкая политика сдерживания роста тарифов на жилищно-коммунальные услуги, то для муниципальных образований был выполнен анализ доступности платы за жилищно-коммунальные услуги с использованием критериев доступности, утвержденных Правительством Российской Федерации. Анализ показал, что во всех муниципальных образованиях, где проводилось обследование, платежи за ЖКУ соответствуют критериям доступности, даже в таких не самых благополучных городах как Кострома и Касли (Челябинская область). Более того — есть определенный запас по возможному росту платежей.

Социальная значимость предоставления коммунальных услуг населению и организациям бюджетного сектора и невозможность в связи с этим непоставки энергетических ресурсов ресурсоснабжающим организациям требуют принятия специальных системных мер по повышению дисциплины платежей всех участников цепочки хозяйственных взаимосвязей в жилищно-коммунальном комплексе.

Правовые инновации, направленные на улучшение дисциплины платежей в жилищно-коммунальном комплексе, должны стать важной составной частью улучшения инвестиционного климата в этом секторе экономики, что обеспечит финансовые условия для реализации технических инноваций.

Возможные меры по усилению дисциплины платежей должны носить комплексный характер и включать два направления:

- усиление ответственности неплательщиков за неполную и несвоевременную оплаты коммунальных услуг и энергетических ресурсов;
- устранение объективных причин возникновения кредиторской задолженности субъектов хозяй-



ственных взаимоотношений в жилищно-коммунальном комплексе.

С учетом социальной востребованности проблематики ЖКХ реализация предлагаемых мер будет нести достаточно высокие политические риски.

Обсуждение предлагаемых мер по повышению дисциплины платежей всех участников цепочки хозяйственных взаимосвязей в жилищно-коммунальном комплексе предполагается продолжить в следующих публикациях.

Список использованных источников:

1. Форма федерального статистического наблюдения № 22-ЖКХ (сводная) «Сведения о работе жилищно-коммунальных организаций в условиях реформы».
2. Форма федерального статистического наблюдения № 1-ТЕП «Сведения о снабжении теплоэнергией».
3. Форма федерального статистического наблюдения № 22-ЖКХ (субсидии) «Сведения о предоставлении гражданам субсидий на оплату жилого помещения и коммунальных услуг».

References:

1. Federal Statistic Observation form № 22 — Housing and Public Utilities (consolidated) «The information about housing and public companies working in reform terms».
2. Federal Statistic Observation form № 1 — Heat «The information about heat energy supplying».
3. Federal Statistic Observation form № 22 — Housing and Public Utilities (subsidies) «The information about subsidies provision to the citizens for payment of accommodation and public services».



Совершенствование налогообложения добычи углеводородного сырья в Российской Федерации с учетом зарубежного опыта

В.В. Понкратов, кандидат экономических наук, директор Центра финансовой политики Института финансово-экономических исследований ФГОБУ ВПО «Финансовый университет при Правительстве РФ»

Аннотация: Статья посвящена анализу системы налогообложения добычи нефти и газа в России и разработке предложений по ее совершенствованию с учетом перспектив развития отрасли, существующих ресурсных ограничений, а также значения для формирования консолидированного бюджета. Правительство в 2011–2013 годах уделяло повышенное внимание вопросам совершенствования НДС, но последние новации повлекли доминирование фискальной функции этого налога. При разработке концепции налогообложения добычи углеводородного сырья необходимо основываться на следующих подходах: налогообложение результата деятельности компаний, стимулирование рационального пользования недрами и наиболее полного извлечения основных и попутных компонентов, экономическая и бюджетная эффективность, простота администрирования.

Ключевые слова: Налог на добычу полезных ископаемых, налог на прибыль, экспортная пошлина, система налогообложения добычи углеводородов, совершенствование налогообложения недропользования.

Improvement of the taxation of hydrocarbonic production in Russia taking into account foreign experience

V.V. Ponkratov, Cand. Econ. Sci., director of the Center of a finance policy of Institute of financial and economic researches Financial University under the Government of the Russian Federation

Abstract: The article is devoted to the analysis of the taxation of oil and gas extraction in Russia and development of suggestions on its improvement. It takes into account perspectives of development of the sector, existing resource restrictions, and also value for the Russian budget. The government in 2011–2013 paid special attention to the improvement of NDPI, but the last innovations entailed domination of fiscal function of this tax. Developing the concept of the taxation of hydrocarbonic raw materials extraction it's necessary to be based on the following approaches: taxation the result of companies' activity, stimulation the rational usage of subsoil and the fullest extraction of the main and passing components, economic and budgetary efficiency, simplicity of administration.

Key words: Tax on mining, profit tax, export duty, taxation system of extraction of hydrocarbons, improvement of the taxation of subsurface usage.

УДК 338.45:622



В мировой практике применяются как налоговые, так и неналоговые механизмы изъятия рентных доходов нефтедобывающих компаний. Применяемые механизмы преимущественно направлены на изъятие ренты непосредственно с пользователей природных ресурсов. Однако налогами (косвенными) облагаются и потребители углеводородного сырья. Таким образом, изымается избыточный доход, полученный за счет перераспределения ренты.

Таким образом, изымается избыточный доход, полученный за счет перераспределения ренты.

Соотношение различных налоговых и неналоговых методов изъятия ренты и последовательность их применения зависит от различных факторов: жизненный цикл проекта освоения месторождения, особенности налоговой системы страны, и т.д. Кроме того, налоговые и неналоговые платежи могут использоваться государством параллельно, что позволяет компенсировать недостатки, имеющиеся у каждого вида платежа. Например, в соглашениях о разделе продукции может быть предусмотрен как раздел продукции, так и уплата роялти и бонусов. В экономически развитых странах преобладают налоговые методы изъятия, а менее экономически развитые страны имеют больше условий, подлежащих переговорам [1]. Международная практика регулирования отношений недропользо-

вания полагает, что налоговый режим государства с переходной экономикой располагающего природными богатствами должен располагать широким набором инструментов.

Наиболее существенным отличием российской системы налогообложения нефтегазового сектора с точки зрения международной практики является наличие экспортных пошлин. Другими существенными особенностями российской системы налогообложения является то, что ставка налога на добычу полезных ископаемых (далее — НДС) для углеводородного сырья является специфической и слабодифференцированной. Следует иметь в виду, что применение зарубежного опыта в России требует серьезной корректировки, связанной с учетом особенностей нашего хозяйственного механизма, действующей налоговой системы, институциональными изменениями, происходящими в настоящее время в нефтегазовом секторе экономики.

Двенадцатилетняя практика применения НДС показала, что действующая система ресурсных налогов ни в фискальном, ни в регулирующем плане не адекватна роли нефтегазовой отрасли в экономике России. Эта система направлена на изъятие текущих сверхдоходов, вызванных благоприятной ценовой конъюнктурой на рынках углеводородного сырья. Такой подход может быть оправдан только в отношении проектов, не связанных с большими капиталовложениями. Но он совершенно не пригоден для реализации таких капиталоемких проектов, как проекты разработки месторождений в новых нефтегазовых провинциях, на шельфах северных морей. Отсутствуют стимулы разработки малодебитных скважин, сохраняется множественность налоговых платежей, не решая в целом проблему изъятия в бюджет природной ренты. До сих пор отсутствуют реальные стимулы привлечения инвестиций в поиск, разведку и разработку месторождений углеводородного сырья. Основные задачи ресурсных налогов — изъятие в бюджет рентного дохода и стимулирование рационального ресурсопользования — решаются не эффективно. Нова-

ции по НДС 2008–2014 годов повлекли резкое доминирование фискальной функции этого налога. Это обусловлено, в первую очередь, высокой степенью зависимости российской экономики в целом и доходов бюджета в частности от сырьевого экспорта.

В 2013 году добыча нефти в России составила 523,3 млн т, что на 1% выше, чем в 2012 году. Добыча природного газа в 2013 году выросла на 2,1% относительно 2012 года — до 668,024 млрд м³. В 2013 году стоимостной объем экспорта топливно-энергетических товаров возрос по сравнению с 2012 годом на 3,6%, а физический — на 6,1%. При этом среди товаров топливно-энергетического комплекса возросли физические объемы экспорта в страны дальнего зарубежья керосина в 10,8 раза, топлив жидких — на 86,2%, бензина автомобильного — на 52,0%, газа природного — на 22,5%, угля каменного — на 7,4%. Экспорт нефти составил 206,8 млн т, это 2,2% ниже уровня 2012 года. Средняя цена нефти марки Urals в 2013 году составила 107,88 долл./барр., снизившись на 2,39% по сравнению с уровнем 2012 года.

Согласно данным ФТС РФ, в 2013 году общий объем экспорта товаров из Российской Федерации в стоимостном выражении составил 526,39 млрд долл. США, в том числе: нефть сырая — 173,67 млрд долл. США, нефтепродукты — 109,17 млрд долл. США, газ природный — 67,23 млрд долл. США. Таким образом, углеводородное сырье и продукты его переработки составляют 66,5% российского экспорта — это наглядно показывает, что российская экономика по-прежнему является преимущественно сырьевой и ориентированной на экспорт энергоносителей.

В консолидированный бюджет Российской Федерации в 2013 году поступило 11 327,2 млрд руб., или на 3,4% больше, чем в 2012 году. НДС в консолидированный бюджет России в 2013 году поступило 2575,8 млрд руб., или на 4,7% больше, чем в 2012 году (табл. 1), что обусловлено индексацией ставок НДС.

Доля НДС в консолидированном бюджете России значительна, но не доминирующая — складыва-

Таблица 1

Поступление доходов от добычи нефти и газа в бюджетную систему Российской Федерации в 2007–2013 годах, млрд руб.

| Наименование показателя | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | 2013/ 2012, % |
|---|--------|--------|--------|--------|--------|----------|----------|---------------------|
| Администрируемые ФНС доходы консолидированного бюджета РФ | 7360,2 | 7948,9 | 6288,3 | 7695,8 | 9720,0 | 10 959,3 | 11 327,2 | 103,4 |
| НДС, в том числе: | 1194,7 | 1708,0 | 1053,8 | 1406,3 | 2042,5 | 2459,4 | 2575,8 | 104,7 |
| нефть | 1070,9 | 1571,6 | 934,3 | 1266,8 | 1845,8 | 2132,6 | 2190,2 | 102,7 |
| природный газ | 96,3 | 90,5 | 75,0 | 85,1 | 136,3 | 257,4 | 311,7 | 121,1 |
| газовый конденсат | 8,1 | 8,8 | 6,9 | 9,4 | 6,4 | 9,8 | 12,6 | 128,6 |



ется обманчивое впечатление, что бюджет не столь зависим от углеводородных доходов. Ситуация меняется, если добавить в бюджетное уравнение экспортную пошлину на вывоз нефти, нефтепродуктов и газа. Напомню, что в 2005 году она была исключена из состава налогов и теперь учитывается в разделе «Доходы от внешнеэкономической деятельности». В 2013 году вывозные таможенные пошлины на нефть сырую, газ горючий природный и товары, выработанные из нефти, принесли в федеральный бюджет 4019,5 млрд руб. Прочие вывозные таможенные пошлины (на вывоз металлов, вооружений, машин и оборудования, древесины, продукции легкой промышленности, сельского хозяйства и прочих отраслей российской промышленности) составили лишь 38,5 млрд руб. (или 0,7%) [2].

Согласно Основным направлениям бюджетной политики на 2014 год и плановый период 2015–2016 годов, доля нефтегазовых доходов на этот период заложена на уровне 46%, что соответствует докризисным показателям и свидетельствует о критической зависимости бюджета от ценовой конъюнктуры на рынках углеводородного сырья. Особенно сильно это проявилось в острой фазе мирового финансово-экономического кризиса 2008 года. Учитывая нарастание неопределенности относительно ценовой конъюнктуры рынка углеводородов, появляются серьезные угрозы для финансовой стабильности государства и экономического роста в целом. Следует отметить, что последние десятилетие биржевые цены на нефть изменяются по законам рынка производных финансовых инструментов, а не рынка традиционных сырьевых товаров, поэтому практически невозможно прогнозировать ее динамику с достаточной степенью вероятности.

Необходимо отметить следующие проблемы нефтегазового комплекса промышленности России: нерациональное недропользование (низкие коэффициенты извлечения нефти и газа), отсутствие комплексных технологий добычи углеводородов (сжигание попутного нефтяного газа); приближающееся истощение основных нефтяных и газовых месторождений Западно-сибирской нефтегазоносной провинции; рост себестоимости добычи углеводородов в новых провинциях; наличие инфраструктурных ограничений, в том числе для диверсификации экспортных поставок углеводородов; высокий износ основных фондов транспортной инфраструктуры и перерабатывающей промышленности; низкая глубина переработки.

Поддержание достигнутых объемов добычи углеводородов потребует разработки:

- месторождений в новых нефтегазоносных провинциях, где отсутствует необходимая инфраструктура, в том числе шельфы северных и дальневосточных морей, территории севернее 650 северной широты [3];

- трудноизвлекаемых залежей нефти, в том числе высоковязкой, газоконденсатных месторождений ачимовских и валанжинских залежей, месторождений сланцевого газа, низконапорного газа, высокосернистого газа, а также месторождений с высокой долей содержания гелия.

Уровень совокупной налоговой нагрузки на нефтегазовые компании существенно превышает аналогичный показатель компаний других отраслей экономики. Это обусловлено действующей налоговой политикой государства. До определенного предела повышенную налоговую нагрузку на нефтедобывающие компании следует воспринимать как стремление государства изъять природную ренту, возникающую у компании-недропользователя при добыче углеводородного сырья. Необходимо придание с помощью рентных доходов импульса технологическому развитию отечественной экономики, отходу ее от узкой топливно-сырьевой специализации в мировом разделении труда.

Ревизия использования природной ренты не должна подрывать конкурентоспособность топливно-сырьевых отраслей. Требуется нахождение баланса между интересами государства и бизнеса. В интересах общества стимулировать привлечение инвестиций, повышающих отдачу для экономики от ее природно-ресурсного потенциала. Из самого по себе факта отнесения этой ренты к государственной собственности не следует, что интерес общества воплощается в максимальное изъятие полученной природной ренты из рентаобразующих отраслей. Долгосрочным целям и государства, и бизнеса отвечает реинвестирование части природной ренты самими отраслями [4].

Одна из важнейших проблем на сегодня — создание стимулов освоения новых месторождений, характеризующихся более высокими операционными и капитальными затратами, более сложными геологическими условиями, необходимостью создания инфраструктуры, большей удаленностью от рынков сбыта. Расчеты проектных нефтегазовых институтов показывают, что для их рентабельного освоения недостаточно льгот по НДС.

Следует отметить, что Правительство Российской Федерации в 2012–2013 годах уделяло повышенное внимание вопросам совершенствования системы налогообложения добычи углеводородного сырья. Например, с целью стимулирования разработки трудноизвлекаемых запасов нефти 3 мая 2012 года было принято постановление Правительства № 700-р, предполагающее градацию проектов по сложности, исходя из геологических условий, с установлением пониженных ставок НДС в зависимости от категории сложности, а также пониженной ставки экспортной пошлины для сверхвязкой нефти [5]. Конечной целью налоговых новаций является вовлечение в активную разработку дополнительно 2,5 млрд т запасов. Постановление



содержит антикризисный потенциал — предусматривается возможность применения дополнительно пониженных ставок НДС и вывозных таможенных пошлин и других мер налогового и таможенно-тарифного стимулирования в случае существенных изменений конъюнктуры мирового рынка, включая снижение стоимости нефти марки «Юралс» на мировом рынке до уровня меньше 60 долл. США за баррель, а также в случае наступления форс-мажорных обстоятельств, определяемых в соответствии с законодательством Российской Федерации.

С целью стимулирования новых шельфовых проектов 12 апреля 2012 года было принято постановление Правительства № 443-р, также предполагающее градацию проектов по сложности, исходя из географического расположения. В числе основных новаций — освобождение компаний, добывающих углеводороды на новых морских месторождениях от вывозной таможенной пошлины, введение адвалорных ставок НДС в зависимости от категории сложности [6]. Конечной целью налоговых новаций является начало активной геологоразведки в регионе с прогнозными ресурсами углеводородов 100 млрд т условного топлива.

Последним актом законодательства, внесшим изменения в порядок исчисления НДС по углеводородному сырью, является Федеральный закон от 30 сентября 2013 года № 263-ФЗ «О внесении изменений в главу 26 части 2 Налогового кодекса Российской Федерации и статью 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе». При добыче нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной ставка НДС устанавливается в размере 493 руб. (на период с 1 января по 31 декабря 2014 года включительно), 530 руб. (на период с 1 января по 31 декабря 2015 года включительно), 559 руб. (на период с 1 января 2016 года) за 1 т добытой нефти. При этом указанная налоговая ставка умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть (КЦ), на коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретного участка недр (КВ), на коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр (КЗ), на коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти (КД), и на коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья (КДВ).

Наиболее существенные изменения коснулись способа исчисления ставок НДС в отношении газа горючего природного и газового конденсата. Если в настоящее время определены абсолютные величины этих ставок, с 1 июля 2014 года будут введены формулы для их расчета. При добыче газа горючего природного и газового конденсата с 1 июля 2014 года вводятся следующие ставки НДС:

— 42 руб. за 1 т добытого газового конденсата из всех видов месторождений углеводородного сырья;

— 35 руб. за 1000 м³ газа при добыче газа горючего природного из всех видов месторождений углеводородного сырья.

При этом указанная налоговая ставка умножается на базовое значение единицы условного топлива (ЕУТ) и на коэффициент, характеризующий степень сложности добычи газа горючего природного и (или) газового конденсата из залежи углеводородного сырья (КС), определяемые в соответствии со статьей 342.4 НК РФ. В отношении газа горючего природного полученное произведение суммируется со значением показателя, характеризующего расходы на транспортировку газа горючего природного (ТГ) [7].

Попытки рассчитать величину налоговых обязательств газодобывающих компаний показали, что механизм определения ставки НДС, основанный на исчислении многозначных коэффициентов, взаимно влияющих на величину друг друга, сложно применим на практике и вызовет проблемы в налоговом администрировании. Кроме того, не все значения показателей, необходимых для расчета величины налоговой ставки, доступны добывающим компаниям.

Российские нефтяные компании в конце 2008 года в условиях мирового финансового кризиса заговорили о необходимости отказа от НДС, предполагающего налогообложение выручки, и перехода на новую систему налогообложения, основанную на прибыли компании.

С точки зрения экономики проекта добычи сырья, система, базирующаяся на налоге на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья (далее — НДС), является более прогрессивной, поскольку в значительно большей степени основана на налогообложении доходов. НДС учитывает изменение горно-геологических условий добычи в процессе эксплуатации месторождения и реагирует на изменение внешних экономических условий производства (мировых цен). В случае высокоэффективных проектов его применение обеспечивает прогрессивное изъятие ресурсной ренты в пользу государства. Кроме того, НДС стимулирует инвестиции в освоение новых месторождений за счет фактического освобождения инвесторов от налога вплоть до полного возмещения капитальных затрат. Одновременно улучшаются условия реализации низкоэффективных проектов.

В то же время, налоговая система, основанная на НДС, является более сложной по сравнению со всеми остальными с точки зрения, как проведения налоговых расчетов, так и практического контроля за их достоверностью. Это создает потенциальные возможности занижения производителями своих налоговых обязательств и, как следствие, уменьшения доходов государственного бюджета. На примере СРП мы видим, что своей доли государство может не дожидаться до момента полной отработки месторождений [8].



Есть все основания полагать, что система налогообложения доходов добывающих организации в Российской Федерации, основанная на использовании НДС, не является жизнеспособной. При существующей системе бухгалтерского и налогового учета, недостаточной прозрачности деятельности большинства добывающих компаний (многие из которых имеют сотни дочерних и зависимых обществ) применяемые методы налогового администрирования не способны обеспечить государству доходы от принадлежащих ему запасов полезных ископаемых. Система, основанная на НДС, будет стимулировать завышение затрат добывающих организаций и никак не содействовать экономии издержек и оптимизации деятельности. Следует признать, что ряд западных стран с относительным успехом применяют систему налогообложения, основанную на налоге на сверхприбыль, но они имеют действенные механизмы контроля, длительную практику администрирования и стабильные условия ведения бизнеса. Но эти страны также используют и другие налоговые инструменты изъятия рентных доходов от добычи нефти: ренталис и роялти в различных модификациях.

При разработке концепции налогообложения добычи углеводородного сырья необходимо основываться на следующих подходах:

- налогообложение результата деятельности организаций отрасли;
- стимулирование рационального пользования недрами и наиболее полного извлечения основных и попутных компонентов;
- экономическая и бюджетная эффективность для государства;
- простота администрирования.

По моему мнению, система налогообложения доходов от добычи нефти в Российской Федерации может быть основана на следующих инструментах:

1. *Налог на добычу полезных ископаемых.* Необходимо вернуть НДС характер роялти — то есть платежа собственнику ресурса за пользование данным ресурсом — добычу нефти из недр Российской Федерации. По своему экономическому содержанию представляет собой сбор, а не налог, так как имеет выраженный возмездный характер. Необходимо отказаться от существующей в настоящее время привязки к мировым ценам на нефть. В этом случае следует несколько повысить базовую ставку НДС и перенести основной фискальный эффект на механизм вывозной таможенной пошлины на нефть и продукты ее переработки.

2. *Налог на прибыль.* Базовый налог российской налоговой системы, который уплачивается всеми хозяйствующими субъектами (кроме работающих на специальных режимах налогообложения) при возникновении объекта налогообложения — прибыли. Необходимо рассмотреть возможность введения в российское налоговое законодательство налоговой льготы в виде скидки на истощение недр.

3. *Экспортная пошлина.* При реализации добытого углеводородного сырья за рубеж у компании возникает дополнительный доход ввиду существенной разницы между внутренними и мировыми ценами на энергоносители. Необходимо расширить верхнюю границу интервала мировой цены нефти в установленной п. 4 ст. 3 Закона РФ «О таможенном тарифе» формуле, добавив еще несколько интервалов изменения: например, интервалы цены от 182,5 до 290 долл./т, от 290 до 450 долл./т, от 450 до 600 долл./т и свыше 600 долл./т. Это позволит действующему механизму эффективнее работать при существующем и прогнозируемом на среднесрочную перспективу уровне мировых цен на нефть — около 75 долл./баррель (546 долл./т), а также снизить эффект выполаживания тенденции возрастания доли таможенной пошлины в экспортной цене.

4. Система платежей, установленная законом «О недрах» — ренталис. Данная система может быть дополнена платежом за право добычи полезного ископаемого, учитывающим горно-геологические и технико-экономические критерии разработки месторождения. Либо второй вариант: необходимо существенно повысить эффективность оценки и изъятия рентных доходов через механизм предоставления лицензий на право добычи полезных ископаемых [9].

Для изъятия ресурсной ренты и создания благоприятного инвестиционного климата целесообразно продолжить дифференциацию НДС по нефти, а также дифференцировать данный налог применительно к добыче природного газа.

Целесообразно дифференцировать налогообложение добычи газа горючего природного посредством механизмов, аналогичных примененным ранее при дифференциации НДС в отношении добычи нефти. Первым этапом дифференциации может стать применение льготной ставки для новых месторождений слабо освоенных территорий, на которых отсутствует необходимая инфраструктура — например, Ямал и ряд регионов Восточной Сибири, а также на шельфах северных и дальневосточных морей [10].

Вторым этапом дифференциации НДС по природному газу может стать введение следующих поправочных коэффициентов к ставке НДС:

- коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов газа горючего природного на конкретном участке недр;
- коэффициент, характеризующий удаленность месторождения от транспортной инфраструктуры и локальных потребителей;
- коэффициент, характеризующий состав добываемого углеводородного сырья и учитывающий наличие неуглеводородных примесей в добываемом сырье, например, гелия и серы;
- коэффициент, характеризующий глубину залегания участка недр.



Таким образом, формула для определения ставки НДС по газу горючему природному в 2014 году будет иметь вид:

$$\text{НДС}_{\text{газ}} = 700 \times K_{\text{выработанности}} \times K_{\text{районирования}} \times K_{\text{состава}} \times K_{\text{глубины залегания}}$$

Предложенные меры позволят перераспределить налоговую нагрузку внутри нефтегазовой отрасли, сблизив экономическую эффективность добычи углеводородного сырья на разных типах месторождений.

Библиографический список:

1. *Бобылев Ю.Н., Турунцева М.Ю.* Налогообложение минерально-сырьевого сектора экономики. — М.: Ин-т Гайдара, 2010. — С. 145.
2. Информация об исполнении консолидированного бюджета центрального правительства Российской Федерации за 2013 год. — URL: <http://www.roskazna.ru/konsolidirovannogo-byudzheta-rf/> (дата обращения: 16.05.2014).
3. Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2030 года.
4. *Понкратов В.В.* Налогообложение добычи и экспорта углеводородного сырья в Российской Федерации: что нам готовит 2013 год // НефтьГазПраво. 2012. № 6.
5. Распоряжение Правительства РФ от 3 мая 2012 года № 700-р «О предложении Минэнерго России о классификации проектов по разработке участков недр, содержащих запасы трудноизвлекаемой нефти, определенных на основе показателей проницаемости коллекторов и вязкости нефти». — URL: <http://www.pravительство.pf/gov/results/18899/> (дата обращения: 19.04.2014).
6. Постановление Правительства РФ от 12 апреля 2012 года № 443-р «О стимулировании новых шельфовых проектов».
7. Федеральный закон от 30 сентября 2013 года № 263-ФЗ «О внесении изменений в главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации и статью 3.1 Закона Российской Федерации «О таможенном тарифе».
8. *Понкратов В.В.* Оценка целесообразности применения налога на дополнительный доход от добычи углеводородного сырья в Российской Федерации // Вестник Омского университета. Серия «Экономика». 2013. № 2.
9. *Понкратов В.В.* Совершенствование налогообложения добычи нефти // Финансы. 2011. № 6.
10. *Понкратов В.В.* Совершенствование системы налогообложения добычи нефти и газа с учетом углеводородного потенциала российской экономики // Налоги и финансовое право. 2012. № 7.

References:

1. *Bobylev Ju.N., Turunceva M.Ju.* Nalogooblozhenie mineral'no-syr'evogo sektora jekonomiki. — M.: In-t Gajdara, 2010. — S. 145.
2. Informacija ob ispolnenii konsolidirovannogo bjudzhetu central'nogo pravitel'stva Rossijskoj Federacii za 2013 god. — URL: <http://www.roskazna.ru/konsolidirovannogo-byudzheta-ri/> (data obrashhenija: 16.05.2014).
3. Jenergetičeskaja strategija Rossijskoj Federacii do 2030 goda.
4. *Ponkratov V.V.* Nalogooblozhenie dobychi i jeksporta uglevodorodnogo syr'ja v Rossijskoj Federacii: čto nam gotovit 2013 god // Neft'GazPravo. 2012. № 6.
5. Rasporjazhenie ot 3 maja 2012 goda № 700-r «O predlozhenii Minjenergo Rossii o klassifikacii proektov po razrabotke uchastkov neдр, soderzhashhij zapasy trudnoizvlekaemoj nefti, opredelennyh na osnove pokazatelej pronicaemosti kollektorov i vjazkosti nefti». — URL: <http://www.pravitel'stvo.rf/gov/results/18899/> (data obrashhenija: 19.04.2014).
6. Postanovlenie Pravitel'stva Rossijskoj Federacii ot 12 aprelja 2012 goda № 443-r «O stimulirovanii novyh shel'fovych proektov».
7. Federal'nyj zakon ot 30 sentjabrya 2013 goda № 263-FZ «O Vnesenii izmenenij v Glavu 26 chasti vtoroj Nalogovogo kodeksa Rossijskoj Federacii i stat'ju 3.1 Zakona Rossijskoj Federacii «O tamozhennom tarife».
8. *Ponkratov V.V.* Ocenka celesoobraznosti primenenija naloga na dopolnitel'nyj dohod ot dobychi uglevodorodnogo syr'ja v Rossijskoj Federacii // Vestnik Omskogo universiteta. Serija «Jekonomika». 2013. № 2.
9. *Ponkratov V.V.* Sovershenstvovanie nalogooblozhenija dobychi nefti // Finansy. 2011. №6.
10. *Ponkratov V.V.* Sovershenstvovanie sistemy nalogooblozhenija dobychi nefti i gaza s uchetom uglevodorodnogo potenciala rossijskoj jekonomiki // Nalogi i finansovoe pravo. 2012. №7.



Способы стабилизации финансовых поступлений в федеральные бюджеты зарубежных стран

М.В. Данилина, кандидат экономических наук, старший преподаватель кафедры «Финансовые рынки и финансовый инжиниринг», Финансовый университет при Правительстве РФ

С.Ю. Ерошкин, кандидат экономических наук, доцент, ведущий научный сотрудник Института финансово-экономических исследований, Финансовый университет при Правительстве РФ

Аннотация: Статья рассматривает способы стабилизации бюджетных поступлений в России и в странах мира. Анализируется опыт создания нефтяных резервов и суверенных фондов благосостояния: преимущества и недостатки, общие условия создания, функционирования и совершенствования.

Ключевые слова: суверенные фонды благосостояния, нефть, Россия, бюджет, нефтяные резервы.

Methods of stabilization of financial receipts in Federal budgets foreign countries

M.V. Danilina, Assistant professor Department Financial markets and financial engineering Financial University, Ph.D.

S.U. Eroshkin, Researcher, Financial University, Ph.D., leading researcher, associate Professor.

Abstract: The article examines the general methods of the stabilization of the budgetary receipts in Russia and in the countries of the world. The authors examine the experience of the creation of the oil reserves and of the sovereign wealth funds: the advantages and disadvantages, general conditions of creation, functioning and modernization.

Key words: sovereign wealth funds, oil, Russia, budget, oil reserves.

УДК 336.14 (045) (1-87)



Способы стабилизации бюджетных поступлений (создание фондов и специальных резервов) довольно широко стали применяться в зарубежной практике в связи с защитой экономики страны от колебаний цен на мировом рынке. Поэтому анализ опыта стран, где они уже созданы, помогает выработать рациональные пути решения проблемы совершенствования бюджетного планирования в России. Это существенно в условиях зависимости российского федерального

бюджета от цен на нефть на мировом рынке. Для снижения рисков, связанных с волатильностью (неустойчивостью) цен на нефть, в мировой практике применяются различные способы стабилизации поступлений в бюджет. Они могут быть объединены в две группы:

- 1) образование суверенного фонда благосостояния. Он создается за счет дополнительных доходов в периоды высоких мировых цен на нефть и другие экспортируемые товары;
- 2) создание специального нефтяного резерва.

Суверенные фонды благосостояния в странах мира

Суверенные фонды благосостояния появились еще в начале 1950-х годов, однако только в настоящее время они стали объектом пристального внимания экономистов, политиков, ученых. Одной из причин такого повышенного внимания к данным фондам являются большие объемы инвестиций суверенных фондов благосостояния. Так, например, в 2007 году

Инвестиционное управление Абу-Даби (Adu Dhabi Investment Authority (ADIA)) приобрело 4,9% акций в компании Citygroup, фонд Катара — 6,4% акций в компании Barclays, фонд Китая — 10% акций в Morgan Stanley, фонд Сингапура — 11% акций в UBS. Инвестиционное управление Абу-Даби (Adu Dhabi Investment Authority (ADIA)) является крупнейшим в мире в 2010 году. Также оно является одним из крупнейших институциональных инвесторов в мире.

Суверенные фонды благосостояния создаются в тех государствах, бюджет которых сильно зависит от конъюнктурных факторов, как правило, мировых цен на сырьевые товары. Некоторые страны накапливают средства в таких фондах на тот период, когда недра будут истощены. Впервые термин «суверенный фонд благосостояния» появился в статье Андрея Розанова «Кто обладает богатством наций» в журнале Центрального банка [1]. До этого времени существовала другая классификация данных фондов, делившая их на три группы — стабилизационный фонд, фонд будущих поколений, резервный фонд. Все они формируются за счет дополнительных доходов. Их основные характеристики приведены в *табл. 1*. Во всех случаях формирование фондов связано с высокими мировыми ценами на экспортируемые товары. Существуют различные модификации данной классификации. Использование финансовых средств фондов имеет разное назначение:

- для стабилизации государственного бюджета;
- с целью компенсационных выплат региону и его населению за истощение природного ресурса;

— как способ поддержания положительной экономической динамики в неблагоприятные периоды конъюнктуры мирового рынка.

В ряде случаев фонды являются смешанными по характеру их использования. Так, в Республике Кирибати в 1956 году был создан Фонд выравнивания доходов (Revenue Equalization Fund, RERF) как трастовый фонд для будущих поколений после ожидаемого истощения месторождения фосфатов [5–8].

Нефтяной фонд (Oil Fund) Кувейта был учрежден в 1960 году в форме Фонда общих резервов (General Reserve Fund) для аккумуляции средств из профицита бюджета, образующегося вследствие высоких доходов от экспорта нефти. Он использовался для финансирования всех видов государственных расходов [9].

В 1976 году в Кувейте был также создан Резервный фонд для будущих поколений (Reserve Fund for Future Generations). Первоначально Фонд был сформирован на основе 50% объема средств Фонда общих резервов на момент создания фонда и 10% годового дохода государства, а также доходов от активов Фонда. Доходы Фонда не зависят от колебаний цен на нефть, и составляют в настоящее время 10% от всех государственных доходов и всех доходов от собственных инвестиций.

Со времени создания Резервного фонда для будущих поколений, Фонд общих резервов стал выполнять стабилизационные функции, а также обслуживать государственный долг и использоваться для государственных инвестиций.

В 1976 году в канадской провинции Альберта был организован Трастовый фонд наследственных сбере-

Таблица 1

Типы государственных резервных (стабилизационных) фондов финансовых ресурсов, используемых в мировой практике

| Тип фондов | Особенности формирования | Особенности функционирования | Страны, где созданы фонды |
|-----------------------------------|--|---|--|
| Резервный (стабилизационный) фонд | Формируется в странах, где существенная часть доходов государственного бюджета связана с экспортом сырьевых ресурсов | Для сглаживания колебаний в доходах и расходах государственного бюджета | США (штат Аляска), Венесуэла, Колумбия, Кувейт, Нигерия, Норвегия, Чили |
| Фонд будущих поколений | Формируется в странах, где существенная часть доходов государственного бюджета связана с экспортом сырьевых ресурсов | С целью дополнительного финансирования государственных расходов в регионах, где ведется добыча полезных ископаемых, для выплаты дополнительных (квазиарендных) платежей населению регионов после истощения добычи полезных ископаемых | США (штат Аляска), Канада (штат Альберта), Республика Кирибати, Кувейт, Оман, Папуа — Новая Гвинея |
| Бюджетные резервные фонды | Не обязательно связаны с экспортом сырьевых ресурсов | С целью аккумуляции доходов в годы профицита государственного бюджета и стабилизации государственных расходов при возникновении неблагоприятной внутри- и внешнеэкономической конъюнктуры | Гонконг, Сингапур, Эстония, ЮАР |

Источники: [1–4].



жений (Alberta Heritage Savings Trust Fund). Часть ресурсов этого фонда направляется на сбережения для будущих поколений, а часть используется для финансирования текущих правительственных программ и государственных услуг. Аналогичный по структуре и целям фонд действует в штате Аляска (США) и в государстве Папуа — Новая Гвинея [10].

В штате Аляска (США) фактически действуют два фонда: сберегательный фонд — Постоянный фонд Аляски (Alaska Permanent Fund) и стабилизационный фонд — Конституционный бюджетный резервный фонд (Constitutional Budget Reserve Fund).

Сберегательный Постоянный фонд Аляски был учрежден в 1976 году как трастовый фонд для будущих поколений. Его основной целью является создание инвестиционной базы, которая сможет обеспечить доходы будущим поколениям, когда истощаются запасы нефти. Фонд формируется за счет как минимум 25% отчислений от всего объема платежей за использование минеральных ресурсов, роялти, бонусов, получаемых штатом Аляска. Доходы фонда не зависят от цен на нефть и ситуации в бюджетной сфере [10].

Стабилизационный Конституционный бюджетный резервный фонд штата Аляска создан в 1990 году для компенсации падения доходов бюджета штата, в том числе, для финансирования кассовых разрывов в течение фискального года. Доходы фонда не связаны с изменениями цен на нефть. Их объем устанавливается ежегодно Конгрессом штата как часть налоговых доходов и роялти, а также доходов фонда от инвестиций.

В Омане создание Государственного фонда общих резервов (State General Reserve Fund) в 1980 году было вызвано необходимостью накопления средств для будущих поколений взамен доходов от нефти. Однако ресурсы фонда часто использовались на текущие государственные расходы. Начиная с 1989 году в Фонд поступают все доходы от нефти, полученные при ценах выше, чем 15 долл. США за баррель. В 1990 году был учрежден Чрезвычайный фонд (Contingency Fund), переименованный позднее в Нефтяной фонд (Oil Fund). Его цель — финансирование инвестиций в нефтяном секторе. Фонд формируется на тех же условиях, что и Государственный фонд общих резервов [11].

В Чили в 1985 году был создан Медный стабилизационный фонд (Copper Stabilization Fund) для регулирования реального курса и доходов государственного бюджета независимо от колебаний поступлений валюты от экспорта меди. Его особенность состоит в том, что он базируется только на доходах государственной медной компании (CODELCO), т.е. поступления в фонд, по сути, являются для компании дополнительным налогом. Объем поступлений в фонд рассчитывается правительством Чили в зависимости от превышения фактической текущей цены меди по экспортным контрактам над базовой долгосрочной ценой.

В 1993 году в Колумбии был учрежден Нефтяной стабилизационный фонд (Oil Stabilization Fund). Его отличительной чертой является децентрализация, т.е. поступления в фонд распределяются в территориальные бюджеты и в государственную нефтяную компанию в соответствии с установленным заранее правилом. Аналогичная система действует и в Венесуэле.

В Венесуэле Инвестиционный фонд макроэкономической стабилизации (Investment Fund for Macroeconomic Stabilization) был создан в ноябре 1998 года, когда мировые цены на нефть достигли своего минимума. Его цель — защита экономики и государственного бюджета от колебаний цен на нефть. Фонд стал частью программы правительства Венесуэлы по стабилизации государственных финансов и повышению эффективности управления государственной нефтяной компанией Petroleos de Venezuela. Средства фонда образуются при превышении текущей цены нефти над ценой отсечения (reference value), основанной на пятилетнем среднем уровне цен на нефть. Финансовые ресурсы используются для компенсации уменьшения доходов при снижении поступлений от экспорта нефти. Средства получают центральное правительство, региональные власти и сама государственная нефтяная компания. В фонде для каждого из трех бенефициаров финансовые ресурсы депонируются в соответствии с их долями участия в фонде (по итогам 2000 года доли соответственно составили 10, 37 и 53%) [12].

В Нигерии Нефтяной трастовый фонд (Petroleum Trust Fund) был создан в 1995 году с целью получения дополнительных доходов государственного бюджета для финансирования здравоохранения, образования и других государственных социальных услуг.

Опыт управления в странах мира суверенными фондами благосостояния

В США способ управления Стратегическим нефтяным резервом (СНР) и условия использования его запасов определены в «Законе об энергетической политике и энергосбережении» [17]. Он дает президенту США право привлекать запасы СНР для преодоления серьезных нарушений в нефтяных поставках. Президент должен официально признать существование негативных явлений, которые создают угрозу для страны и международной обстановки. На основе их анализа Президент дает соответствующее распоряжение. При этом должно быть установлено, что критическая ситуация:

- останавливает поставку нефти на непреодолимо длительный период;
- является существенной угрозой для национальной экономики и безопасности страны в результате устойчивого прекращения импорта, или из-за не-



преодолимых стихийных бедствий и других угрожающих событий.

Средства Медного стабилизационного фонда приравниваются в Чили к золотовалютным резервам и управляются Центральным банком страны. Использование средств фонда разрешается правительству, когда фактическая текущая цена находится ниже установленной базовой. Объем средств, который можно изъять из фонда, рассчитывается по формуле, аналогичной с формулой поступления средств, до полного использования ресурсов фонда.

В Венесуэле использование средств Инвестиционного фонда макроэкономической стабилизации может осуществляться с одобрения Конгресса страны только в двух случаях: если доходы от экспорта нефти находятся ниже установленной базовой величины; в случае, когда объем средств фонда превысил уровень в 80% от среднего годового объема доходов за счет экспорта нефти за последние 5 лет.

Средства Фонда управляются Центральным банком Венесуэлы и инвестируются в иностранные финансовые активы. Запрещены инвестиции в любые финансовые операции, займы, гарантии, выпуск долговых бумаг, которые могли бы повлечь за собой возникновение обязательств у фонда. В 1999 году были внесены изменения, которые ослабили роль фонда как макроэкономического стабилизатора. Так, в фонд направляется только половина средств сверх базовой величины, а средства фонда могут быть использованы по решению президента на социальные расходы и государственные инвестиции [18].

В штате Аляска (США) расходование Постоянного фонда Аляски имеет смешанный характер. Часть средств фонда может быть использована только при внесении поправки в Конституцию штата. Схема использования остальных средств фонда определяется ежегодно губернатором и законодательной властью штата. Традиционно, 42% из них выплачивается в виде «дивидендов» всем гражданам штата Аляска, а остальная сумма идет на реинвестирование для компенсации снижения реального объема фонда из-за инфляции, а также на увеличение капитала фонда [1].

Средства фонда находятся в управлении общественной корпорации Постоянного фонда Аляски (Alaska Permanent Fund Corporation) и инвестируются по трем направлениям: в портфель из бумаг с фиксированным доходом (в размере 39,4% от суммарного портфеля), акции (51,8%) и недвижимость (8,8%) [19]. По состоянию на 30 июня 2003 года размер фонда составил 24,19 млрд долл. США, что в 4 раза превышает размер Конституционального резервного фонда [20, 21].

Расходование средств Стабилизационного конституционального бюджетного резервного фонда штата Аляска определяется решением Конгресса штата. При этом их предельный (верхний) объем должен

быть утвержден тремя четвертями голосов каждой палаты. Средства фонда предоставляются правительству штата в виде кредита, который должен быть возвращен в период бюджетного профицита.

В Кувейте Фонд общих резервов первоначально управлялся Министерством финансов. Сейчас Фонд общих резервов и Резервный фонд будущих поколений управляются независимым от правительства Кувейтским инвестиционным агентством (Kuwait Investment Authority). Средства фондов инвестируются в иностранные финансовые активы. Расходование средств Фонда общих резервов разрешается с одобрения Совета министров страны. Но четкие правила формирования и расходования средств отсутствуют.

С 1979 по 2003 год Фонд выравнивания доходов Республики Кирибати вырос с 60,5 до 335,7 млн долл. [5].

В Омане управление Нефтяным фондом осуществляется Министерством финансов Омана, а его средства инвестируются в иностранные активы и валютные депозиты в Центральном банке Омана. Четкий механизм использования средств фонда отсутствует. Объем средств фонда не сообщается.

В России в настоящее время существует два фонда — Резервный фонд РФ и Фонд национального благосостояния (ФНБ). Отечественная модель построения СФБ формировалась в два этапа. На первом этапе, с 1 января 2004 года по 1 января 2008 года, функционировал Стабилизационный фонд, представлявший классический пример аналогичных институтов в других странах. На втором этапе, с 1 февраля 2008 года, Стабилизационный фонд был разбит на два вновь созданных фонда: Резервный фонд РФ и ФНБ. Целью формирования Резервного фонда является обеспечение финансирования бюджетных расходов и сбалансированности федерального бюджета — он выполняет роль стабилизационного фонда. Фонд национального благосостояния создан для финансовой поддержки национальной пенсионной системы путем обеспечения финансирования добровольных пенсионных накоплений граждан и сбалансированности бюджета Пенсионного фонда — по сути, он представляет собой модель фонда будущих поколений.

Резервный фонд

Сумма доходов от размещения средств Резервного фонда на счетах в иностранной валюте в Банке России за период с 15 января 2013 года по 15 января 2014 года составила 5,17 млрд руб. и в январе 2014 года была зачислена в Федеральный бюджет. По состоянию на 1 февраля 2014 года совокупный объем Резервного фонда составил 3070,74 млрд руб., что эквивалентно 87,13 млрд долл. США. Остатки средств на отдельных счетах по учету средств Резервного фонда составили:



- 38,08 млрд долл. США;
- 29,40 млрд. евро;
- 5,40 млрд фунтов стерлингов.

Совокупная расчетная сумма дохода от размещения средств Резервного фонда на счетах в иностранной валюте в Банке России, пересчитанного в доллары США, за период с 15 по 31 января 2014 года составила 0,13 млрд долл. США, что эквивалентно 4,41 млрд руб. Курсовая разница от переоценки остатков средств на указанных счетах за период с 1 по 31 января 2014 года составила 211,02 млрд руб.

Фонд национального благосостояния

Сумма доходов от размещения средств Фонда национального благосостояния на счетах в иностранной валюте в Банке России за период с 15 января 2013 года по 15 января 2014 года составила 3,79 млрд руб. и в январе 2014 года была зачислена в Федеральный бюджет.

По состоянию на 1 февраля 2014 год совокупный объем Фонда национального благосостояния составил 3079,94 млрд руб., что эквивалентно 87,39 млрд долл. США, в том числе:

- на отдельных счетах по учету средств Фонда национального благосостояния в Банке России размещено:
 - 24,58 млрд долл. США;
 - 24,09 млрд евро;
 - 4,38 млрд фунтов стерлингов;
- на депозитах во Внешэкономбанке размещено 474,02 млрд руб. и 6,25 млрд долл. США;
- в долговые обязательства иностранных государств на основании отдельного решения Правительства Российской Федерации, без предъявления требования к рейтингу долгосрочной кредитоспособности, размещено 3,00 млрд долл. США.

Совокупная расчетная сумма дохода от размещения средств Фонда национального благосостояния на счетах в иностранной валюте в Банке России, пересчитанного в доллары США, за период с 15 по 31 января 2014 года составила 0,10 млрд долл. США, что эквивалентно 3,35 млрд руб. Курсовая разница от переоценки средств фонда за период с 1 по 31 января 2014 года составила 179,30 млрд руб., в том числе:

- по остаткам средств на счетах в иностранной валюте в Банке России — 156,02 млрд руб.;
- по средствам, размещенным на депозитах в долларах США во Внешэкономбанке — 15,73 млрд руб.;
- по средствам, размещенным в долговые обязательства иностранных государств на основании отдельного решения Правительства Российской Федерации, без предъявления требования к рейтингу долгосрочной кредитоспособности — 7,55 млрд руб.

В январе 2014 года в Федеральный бюджет поступили доходы в сумме 6,89 млрд руб. (эквивалент 0,21 млрд долл. США) от размещения средств Фонда национального благосостояния на депозиты во Внешэкономбанке [53].

Специальные нефтяные резервы

Создание физических резервов нефти широко используется странами-импортерами. Для этой цели специально сооружаются искусственные или используются естественные резервуары-хранилища. В результате эти страны получают значительные экономические преимущества: за счет накопления нефти при понижении мировых цен и направлении ее в экономику страны при повышении цен. Это позволяет демпфировать рост цены нефти.

Стратегические резервы нефти в 2002 году составили свыше 216 млн т.н.э. (табл. 2). В совокупности они могли быть использованы как стабилизирующий механизм для всей мировой экономики.

Нефтяные резервы в странах мира создаются в виде запасов нефти и/или нефтепродуктов. Однако хранение последних более сложно. Организация хранения резервных запасов осуществляется по следующим схемам:

- 1) непосредственно государством (government stocks);
- 2) специально созданными организациями-агентами (agency stocks);
- 3) нефтяными компаниями за счет обязательств по резервированию (company stocks);
- 4) использование комбинированных подходов.

Государственные резервы нефти созданы в США, Японии, Германии, Италии, Ирландии и ряде других стран. Суммарно они составляют 26% всех стратегических нефтяных резервов, имеющихся в странах-чле-

Таблица 2
Стратегические резервы сырой нефти в мире в 2002 году

| Страна, регион | Млн т.н.э. | В % к годовому потреблению в стране |
|--|------------|-------------------------------------|
| США | 77,1 | 8,0 |
| Япония | 44,0 | 16,5 |
| Европейские страны-члены ОЭСР, в том числе: | 44,5 | 9,8 |
| — Германия; | 7,5 | 5,5 |
| — азиатские страны-члены АТЭС (так называемая «Азиатская семерка») | 50,7 | 16,2 |
| <i>Итого</i> | 216,3 | 10,8* |

* Доля в суммарном потреблении энергии рассматриваемыми странами.



нах МЭА-IEA (Международного энергетического агентства). К концу 2004 года формирование госрезерва нефтепродуктов готовилось также на Украине [13]. О создании стратегических нефтяных резервов заявил и Китай [14].

Интересна история формирования стратегических нефтяных резервов МЭА. Международное энергетическое агентство (МЭА) является автономным органом в структуре Организации экономического сотрудничества и развития (ОЭСР). Оно создано в 1974 году по инициативе госсекретаря США Г.Киссинджера. Членами МЭА являются 27 стран: Австралия, Австрия, Бельгия, Великобритания, Венгрия, Германия, Греция, Дания, Ирландия, Испания, Италия, Канада, Южная Корея, Люксембург, Нидерланды, Новая Зеландия, Норвегия, Польша, Португалия, США, Турция, Финляндия, Франция, Швейцария, Швеция, Чехия, Япония, а также Евросоюз. В настоящее время ряд стран изучают возможность вступления в МЭА [52].

В 1974 г. большинство стран-членов ОЭСР приняли решение о создании Международного энергетического агентства (МЭА). Государства — члены Агентства — договорились о совместном принятии мер в случае значительных перебоев в поставках нефти. Также страны-члены МЭА пришли к соглашению об обмене информацией по энергетике для координации своей энергетической политики и для сотрудничества в разработке энергетических программ. Эти положения воплощены в Соглашении по Международной энергетической программе (МЭП), которое легло в основу создания Агентства. В МЭП были определены следующие задачи [52]:

- 1) Укрепление и совершенствование системы борьбы с перебоями в поставках нефти.
- 2) Разработка основ ведения рациональной энергетической политики в рамках сотрудничества со странами, не входящими в Агентство, содействие ее внедрению, сотрудничество с промышленностью, международными организациями.
- 3) Создание постоянной информационной системы по международному рынку нефти.
- 4) Совершенствование структуры мирового спроса и предложения на энергоносители посредством развития альтернативных источников энергии и повышения эффективности использования энергии.
- 5) Содействие объединению экологической и энергетической политики.

Как верно отмечено в [52], основной целью, которую ставили перед собой основатели МЭА, было обеспечение энергетической безопасности, с особым акцентом на нефтяную безопасность. На случай значительных перебоев в поставках нефти, имеющих международный характер, основатели МЭА создали договорную систему физического распределения нефти (Систему распределения в кризисных ситуа-

циях). Система распределения МЭА была создана для работы на случай крупных перебоев с поставками нефти — по меньшей мере на 7%. К основным элементам Системы распределения относятся формирование запасов, ограничение потребления, а также физическое перераспределение потоков нефти. Важной составной частью Системы является ее информационное обеспечение [52].

Как указано в [52], 90-дневный резерв необходим для поддержания экономической активности в период кризиса поставок. Обладая преимуществом буферного периода, страны-члены МЭА могут полагаться на свои энергетические ресурсы, несмотря на значительное уменьшение поставок нефти, независимо от того является ли активированной Система распределения МЭА или нет [52].

В случае активации Системы распределения МЭА, страны получают разрешение уменьшить свои запасы до некоторого расчетного уровня, что уменьшит давление на все страны, хотя такое уменьшение запасов и не является обязательным. Величина поставок нефти, доступных какой-либо из стран МЭА, зависит от уровня запасов в других странах-потребителях, а также от наличия достаточных запасов в самой этой стране. Поэтому успехи стран-членов в поддержании запасов важны для безопасности всего Сообщества. МЭА занимается сбором информации и публикацией данных о количестве запасов нефти в странах-членах ОЭСР. Запасы нефти включают в себя сырую нефть (включая стратегические резервы), нефть, находящуюся в процессе переработки, газовый конденсат и нефтепродукты. Другим важным элементом Системы распределения являются меры «по подготовке и эффективному применению мер по ограничению потребления в случае прерывания поставок нефти». Эффективность действий зависит от особенностей потребления в каждой из стран, законодательства и других факторов [52].

Эти обязательства сформулированы как достижение целей, выраженных в виде сокращения потребления на определенную величину, выраженную в процентах [52]. Как подробно рассказывается в [52], после обнаружения факта уменьшения уровня поставок выше пороговой величины и получения подтверждения в соответствии с процедурой, описанной в статье 19 Соглашения, система распределения формально вступает в силу. В организационном плане руководство системой распределения переходит Организации по управлению в чрезвычайных ситуациях. Структура Организации по управлению в чрезвычайных ситуациях представлена на *рис. 1*. [52].

Постоянная комиссия по кризисным ситуациям (SEQ) пересматривает, проверяет и модернизирует механизмы реагирования на чрезвычайные ситуации. Они были разработаны в соответствии с соглашением 1974 года о Международной энергетической про-



Источник: [52].



Рис. 1. Структура Организации по управлению в чрезвычайных ситуациях

грамме (МЭП) и обязывает страны-члены МЭА иметь запасы нефти, которые соответствуют не менее, чем 90 дням чистого нефтяного импорта, ограничивать потребности, освобождать запасы и делиться имеющейся нефтью в случае возникновения больших перебоев с поставками нефти [52].

Как подробно представлено в [52], промышленный консультативный комитет (IAB), состоящий из крупных специалистов, представляющих международные нефтяные компании, дает рекомендации SEQ по вопросам перераспределения нефти в случае чрезвычайных ситуаций. В случае возникновения чрезвычайной ситуации с поставками, когда физическая нехватка либо уже существует, либо надвигается, международное размещение нефти будет контролироваться Исполнительным директором МЭА в качестве Координатора размещения МЭА [52].

Координатор работает при поддержке Секретариата МЭА и Совещательной группы по промышленным поставкам (ISAG). В каждой стране будет действовать Национальная организация по перераспределению в кризисных ситуациях (NESO), контролирующая внутреннее распределение нефтяных поставок, включая нефтяные резервы. Спорные ситуации между продавцами и покупателями нефти могут ре-

шаться через арбитраж Центра МЭА по регулированию конфликтных ситуаций [52].

МЭА также разработала дополнительные меры по борьбе с перебоями в поставках нефти. Они включают в себя [52]:

- 1) быстрое и координированное использование запасов;
- 2) меры по сокращению потребления нефти;
- 3) кратковременное переключение на другие виды топлива;
- 4) увеличение местного производства;
- 5) препятствование необычно большим и срочным рыночным закупкам правительств и частных компаний.

Являясь одним из крупнейших потребителей нефти в мире, примерно половина из которой приходится на импортные поставки, Китай принял решение в начале 2000 года о создании национальной системы стратегических резервов. Их первоначальной целью было обеспечение нефти в случае внезапных перебоев внешних поставок, однако в последние годы правительство КНР стало также рассматривать СРН в целях стабилизации внутреннего рынка нефти в период резких ценовых скачков и колебаний на мировых рынках [47].



В 2004 году строительство первых хранилищ стратегических нефтезапасов было начато в городах Далянь (провинция Ляонин), Циндао (провинция Шандун), Нинбо и Чжоушань (провинция Чжэцзян) [47]. Первые четыре базы-хранилища стратегического резерва Китая, расположенные в Джоушане (Zhoushan), Женьхайе (Zhenhai), Даляне (Dalian) и Хуандао (Huangdao) были полностью введены в эксплуатацию в 2008 году. Общий объем резервов составил 16,4 миллиона кубических метров нефти, что равно приблизительно 14 миллионам тонн [43].

Согласно планам, к 2010 году стратегические запасы нефти в Китае должны были составить 12–15 млн т (эквивалентно месячному импорту нефти), а к 2020 году их объем должен будет нарашен до объема 3-месячного импорта. К 2020 году Китай планирует увеличить стратегические резервы нефти до среднего объема нефтяного импорта за 90 дней, что составляет 85 млн т [43].

США начинали создавать свой нефтяной резерв как фонд месторождений и сегодня остаются практически единственной страной, где резервирование месторождений оформлено законодательством. Первый в США стратегический нефтяной резерв был создан в 1912 году путем закрепления в государственной собственности шести законсервированных нефтяных месторождений [51]. После арабского нефтяного эмбарго в 1973–1974 годах эти месторождения были пущены в разработку. В 1923 году решением президента Хардинга был создан Национальный нефтяной резерв на Аляске (National Petroleum Reserve — Alaska) площадью 7,7 млн га для использования только в случае неотложной необходимости национального масштаба. В настоящее время он, скорее, является заповедником и находится под юрисдикцией Бюро землеустройства департамента внутренних дел [51].

После принятия Палатой представителей Конгресса США «Энергетической стратегии», в которой предполагалось начать разработку месторождений на Аляске, этот вопрос вызвал ожесточенные споры и в результате не прошел Сенат. Вместе с тем в стратегическом плане запасы здесь невелики: по разным оценкам, от 3 до 6 млрд баррелей. При существующем уровне потребления этого объема Америке хватит менее чем на год [51].

Стратегические нефтяные запасы США хранятся в соляных кавернах, образованных в глубоководных массивных соляных пластах под большей частью побережья Техаса и Луизианы. Каверны более безопасны и более доступны для хранения и стоят в 10 раз меньше, чем наземные емкости, и в 20 раз меньше, чем шахты в твердых породах [48]. Выбор хранилищ на побережье Мексиканского залива был сделан еще и потому, что их положение удобно для соединения коммерческой сети перевозок нефти в США. Нефть из СНГ может быть поставлена через систему внутренних

трубопроводов почти к половине нефтеперерабатывающих заводов Соединенных Штатов или погружена на танкеры или баржи для транспортировки на другие нефтеперерабатывающие заводы [48].

Вместимость каверн СНГ варьирует от 6 до 35 млн баррелей; обычная каверна цилиндрической формы вмещает 10 млн баррелей. Одна пещера для хранения имеет такой размер, что в ней спокойно может поместиться Чикагское здание Sears Tower. Для СНГ было создано около 50 таких огромных подземных пещер. Соляные каверны вдоль побережья Мексиканского залива использовались для хранения нефти предприятиями нефтехимической промышленности долгие годы. Когда американское правительство решило создать стратегические нефтяные резервы в середине 1970-х годов, оно приобрело ранее созданные соляные каверны для хранения первых 250 млн баррелей сырой нефти. Это был наиболее быстрый способ для начала создания буферного запаса сырой нефти после нефтяных потрясений 1970-х годов. Для хранения нефти более 250 млн баррелей Департамент энергетики создал дополнительные каверны [48].

Государственные резервы нефти есть и в Японии. Еще в 1975 году был принят закон о нефтяных резервах Японии, предусматривающий формирование государственных (СРН) и коммерческих (промышленных) чрезвычайных резервов нефти. Первоначально государственные резервы нефти составляли порядка 320 млн баррелей (это эквивалентно 90–100 дням потребления). Данные резервы находятся в ведении государственной Японской национальной нефтяной корпорации (JNOC) и распределены по 10 хранилищам. Кроме того, японские компании также обязаны содержать резерв объемом, достаточным на 70 дней потребления, включая и нефть, и нефтепродукты. Соответственно, в сумме государственных и коммерческих резервов Японии хватит на 5 месяцев потребления. В результате, Япония занимает лидирующее место в мире по обеспеченности стратегическими резервами энергоресурсов [47].

Япония уже дважды открывала свои нефтяные резервы, но только из запасов частных компаний. В первый раз это произошло в 1991 году из-за кризиса в Персидском заливе, второй раз — в 2005 году после урагана «Катрина» в США [50]. При обострении ситуации в энергетической сфере в первую очередь реализуются коммерческие резервы, т.е. запасы предприятий топливно-энергетического сектора. Всего было три периода, когда Япония прибегала к этой мере: с марта 1979 года по август 1980 года (разгар второго нефтяного кризиса), с января по март 1991 года (захват Ираком Кувейта и операция «Буря в пустыне») и с сентября по декабрь 2005 года (последствия урагана в США). Операционный аспект проблемы реализации стратегического запаса нефти заключается в том, насколько быстро нефть из хра-



нилищ может быть доставлена до нефтеперерабатывающих заводов. Срок реализации запасов с хранилищ, принадлежащих государству, колеблется от двух недель до двух месяцев в зависимости от типа конструкции. В то время, как для реализации запасов нефти, хранящихся у частных компаний, срок составляет несколько дней [47].

В Дании, Франции, Нидерландах и некоторых других странах существуют резервы сырой нефти, которые управляются специальными агентствами при участии государства, или без него. Это позволяет освободить нефтяные компании от выполнения работ по резервированию. Однако к числу недостатков данного способа относятся ограниченность контроля государства за резервами нефтяных фондов, появление риска недостоверности информации о накопленных запасах и др. Самый дешевый для государственного бюджета способ резервирования состоит в содержании резервов в компаниях нефтяного и нефтеперерабатывающего секторов, устанавливаемых в соответствии со специальным законодательством об обязательном резервировании. Это достаточно распространенный способ создания нефтяных резервов. Так, из 26 стран-членов МЭА 21 страна имеет законодательства об обязательном создании нефтяных резервов в нефтяных компаниях.

Выбор вида резерва — нефть или нефтепродукты — зависит от многих экономических и геополитических факторов. В США хранится в основном сырая нефть, так как имеется большое число НПЗ и хорошо развита транспортная сеть. В других странах преимущественно используются склады готовых нефтепродуктов для быстрой доставки их к потребителю. Однако хранение нефтепродуктов дорого и имеет ряд недостатков. Поэтому уже наметилась тенденция увеличения сырой нефти в стратегических резервах стран.

В настоящее время созданы международные стратегические нефтяные резервы (МСНР), что позволяет обеспечить их эффективное координирование и снизить расходы на формирование и содержание. Самые крупные системы таких резервов образованы в рамках Европейского союза и МЭА. Они предусматривают сооружение в каждой стране чрезвычайных резервов не менее чем на 90 дней нетто-импорта от уровня предыдущего года. Сегодня МСНР достигли суммарно около 114 дней нетто-импорта. Это позволяет в чрезвычайные периоды поставлять на рынок нефти больше, чем зафиксированный максимальный суточный дефицит в общих поставках нефти на мировой рынок.

Следует согласиться с мнением, изложенным в [47], что роль стратегических резервов углеводородов возрастает в последние годы, благодаря возрастанию неустойчивости и спекулятивности на мировых рынках. Как справедливо отмечено в [47], СРН может ней-

трализовать угрозы энергобезопасности кратковременного характера, однако в случае затяжных и «объемных» прерываний поставок, очевидно, что пока ОПЕК является практически полномочным хозяином нефтяного рынка. Несмотря на это, многие государства, в том числе крупные производители и экспортеры нефти строят планы по формированию своих систем СРН, массовый характер которых теоретически может привести к временному, но ощутимому дефициту нефти на мировом рынке. Однако, учитывая тот факт, что создание соответствующей инфраструктуры для СРН и заполнение нефтью является дорогостоящим проектом, реализацию которого могут позволить себе только крупные богатые страны, данный сценарий выглядит маловероятным. При этом, как справедливо отмечено в [47], использование СРН для стабилизации и понижения мировых цен на нефть на мировых рынках путем частичной их продажи приносит выгоду всем странам-импортерам. Государства, не имеющие СРН, не несут затрат на их создание и поддержание, но пользуются выгодами интервенции части резервов на рынок, снижая свои расходы на покупку подешевевшей нефти.

В то же время, как верно отмечено в [47], многие международные эксперты приходят к выводу о том, что энергобезопасность страны вполне могут обеспечить коммерческие резервы, не прибегая к использованию госрезервов. Данное предположение подтверждается выводами, которые были сделаны в 2005 году, когда ураган «Катрина» парализовал нефтеперерабатывающую промышленность США, транспортные потоки и инфраструктуру, сосредоточенные у берегов Мексиканского залива. Реализовать нефть из хранилищ стратегического резерва, расположенных в пострадавших от урагана районах, именно в тот момент, когда в этом возникла необходимость, было невозможно. События того периода выявили слабые места системы стратегического нефтяного резерва США, что стало поводом для важных обобщающих заключений, приведенных в [47]:

- 1) масштабные и/или продолжительные природные явления могут сделать стратегический резерв нефти отдельного государства бесполезным;
- 2) усилия отдельно взятой страны по созданию системы СРН не могут обеспечить полной энергетической безопасности этой страны и страны-потребителя нефти должны скоординировано формировать национальные резервы нефти.

Становится ясным, что прогресс в этой области невозможен без международного и регионального сотрудничества. Об этом было отмечено в 2006 году в итоговых документах Санкт-Петербургского саммита G8. В частности, участники саммита отметили, что координация планирования стратегических запасов должна стать одним из главных принципов совместной деятельности ведущих стран мира по обеспечению



нию глобальной энергетической безопасности. В этой связи важно упомянуть о намерениях правительства Японии в подходах к созданию системы коллективной энергобезопасности в Азиатско-Тихоокеанском регионе. Как справедливо отмечено в [47], для Токио важно, чтобы в системе скоординированного нефтяного резерва участвовали страны с растущим потреблением энергии, в том числе Индия и Китай. Япония уже заключила соглашения по кооперации в области СРН с Новой Зеландией, Республикой Корея и др. [47].

Как известно, дискуссии вокруг возможности и необходимости создания СРН в России ведутся на экспертно-аналитическом уровне с 2000 года. Однако, в прошлом году идея формирования нефтяного резерва была озвучена на официальном уровне. Еще в декабре 2008 года российский вице-премьер И. Сечин на заседании нефтяного альянса в Алжире заявил о том, что Москва может принять решение о создании собственных нефтяных резервов. В частности, он отметил, что «напряжение с рынка» можно снять за счет резервирования либо выкупа у нефтяных компаний излишков нефти, а объем закупок может составить до 16 млн т. Сейчас такие излишки «черного золота» находятся в танкерах и на морских терминалах — достаточных резервуаров для их хранения в России нет [47].

В ответ на это заявление Правительство РФ в начале 2009 года поручило Минэнерго разработать концепцию формирования стратегических резервов нефти, окончательной целью которой станет стабилизация цен на нефть и нефтепродукты на внутреннем рынке, и укрепление, таким образом, энергетической безопасности России. Глава Росрезерва А. Григорьев неоднократно заявлял, что подконтрольное ему ведомство сможет влиять на рыночные цены при условии, что объем СРН составит не менее 5 млн т нефти [47].

В феврале 2011 года, после проведения совещания в Минэнерго РФ, посвященного подготовке предложений по формированию нефтяного госрезерва, было отмечено, что возможности для его создания в

стране существуют. Однако до сих пор не решен вопрос, каким образом можно хранить такие существенные объемы нефти: пока соответствующий резервуарный парк в стране отсутствует. К этому добавляется проблема хранения нефти в условиях сложного российского климата [47].

Специалисты также рассуждают о правовом механизме создания и функционирования СРН в России. Некоторые эксперты пессимистически смотрят на создание системы СРН в России, ссылаясь на отсутствия острой необходимости, высокие затраты на их формирование и содержание. В частности, специалисты Минэнерго полагают, что в условиях кризиса строительство нефтяных резервуаров для хранения необходимых запасов нефти может оказаться чрезмерно затратным. Поэтому они предложили резервировать не саму нефть, а создать фонд подготовленных к добыче стратегических разведанных месторождений, готовых для передачи в разработку определенным компаниям [47].

Примечательно то, что решение о включении в СРН не добытой нефти, а лишь месторождений нераспределенного фонда может говорить о том, что изначальная задача регулирования цен отошла на второй план. Подавляющая часть участков, предложенных для госрезерва, не готова к оперативной промышленной разработке, а значит, власти просто не смогут получать необходимые объемы нефтепродуктов для интервенций на рынке. Вместе с тем, вице-премьер В.Христенко считает, что России нужен не нефтяной, а топливный резерв. Выбор хранения сырой нефти или нефтепродуктов зависит от многих экономических и геополитических факторов. При этом, можно отметить, что преимущества сырой нефти как стратегического резерва заключаются в меньших расходах на хранение и большей гибкости в управлении ситуацией — с точки зрения возможности переработки в нужный продукт [47]. Таким образом, вопрос о создании СРН в России еще находится на стадии обсуждения и разработки.

Литература

1. *Rozanov A.* Who holds the wealth of nations? // Central Banking journal, 2005. — URL: <http://www.docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:8KVSdCqktbcJ:alexanderhamiltoninstitute.org>
2. Финансовый менеджмент / Под ред. Стояновой, 2002.
3. *Яшин А.* Избежать сложно, управлять можно // ЭЖ. № 4. 2004.
4. *Орлов В.П.* Об экспортной и ценовой политике России на мировом рынке нефти, // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2001. № 6. — URL: <http://www.geoinform.ru/mrrr.files/issues/articles/orl6-01.html>
5. *Стороженко С.* Нефть под знаком пессимизма // Экономика России: XXI век. № 1(6). Март 2002. — URL: http://www.rusoil.ru/reviewtext/review/id/7039_72.html
6. Правительство Российской Федерации. Основные тенденции 2001 года. — URL: http://www.pravitelstvo.gov.ru/government/zp020329_txt.html
7. Предельные суммы расходов, по которым финансирование переносится на более поздние сроки / Приложение № 1 к постановлению Правительства РФ от 28 февраля 2002 года № 137 «О мерах по реализации Федерального закона “О Федеральном бюджете на 2002 год”» // Российская газета. № 44 (2912). 13 марта, среда.
8. Приложение № 1 к постановлению Правительства Российской Федерации от 28 февраля 2002 года № 137. — URL: <http://www.budgetrf.ru/Publications/2002/Pursuance/Federal/Npd/Budgetlaws/137p28022002/137p2802200210.htm>



9. 14,5 долл./барр. = секвестр // Ведомости. 22.11.2001. — URL: http://www.inves.ru/info/online/overview/2001/E_ob_11/Ob1123.htm
10. Золотарева А., Дробышевский С., Синельников С., Кадочников П. Перспективы создания стабилизационного фонда в РФ, Институт экономики переходного периода. — URL: <http://www.iet.ru/usaid/prestab/1.htm>
11. Минфин создает стабилизационный фонд. — URL: <http://www.rambler.ru/db/news/msg.html?mid=3214444>
12. Золотовалютные резервы России вновь бьют рекорд — 168,4 млрд долларов. — URL: <http://www.news.ru>
13. АсоНефть: Пресс-релизы, 2004. — URL: <http://www.assoneft.ru/press/press.html?id=8>
14. Предельные суммы расходов, по которым финансирование переносится на более поздние сроки / Приложение № 1 к постановлению Правительства РФ от 28 февраля 2002 года № 137 г. «О мерах по реализации Федерального закона “О Федеральном бюджете на 2002 год”» // Российская газета. № 44 (2912), 13 марта среда.
15. Дума приняла бюджет-2002: теперь СНГ может нам задолжать до \$4,7 млрд // РБК. — URL: http://www.topzorg.rbc.ru/index.shtml?news/policy/2001/12/01/01104104_bod.shtml
16. Тульцева М. За бюджетом кодекс, за кодексом — бюджет // Пресс-бюллетень, «АКДИ Экономика и жизнь». — URL: <http://www.economics.ru/prb/1998/0310/ps.htm>
17. Змеющенко В. «Бабки» — внукам // Профиль. № 27, 16 июля 2001. — URL: <http://www.hse.ru/prensa/profil/20010716.htm>
18. Вершинина П., Письменная Е. Путинский резерв. Управлять стабилизационным фондом в России никто не собирается // Русский фокус. 2001. — URL: http://www.russianfocus.ru/n_21/focus/1.shtml
19. А. Шохин предлагает правительству создать стабилизационный фонд в размере 1% ВВП. — URL: http://www.finance.opes.ru/news_doc.asp?d_no=1348
20. Все лишнее — детям-2 // Власть. Иваново-пресс. № 41, 14.10.2003. — URL: <http://www.ivpress.ru/n298/politics/00000348.htm>
21. Базовый объем стабилизационного фонда должен составить 8,7% ВВП // Прайм-тайм. — URL: <http://www.2-03.olo.ru/news/economy/261.html>
22. Минфин хочет довести объем стабфонда до 5,25% ВВП. — URL: <http://www.wn.ru/finance/news/20.06.2003/2.html>
Согласно концепции Минфина РФ, базовый объем стабфонда составит 5,25% ВВП, или 688 млрд руб.. — URL: <http://www.olo.ru>, <http://6-03.olo.ru/news/economy/7100.html>
23. Правительство утвердило порядок управления средствами Стабфонда России // РБК, 4.10.2004.
24. Правительство наконец определилось с тем, куда инвестировать средства стабилизационного фонда. На это кабинету министров потребовался почти год // Время новостей. 5.10.2004. — URL: <http://www.lin.ru/db/emitent/2F64BC49D2EDEA46C3256F240033B054/doc.html>
25. Стабильность без доходности // Aton-Line. — URL: <http://www.aton-line.ru/themes/basic/materials-document-lite.asp?folder=1230&matID=87300>
26. URL: http://www.opes.ru/news_doc.asp?d_no=34966
27. Голикова Т.А. Бюджету-2004 дефолт не страшен // Российская газета. 30 декабря 2003.
28. Федеральный закон от 28 ноября 2003 г. «О Федеральном бюджете на 2004 год» // Приложение к Российской газете. № 3. 2004.
29. Федеральный закон «О внесении дополнений в Бюджетный кодекс Российской Федерации в части создания Стабилизационного фонда Российской Федерации» от 28 ноября 2003 года // Российская газета. 27 декабря 2003. Приложение к Российской газете № 4, 2004. — С. 3–5.
30. Пояснительная записка к проекту Федерального закона «О внесении дополнений в Бюджетный кодекс РФ в части создания Стабилизационного фонда РФ». — URL: http://www.government.ru/data/struct_doc.html?he_id=102&do_id=1176; <http://www.akdi.ru/GD/proekt/093184cm.shtm>
31. Дополнительные средства стабфонда пойдут на инфраструктурные проекты. — URL: <http://www.klerk.ru/bank/fin/?14648>
32. Центр развития. — URL: <http://www.dcenter.ru/1/news/1/9-p-403.shtml>
33. Стабилизационный фонд РФ на 1 марта 2005 года составил 707,5 млрд руб. — URL: <http://www.rbc.ru>; <http://www.afin.ru/news/newstext.asp?id=5793>
34. Объем стабфонда на 1 января 2006 года составил 1237 млрд руб. // «АК&М». — URL: <http://www.akm.ru>; <http://www.sme-news.ru/news.asp?SectionId=1&NewsId=20951>
35. Минфин РФ с целью управления средствами стабфонда РФ формирует инвестиционный портфель. — URL: <http://www.fund.avk.ru/>
36. Парламентские слушания по проекту закона «О секвестре расходов федерального бюджета на 1997 год» // Информационный канал Государственной Думы РФ, «АКДИ Экономика и жизнь». — URL: http://www.akdi.ru/gd/budg_kom/p20-05.htm?; Федеральное Собрание второго созыва. Формирование, процесс работы и основные результаты. — URL: <http://www.legislature.ru/books/parl2000/part3.html>
37. Бюджетный комитет Госдумы рекомендует палате отклонить внесенный Правительством законопроект о секвестре бюджета-97 на 108 трлн руб., рассмотрение которого планируется 21 мая // НСН по материалам агентства «Интерфакс» от 15.05.1997. — URL: <http://www.nns.ru/archive/banks/1997/05/16/morning/3.html>; О проекте Федерального закона «О секвестре расходов Федерального бюджета на 1997 год». — URL: <http://www.budgetrf.nsu.ru/Publications/1997/Pursuance...>
38. Данилина М.В. О формировании и управлении стабилизационным фондом федерального бюджета России // Сборник научных трудов РАН. — М.: Макс Пресс, 2004.
39. Иванова С., Проскурнина О., Николаева А. Профицит бюджета-2004 составил 4,1% ВВП // Ведомости. — URL: <http://www.gipp.ru/print.php?id=4762>

40. Потери средств Стабфонда от инфляции за 2004 год составили около 23 млрд руб. — URL: <http://www.interfintrade.ru>
41. Международные резервы РФ увеличились в феврале почти на 2% — до 493,835 млрд долларов. — URL: <http://www.m3m.ru/news/2011/3/4/63088.html>
42. Золотовалютные резервы РФ, графики с 2000 года. — URL: <http://www.all-currency.ru/zoloto-valuta.php>
43. Китай планирует увеличить стратегический запас нефти до 85 миллионов тонн к 2020 году. — URL: <http://www.russian.china.org.cn>
44. Объем коммерческих запасов сырой нефти в США на прошлой неделе снизился на 0,4 млн барр. и составил 346,4 млн барр. // МФД-ИнфоЦентр. — URL: <http://www.mfd.ru/News/View/?ID=1601289>
45. Саркози попросил распродать стратегические резервы топлива. — URL: <http://www.newskey.ru/news/35693>
46. Венгрия начала применять государственные стратегические резервы нефти. — URL: <http://www.vsesmi.ru/news/418562/958175>
47. Ходжаев А. Стратегические резервы нефти как способ укрепления энергетической безопасности в новых условиях // Центр политических исследований. — URL: <http://www.cps.uz/rus/analitics/publications>
48. Храмов Р.А., Халимов Э.М. Стратегические нефтяные запасы. — URL: http://www.geoinform.ru/?an=hramov_r_a_ru
49. США. Американцы думают распечатать стратегические запасы нефти. — URL: <http://www.kavkazcenter.com/russ/content/2011/03/07/79811.shtml>
50. Япония уповает на стратегические резервы. — URL: <http://www.neftegaz.ru/news/view/62035>
51. Бороненко В. Когда запас карман не тянет. Обзор мирового опыта создания стратегических нефтяных резервов // Нефть и Капитал. № 12. 2002. — URL: <http://www.fibo-futures.ru/pages.php?page=82>
52. Миронов Н. Учебное пособие по курсу «Международная энергетическая безопасность». — М.: Международный институт топливно-энергетического комплекса Московского государственного института международных отношений (Университет) МИД РФ. 2003. — URL: <http://www.pircenter.org/data/edu/Mironov-posobie.doc>
53. Минфин России информирует о результатах размещения средств Резервного фонда и Фонда национального благосостояния за период с 1 по 31 января 2014 года. — URL: <http://www.webground.su/topic/2013/11/06/t334>

References

1. Rozanov A. Who holds the wealth of nations? // Central Banking journal, 2005. — URL: <http://www.docs.google.com/viewer?a=v&q=cache:8KVSdCqktbcJ:alexanderhamiltoninstitute.org>
2. Financial Management / Ed. Stoyanova, 2002.
3. Yashin avoid complicated, you can control // EJ number 4, January. 2004.
4. Orlov V.P. On export and pricing Russia on the world oil market // Mineral Resources of Russia. Economics and Management. 2001. № 6. — URL: <http://www.geoinform.ru/mrr.files/issues/articles/orl6-01.html>
5. Storozenko C. Oil under the sign of pessimism // Journal «Russian Economy: XXI century. № 1 (6) in March 2002. — URL: http://www.rusoil.ru/reviewtext/review/id/7039_72.html
6. Government of the Russian Federation, Major trends in 2001. — URL: http://www.pravitelstvo.gov.ru/government/zp020329_txt.html
7. Limit the amount of expenditure for which funding was postponed to a later date / number Annex 1 to the Decree of the Government of the Russian Federation of February 28, 2002 № 137 Moscow «On Measures for the Implementation of the Federal Law “On the Federal Budget for 2002”» // Rossiyskaya Gazeta № 44 (2912) March 13, Wednesday.
8. Appendix № 1 to the Decree of the Government of the Russian Federation of February 28, 2002 № 137. — URL: <http://www.budgetrf.ru/Publications/2002/Pursuance/Federal/Npd/Budgetlaws/137p28022002/137p28022002010.htm>
9. 14.5 usd. / Bbl. = Sequester // Vedomosti, 22.11.2001. — URL: http://www.inves.ru/info/online/overview/2001/E_ob_11/Ob1123.htm
10. Zolotarev A., Drobyshevskiy S., Sinelnikov S., Kadochnikov P. Prospects for the stabilization fund in the Russian Federation, Institute for the Economy in Transition. — URL: <http://www.iet.ru/usaid/prestab/1.htm> — 21.09. 2001.
11. Minfin creates stabilization fund. — URL: <http://www.rambler.ru/db/news/msg.html?mid=3214444>
12. Russian Foreign reserves hit new record — 168.4 billion dollars. — URL: <http://www.news.ru>
13. AssoNeft: Press Releases 2004. — URL: <http://www.assoneft.ru/press/press.html?id=8>
14. Limit the amount of expenditure for which funding was postponed to a later date / number Annex 1 to the Decree of the Government of the Russian Federation of February 28, 2002 № 137 Moscow «On Measures for the Implementation of the Federal Law “On the Federal Budget for 2002”» // Rossiyskaya Gazeta № 44 (2912) March 13, Wednesday.
15. Duma adopted the 2002 budget: CIS now maybe we owe to \$4.7 billion // RBC. — URL: http://www.topzorg.rbc.ru/index.shtml?news/policy/2001/12/01/01104104_bod.shtml
16. Tultseva M. For budget code for the Code — the budget, the Press Gazette, «ACDI Economy and Life». — URL: <http://www.economics.ru/prb/1998/0310/PS.HTM>
17. Zmeyuschenko B. Grandmother — grandchildren // Profile number 27, July 16, 2001. — URL: <http://www.hse.ru/presa/profil/20010716.htm> — 16.07.2001.
18. Vershinin P., Written E. Putin reserve. Manage the stabilization fund in Russia, no one is going to // Russian focus, 2001. — URL: http://www.russianfocus.ru/n_21/focus/1.shtml
19. A.Shokhin invites the Government to create a stabilization fund in the amount of 1% of GDP. — URL: <http://www.opec.ru>; http://www.finance.opec.ru/news_doc.asp?d_no=1348
20. All excess — 2 children // Power // Ivanovo-Press, № 41 [14.10.2003]. — URL: <http://www.ivpress.ru/n298/politics/00000348.htm>



21. The basic amount of the stabilization fund should amount to 8.7% of GDP // Itar-Tass. — URL: <http://www.2-03.olo.ru/news/economy/261.html> — 19.2.2003.
22. The Finance Ministry wants to bring the volume of the Stabilization Fund to 5.25% of GDP. — URL: <http://www.wn.ru/finance/news/20.06.2003/2.html> Under the concept of the Ministry of Finance, the basic amount of the Stabilization Fund will be 5.25% of GDP, or 688 billion rubles. — URL: <http://www.olo.ru/news/economy/7100.html> — 20.6.2003
23. The Government approved the order management of the Stabilization Fund of Russia // RBC, 04.10.2004.
24. The Government finally defined with where to invest money from the stabilization fund. This cabinet almost a year // Time News, 05.10.2004. — URL: <http://www.lin.ru/db/emitent/2F64BC49D2EDEA46C3256F240033B054/doc.html>
25. Stability without yield // Aton-Line. — URL: <http://www.aton-line.ru/themes/basic/materials-document-lite.asp?folder=1230&matID=87300>
26. . — URL: http://www.opec.ru/news_doc.asp?d_no=34966
27. Golikov T.A. Budget-2004 default not afraid // Rossiyskaya Gazeta, December 30, 2003.
28. The Federal Law «On the Federal Budget for 2004» from November 28, 2003 // Annex to the Russian newspaper number 3, 2004.
29. The Federal Law «On Amendments to the Budget Code of the Russian Federation regarding the establishment of the Stabilization Fund of the Russian Federation» dated November 28, 2003 // Rossiyskaya Gazeta, December 27, 2003, Appendix to the Russian newspaper № 4, 2004. — P. 3–5.
30. The explanatory note to the draft Federal Law «On Amendments to the Budget Code of the Russian Federation regarding a Stabilization Fund of the Russian Federation». — URL: http://www.government.ru/data/struct doc.html? he_id = 102 & do_id = 1176; <http://www.akdi.ru/GD/proekt/093184cm.shtm>
31. Additional Stabilization Fund will be used for infrastructure projects. — URL: <http://www.klerk.ru/bank/fin/?14648>
32. Development Center, <http://www.dcenter.ru/1/news/1/9-p-403.shtml>
33. Stabilization Fund on 1 March 2005. Amounted to 707.5 billion rubles. — URL: <http://www.rbc.ru>; <http://www.afin.ru/news/newstext.asp?id=5793>
34. The volume of the stabilization fund on January 1, 2006 amounted to 1,237 billion rubles. // AK&M. — URL: <http://www.akm.ru>; <http://www.sme-news.ru/news.asp?SectionId=1&NewsId=20951>
35. The Finance Ministry in order to control the RF Stabilization Fund forms an investment portfolio. — URL: <http://www.fund.avk.ru/>
36. Parliamentary hearings on the draft law «On the sequestration of the federal budget for 1997» // Information channel of the State Duma, «ACDI Economy and Life». — URL: http://www.akdi.ru/gd/budg_kom/p20-05.htm? The Federal Assembly of the second convocation. Formation process of work and the main results. — URL: <http://www.legislature.ru/books/parl2000/part3.html>
37. The State Duma Budget Committee recommends to reject the House bill introduced by the Government on the budget sequestration -97 on 108 trillion. rubles, consideration of which is scheduled May 21 // NSN based on the agency «Interfax» on 15.05.97. — URL: <http://www.nns.ru/archive/banks/1997/05/16/morning/3.html> federal bill «The sequestration of the federal budget for 1997». — URL: <http://www.budgetrf.nsu.ru/Publications/1997/Pursuance...>
38. Danilina M.V. On the formation and management of the federal budget stabilization fund in Russia // Proceedings of Sciences. M.: Max-Press, 2004.
39. Ivanova S., Proskurnina O., Nikolayev A. 2004 budget surplus was 4.1% of GDP // Vedomosti. — URL: <http://www.gipp.ru/print.php?id=4762>
40. Loss Stabilization Fund of inflation for 2004 amounted to about 23 billion rubles. — URL: <http://www.interfintrade.ru>
41. Russia's international reserves increased in February by almost 2% — up to 493.835 billion dollars. March 4, 2011. — URL: <http://www.m3m.ru/news/2011/3/4/63088.html>
42. Foreign exchange reserves of the Russian Federation, graphics since 2000. — URL: <http://www.all-currency.ru/zoloto-valuta.php>
43. China plans to increase its strategic oil reserve to 85 million tons by 2020, 19-01-2011. — URL: <http://www.russian.china.org.cn>
44. The volume of commercial crude oil inventories in the U.S. last week fell by 0.4 million barrels. and amounted to 346.4 million barrels. — Moscow. MMFD-InfoCenter, March 2, 2011. — URL: <http://www.mfd.ru/News/View/?ID=1601289>
45. Sarkozy asked to sell strategic fuel reserves. — URL: <http://www.newskey.ru/news/35693>
46. Hungary has adopted state strategic oil reserves. — URL: <http://www.vsesmi.ru/news/418562/958175/>
47. Ashraf Khodzhaev, strategic oil reserves as a way of enhancing energy security in the new conditions, 05.07.2009, Center for Political Studies. — URL: <http://www.cps.uz/rus/analitics/publications>
48. Hramov R.A., Halimov E.M. strategic oil reserves, in 2005. — URL: http://www.geoinform.ru/?an=hramov_r_a_ru
49. USA. Americans think print strategic oil reserves, March 7, 2011, 11:42. — URL: <http://www.kavkazcenter.com/russ/content/2011/03/07/79811.shtml>
50. Japan relies on strategic reserves. — URL: <http://www.neftegaz.ru/news/view/62035>
51. Boronenko B. When store is no sore. Global Overview of creating strategic oil reserves // Journal «Oil and Capital». № 12/2002. — URL: <http://www.fibo-futures.ru/pages.php?page=82>
52. Mironov N. Textbook Exchange «International Energy Security». — M.: International Institute of the fuel and energy complex of the Moscow State Institute of International Relations (University) of the MFA of the Russian Federation, 2003. — URL: <http://www.pircenter.org / data / edu / Mironov-posobie. doc>
53. Russian Finance Ministry informs about the results of placement of the Reserve Fund and National Welfare Fund for the period from 1 to 31 January 2014 News from 04.02.2014. — URL: <http://www.webground.su/topic/2013/11/06/t334>

Новый сборник энергетической статистики

Компания BP выпустила 63-й выпуск сборника энергетической статистики BP Statistical Review of World Energy с данными за 2013 год. Обзор издается с 1952 года, Интернет-версия размещается в мировой сети с 1996 года

Ниже приводятся основные данные для природного газа.

По доказанным запасам природного газа Россия вновь поставлена на 2-е место (31,3 трлн м³). На 1-м месте стоит Иран (33,8 трлн м³), на 3-м — Катар (24,7 трлн м³), на 4-м — Туркменистан (17,5 трлн м³). На Ближнем Востоке сосредоточено 43,2% запасов газа, в Европе и Евразии — 30,5%, Северной Америке — 6,3%.

По добыче природного газа в 2013 году лидировали США (687,6 млрд м³) и Россия (604,8 млрд м³). На 3-м месте находится Иран (166,6 млрд м³), который обошел Канаду (156,0 млрд м³).

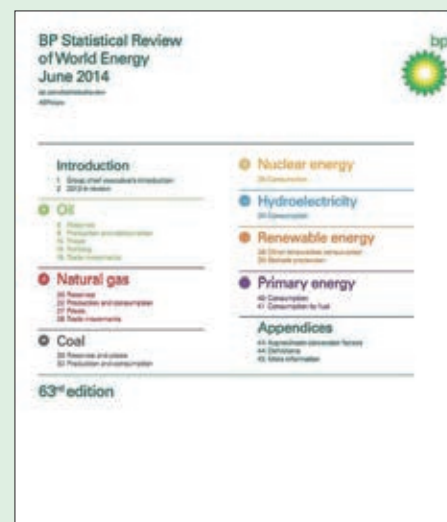
Высокие темпы прироста добычи газа показали: Боливия (14,4%), Бразилия (11,0%), Йемен (36,5%), Бах-

рейн (15,2%), Китай (9,5%). Упала добыча газа в Нигерии (-17,2%), Индии (-16,3%), Сирии (-15,2%), Дании (-15,6%).

Китай увеличил потребление газа на 10,8% (на 15,3 млрд м³); США — на 2,4% (на 14,2 млрд м³). В Европе и Евразии потребление газа сократилось на 1,4% (на 17,9 млрд м³).

Среднегодовая цена природного газа составила: СПГ (Япония) — 16,17 \$/MMBtu, NBP — 10,63; Nab Henry — 3,71, на границе Германии — 10,72).

Доля СПГ в мировой торговле природным газом в 2013 году несколько снизилась и была на уровне 31,4% (в 2012 году — 31,8%).



Потребление природного газа в Европе падает

11 лицензий Национальный энергетический совет Канады в настоящее время выдал на экспорт СПГ (2 ждут утверждения). Лицензии выданы в основном на 20–25 лет.

17 стран экспортировали СПГ в 2013 году. Ключевые экспортеры СПГ в Европу: Катар, Алжир, Нигерия, Тринидад и Тобаго.

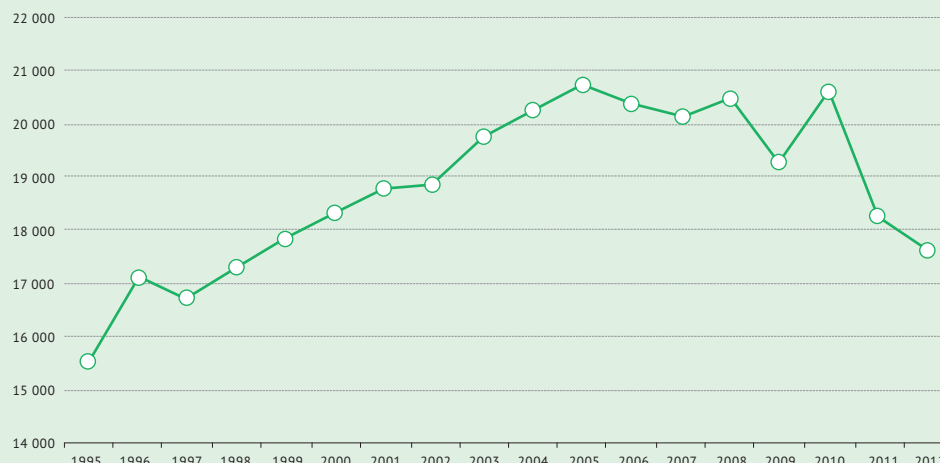
19 регазификационных терминалов общей емкостью 186 МдКМ имеется в ЕС. Их текущий уровень использования низкий — в 2013 году в среднем 26%, 49 МдКМ). В Великобритании не использовалось 44 МдКМ, в Испании — 58 МдКМ, во Франции — 15 МдКМ.

27 процентов валового внутреннего потребления электроэнергии обеспечили в Германии возобновляемые источники энергии в I квартале 2014 года (по предварительным данным Федеральной ассоциации по энергетике и водному хозяйству (BDEW)).

➤ В 2013 году компания Шелл перенесла штаб-квартиру своего газового дивизиона из Гааги в Сингапур.



Потребление природного газа в ЕС-27, тыс. ТераДж



Источник: Eurostat



Актуальные проблемы формирования Стратегии социально-экономического развития регионов в части ТЭК и ЖКХ

Т.Х. Усманова, доктор экономических наук, профессор кафедры «Общий менеджмент и управление проектами» ВПО ФГОБУ «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации»

А.И. Хайруллин, СЧ ГСУ при МВД по Республике Татарстан

Л.И. Хайруллина, ассистент аудитора ООО «АК «САНТИ»

Аннотация: В условиях формирования социально-экономического развития регионов необходимо учитывать гармоничное отраслевое развитие топливно-энергетического комплекса (ТЭК) и жилищно-коммунального хозяйства (ЖКХ).

Ключевые слова: Стратегия социально-экономического развития регионов; инновационные технологии; коммерциализация наукоемких технологий; экономический рост, топливно-энергетический комплекс, жилищно-коммунальное хозяйство.

Actual problems of formation of Strategy of social and economic development of regions regarding energy industry and housing and communal services

T. H. Usmanova, Doctor of Economics, professor of chair General management and management of projects the Finance University under the Government of the Russian Federation

A.I. Hajrullin, SCh GSU at the Ministry of Internal Affairs across the Republic of Tatarstan

L.I. Hajrullina, the assistant to the auditor of Open Company «AK «SANTI»

Abstract: In conditions formation of social and economic development of regions it is necessary to consider harmonious branch development of the fuel and energy complex (FEC) and the housing and communal services (HCS).

Key words: Strategy of social and economic development of regions; innovative technologies; commercialization of high technologies; economic growth, fuel and energy complex, housing and communal services.



В условиях переходной экономики регионы России столкнулись с проблемами решения социальных программ и формирования инфраструктурных проектов. В условиях недостаточности бюджетных средств, требуется привлечение внебюджетного финансирования

для реализации региональных программ и проектов. Актуальность формирования проектов ТЭК и ЖКХ, важность и имеющиеся способы разработки региональной стратегии социально-экономического развития в части формирования таких инфраструктурных проектов довольно редко освещаются в наших деловых изданиях, в ходе научно-практических дискуссий. В рамках формирования в России международного финансового центра появляется возможность реализовать новые механизмы финансового планирования и моделирования региональных программ. Однако любая региональная программа должна быть обоснована и включена в стратегию Долгосрочного развития региона (далее — Стратегия). Стратегия соци-



ально-экономического развития дает возможность развития проектов ТЭК и ЖКХ региона, ликвидировать конфликт интересов в стратегических планах отдельных хозяйствующих субъектов. Только в Стратегии возможно задействовать ресурсный, инфраструктурный и гео-экономический потенциал, получив таким образом синергетический эффект для развития региона. Стратегия дает немало преимуществ для формирования проектов ТЭК и ЖКХ.

Стратегической целью региональной инвестиционной политики является создание устойчивой и способной к саморегулированию системы обеспечения региональной энергетической безопасности с учетом оптимизации территориальной структуры производства и потребления топливно-энергетических ресурсов.

Стратегической целью данной составляющей государственной энергетической политики является создание устойчивой национальной инновационной системы в сфере энергетики для обеспечения российского топливно-энергетического комплекса высокоэффективными отечественными технологиями и оборудованием, научно-техническими и инновационными решениями в объемах, необходимых для поддержания энергетической безопасности страны.

Научно-техническая и инновационная политика в энергетическом секторе должна основываться на современных достижениях и прогнозе приоритетных направлений фундаментальной и прикладной отечественной и мировой науки в указанной сфере, обеспечивая создание и внедрение новых высокоэффективных технологий в энергетическом секторе российской экономики.

Модернизация экономики в условиях научных исследований, развития кибернетики и инновационных программ позволяет отследить и решить те проблемы, которые накопились в данной системе. Для этого нужен системный подход и понимание особенностей структуры формирования, налогообложения в тарифной политике в рамках формирования Стратегии социально-экономического развития регионов (ССЭРР). Для достижения данных целей и выполнения поставленных задач существует множество различных компьютерных программ, адаптированных под любые сложные экономические процессы. Поэтому любое изменение в сторону обеспечения прозрачности тарифов позволит сделать определенный шаг к развитию цивилизованного общества в целом.

Главная задача любого государства — это защита своего населения. В системе ЖКХ предусматривается введение нового ограничителя — предельного индекса роста совокупного платежа граждан за коммунальные услуги. В условиях модернизации экономики необходимо учесть, что долгосрочные тарифы должны быть более гибкими и должны учитывать потребности и платежеспособность населения, и в то же

время возможность эффективного инновационного инвестиционного планирования для организаций коммунального комплекса и топливно-энергетического комплекса.

В ближайшей перспективе стратегического планирования в России предусматривается выход на траекторию устойчивого экономического роста на уровне не менее 5%. Для достижения такого экономического роста в системе ЖКХ предполагается провести такую технологическую модернизацию и модернизацию инфраструктуры, социальных и государственных институтов, отвечающих на вызовы современного мирового развития. Для того, чтобы сформировать конкурентоспособную и эффективную экономику для достижения достойного уровня жизнеобеспечения российских граждан, соответствующего статусу России как одной из ведущих мировых держав, необходима совершенно новая ССЭРР.

Однако в настоящее время в связи с отсутствием прозрачного учетного процесса существует множество проблем, касающихся конфликта интересов ресурсоснабжающих предприятий ТЭК и ЖКХ. Из-за создавшегося положения в системе очень сложно ликвидировать дебиторскую задолженность организаций в сфере ЖКХ, а также не реально взыскать кредиторскую задолженность, которые исчисляются сотнями миллиардов. Эти нереальные к взысканию суммы возникли в связи с отсутствием четкого учетного процесса и эффективного налогового планирования, а также системного контроля в отрасли. Существенные технологические потери в системе ЖКХ дополняются огромными финансовыми потерями из-за неэффективного формирования структур контроля и аудита в отрасли. Многие управляющие компании (УК) и ТСЖ, ЖСК, ДЭЗы и другие управляющие организации зачастую не могут повлиять на ход взаиморасчетов за ресурсы и услуги, оказанные населению и юридическим лицам.

Предшествующий период характеризовался мировым финансово-экономическим кризисом и последующей деиндустриализацией экономики России. Вследствие сильной зависимости от энергосырьевого экспорта, а также высокой степени интеграции российской банковской и финансовой сфер в мировую финансовую систему, российская экономика в большей степени, чем экономики других развитых стран, оказалась подвержена воздействию кризисных факторов. Существует мнение, что, благодаря накопленным резервам, активной социальной и экономической политике, период кризиса был успешно пройден без снижения реальных доходов населения и без существенного роста числа безработных. В средствах массовой информации освещается, что в 2010–2011 годах экономический рост в России восстановился, составив более 4% увеличения валового внутреннего продукта в год. Однако в то же время кризисный и посткри-



зисный периоды не позволили решить в полном объеме ряд задач, направленных на развитие экономики и учетных процессов в системе ТЭК и ЖКХ, изменение ее структуры для обеспечения контроля и аудита эффективности.

Существуют в системе ЖКХ не только платежи населения и юридических лиц за коммунальные услуги, но и финансовая поддержка федерального уровня и регионов, муниципальных образований. Основной финансовой поддержкой субъектам Российской Федерации за последние годы являются средства «Фонда содействия реформированию жилищно-коммунального хозяйства». Например, средства Фонда формируются за счет субсидий на переселение граждан из аварийного жилищного фонда. Для получения финансирования на переселение граждан из аварийного жилищного фонда необходимо наличие утвержденного высшим органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации плана мероприятий до 31 декабря 2015 года. Однако в условиях отсутствия прозрачности тарифов, учетного процесса, аудита и контроля появляются множество проблем связанных с финансированием, целевым использованием средств Фонда, средств бюджетов субъектов Российской Федерации и (или) средств бюджетов муниципальных образований.

Важную роль в решении таких проблем должно сыграть ужесточение финансовой ответственности структуры ЖКХ, где аккумулируются финансовые потоки. В рамках муниципальных образований допускаются нарушения требований действующего законодательства по распределению и расщеплению платежей. Пока не будут законодательно приняты меры по регулированию и обеспечению прозрачности тарифов, учетного процесса и аудита, ни потребитель, ни инвестор по-настоящему не чувствуют себя защищенными. В настоящее время права и интересы граждан нередко нарушаются из-за злоупотреблений в сфере управления многоквартирными домами и структурах, где аккумулируются финансовые потоки системы. По словам Г.С. Полтавченко, «зачастую за дело берется организация, у которой нет ни материальных, ни людских ресурсов и которая существует только на бумаге. Рыночные механизмы в этой ситуации, к сожалению, не работают. Ужесточить требования к управляющим организациям, на мой взгляд, можно путем лицензирования соответствующих видов деятельности и отзыва лицензий у недобросовестных предприятий либо обязательного страхования качества услуг»¹.

Далее докладчик продолжил: «Кроме того, нужно разработать профессиональные стандарты отрасли, федеральные государственные образовательные

стандарты в сфере ЖКХ, оказать полноценную, отвечающую духу времени и потребности отрасли поддержку высшим учебным заведениям для создания необходимых образовательных программ, в том числе, как я уже говорил, и в высшей школе, и в средних учебных заведениях».

Проблема по повышению квалификации работающих в Управляющих компаниях в настоящее время может быть решена. Только в рамках Финансового университета при Правительстве РФ организованы многоуровневые обучающие курсы для специалистов системы ЖКХ начиная от бухгалтерского учета, заканчивая стратегическим планированием механизмов привлечения инвестиций, государственно-частного партнерства, концессионных соглашений и перформанс-контрактов. В рамках введения новых образовательных направлений в сфере управления и эксплуатации жилищно-коммунальных объектов и в управлении многоквартирными домами повышение квалификации работающих нужно упорядочить в обязательном порядке с выдачей специальных сертификатов. Специальные сертификаты специалистов позволят не допускать к управлению многоквартирными домами неэффективных руководителей. По экспертному мнению, объем инвестиций в жилищно-коммунальное хозяйство в 2012 году составил 291 млрд руб., тогда как потребность на восстановление инфраструктуры составляет более 9 трлн руб.

Г.С. Полтавченко считает, что без «притока частных инвестиций и повышения эффективности государственных расходов на модернизацию коммунальной инфраструктуры невозможно решить те задачи, которые ставятся. Поэтому рабочая группа в дополнение к перечисленным выше мерам предлагает также обеспечить проведение открытых конкурсов на передачу коммунальной инфраструктуры частным операторам, используя в качестве приоритетной формы отношений именно концессионные соглашения, а также рассмотреть возможность упрощения правил предоставления гарантий субъектами Российской Федерации по возврату инвестиций путем их обеспечения собственностью на объекты централизованных систем коммунальной инфраструктуры и формирования источников для их возвратов в составе тарифов на коммунальные ресурсы». Возвратность инвестиций в отрасли возможна только в том случае, если только обеспечить прозрачность тарифов и учетного процесса. Методологии и методики по их формированию мы предлагаем в различных формах в целях оздоровления ситуации в жилищно-коммунальном хозяйстве и повышения качества предоставления услуг, а также стандартов экономической устойчивости для населения.

Инновационная направленность развития топливно-энергетического комплекса также предполагает формирование условий для развития непрерывного про-

¹ Стенограмма Государственного Совета от 31 мая 2013 года под руководством Президента РФ В.В. Путина.



цесса поиска и практической реализации новых научно-технических, технологических и организационно-экономических решений в рамках общегосударственного регулирования и четкой системы взаимодействия всех участников инновационного процесса.

Стратегической целью государственной политики в этой сфере является развитие социального партнерства энергетического бизнеса и общества, а также воспроизводство человеческого капитала в энергетике.

В результате реализации мероприятий, предусмотренных настоящей Стратегией, российский энергетический сектор внесет важнейший вклад в переход к устойчивому инновационному развитию российской экономики.

Российский энергетический сектор претерпит качественные изменения и станет современным, высокотехнологичным, эффективным, устойчиво развивающимся комплексом, важнейшей составляющей которого будет не столько природно-ресурсный, сколько человеческий и инновационный потенциалы.

В целом реализация настоящей Стратегии и осуществление сформулированной в ней государственной энергетической политики позволит удовлетворить требования к энергетическому сектору, вытекающие из намеченного перехода экономики страны на инновационный путь развития, и укрепить лидирующие позиции России на мировых энергетических рынках.

Формирование Стратегии развития позволяет создать благоприятный деловой климат в регионе с точки зрения привлечения инвестиций. Известно, что конкуренция на рынке инвестиций становится более жесткой и интернациональной. В настоящее время все труднее и труднее предоставлять инвесторам убедительные бизнес-планы на длительную перспективу. Разработка и формирование механизма создания лучших условий и гарантий требует знания действующего не только российского законодательства, но и международного. Особенно эти знания актуальны для значительного числа российских регионов, не имеющих нефтегазовых месторождений, и, зачастую, не привлекающие инвесторов.

Актуальным в моделировании инвестиционных программ ТЭК и ЖКХ является формирование такой Стратегии социально-экономического развития, которая позволяет сконцентрировать инвестиционные ресурсы на приоритетных направлениях и определить «точки роста», дающие наибольший эффект. Точки роста в системе ТЭК и ЖКХ позволят создать в регионе целые кластеры — группы взаимосвязанных, территориально сконцентрированных организаций производителей, поставщиков комплектующих, услуг, научно-исследовательских учреждений и других организаций, взаимодополняющих и усиливающих конкурентные преимущества друг друга. Развитие современных механизмов финансового моделирования в ТЭК и ЖКХ позволяет стимулировать эти взаимосвя-

занные секторы экономики, эффективно концентрировать ограниченные ресурсы регионального бюджета, источники федерального центра и частных инвесторов.

Внедрение концессионных соглашений, перфоманс-контрактов и государственно-частного партнерства в системе ТЭК и ЖКХ в рамках долгосрочной стратегии является базой для обоснованной разработки рациональной схемы территориального планирования, т.е. функциональных зон, зон планируемого размещения объектов капитального строительства для общественных нужд, зон с особыми условиями использования территории и т.д. Стандарты экономической устойчивости для населения, формируемые в условиях разработки схемы территориального планирования, служат основой рационального использования территории и ее устойчивого и сбалансированного социально-экономического развития.

Немаловажное значение имеет наличие стратегии социально-экономического развития, которая помогает руководителям региона и населению в получении субсидий из самых различных источников, поскольку позволяет убедительно обосновать целевое расходование средств в системе ЖКХ. Формирование новых механизмов финансового моделирования в системе ТЭК и ЖКХ, использование региональных гарантий, создание региональных структур для обеспечения инвестиционных процессов, выпуска региональных и муниципальных ценных бумаг позволяет главе исполнительной власти продемонстрировать федеральному центру стремление использовать современные методы управления. Новые механизмы финансирования инвестиционных проектов возможны только при утверждении их в рамках долгосрочной стратегии социально-экономического развития региона.

Финансовое моделирование в использовании механизмов государственно-частного партнерства в рамках стратегии социально-экономического развития региона позволит предпринимателям лучше планировать свой бизнес, населению — прогнозировать свое будущее, а региональным властям — вести планомерную инвестиционную деятельность.

В настоящее время существуют кадровые проблемы при внедрении новых механизмов финансового моделирования руководством региона. Часто возникает несколько вопросов: как организовать механизм финансового моделирования в системе ТЭК и ЖКХ, с чего начать процесс разработки инвестиционного проекта, каким специалистам поручить эту работу в рамках региона? Необходимо изучить текущее состояние дел в регионе. Прежде всего, необходимо ответить на вопросы, которые позволят оценить текущую ситуацию:

- какие наиболее важные проблемы существуют в топливно-энергетическом комплексе региона;
- в каком состоянии находится коммунальное хозяйство: водоснабжение, водоотведение, электрические, тепловые и газовые сети и т.п.;



- насколько эффективны используемые методы воздействия руководства региона на усиление конкурентного положения местных предприятий;
- какие факторы препятствуют привлечению в регион или расширению деятельности потенциальных инвесторов; насколько эффективна работа с инвесторами;
- как развиваются схожие соседние регионы.

Следующим важным шагом является определение стратегических приоритетов развития ТЭКа и ЖКХ. Ключевыми вопросами на этом этапе являются следующие:

- определение потенциала развития ТЭК и ЖКХ, в каких проектах возможно получить максимальный экономический рост;
- определение наиболее устойчивых конкурентных проектов региона и для создания стандарта экономической устойчивости для населения;
- анализ основных сдерживающих факторов для развития проектов ТЭК и ЖКХ;
- выявление новых проектов, развитие которых необходимо стимулировать.

Выбор приоритетов в разработке механизмов финансового моделирования в системе ТЭК и ЖКХ затрагивает большое число организаций и бизнес-структур, имеющих значительное влияние на деловую и общественную жизнь региона. Поэтому выбор вариантов финансового моделирования должен проводиться с участием представителей научных и общественных кругов и привлечением региональных, отраслевых и международных экспертов, независимых консультантов, имеющих опыт разработки региональных стратегий. Сформировать стратегию финансирования проекта можно с использованием заемного и акционерного капитала, лизинга, государственного финансирования. Помимо определения объемов потребуется выбирать условия и параметры финансирования. Предусмотрено использование различных комбинаций этих способов. Потребность в капитале определяется с учетом инфляции (гиперинфляции — ежегодное повышение тарифов до 25%) и может быть своевременно откорректирована. Это позволяет избежать ошибок в планировании инвестиций, решить задачу управления свободными (аккумулярованными) денежными средствами, генерируемыми проектом. Можно смоделировать и индивидуальную схему процесса размещения аккумулярованных средств на различных условиях на депозиты или высокодоходные проекты. При подборе механизма финансирования проектов встает вопрос: удовлетворяют ли финансовые результаты участия в проекте требованиям всех заинтересованных в нем сторон (владельцев предприятия, инвесторов, кредиторов и госструктур) при условии анализа рассчитанных системой основных финансовых показателей и показателей эффективности инвестиций.

В настоящее время в системе топливно-энергетического комплекса существует множество конфликтов интересов, которые мешают инвестиционному процессу и эффективному финансовому моделированию. Условия договора оказания услуг по передаче и его исполнение сторонами негативно влияют на финансовые результаты компаний ТЭК, а также ЖКХ по следующим факторам:

- несоблюдение энерго-сетевой компанией (ЭСК) сроков оплаты;
 - разногласия в применении тарифов;
 - разногласия в порядке определения величины полезного отпуска и стоимости услуг;
 - несоблюдение режимов потребления электрической энергии потребителями ЭСК;
 - проблема бесхозных и внутримдомовых сетей.
- Взаимодействие ЭСК-Московская региональная сетевая компания (МРСК) — потребитель:
- отсутствие договорных отношений с потребителем и, как следствие, невозможность непосредственного технологического взаимодействия;
 - невозможность применения санкций к ЭСК-неплательщикам из-за риска введения ограничений в отношении добросовестных потребителей;
 - отсутствие регламента технологического взаимодействия «держателя котла»;
 - невозможность построения устойчивой схемы договорных отношений между сетевыми компаниями в рамках реализации «котловой» схемы в силу отсутствия обязанности по заключению договора на передачу между сетевыми организациями, не являющимися смежными;
 - рост числа сетевых организаций;
 - фактическая утрата контроля за количеством сетевых организаций;
 - отсутствие реальных рычагов влияния органов власти на инвестиционную политику сетевых организаций;
 - «дробление» сетевого тарифа в рамках предельного уровня тарифов на регион;
 - отсутствие единого центра ответственности за надежность и качество оказания услуг по передаче;
 - текущая система тарифного регулирования не стимулирует владельцев сетей к развитию, а внедрение методики RAB затруднено в условиях большого количества регулируемых организаций.

Подбор механизма финансирования проектов ТЭК и ЖКХ в рамках инвестиционных программ должен отвечать целям и задачам развития Стратегии развития региона. Например, в настоящее время анализ существующего состояния систем коммунальной инфраструктуры и объектов, используемых для утилизации (захоронения) твердых бытовых отходов, требует комплексного подхода. Во многих регионах отсутствуют планы технических мероприятий, направленных на возведение производственных или



имущественных элементов систем коммунальной инфраструктуры и объектов, используемых для утилизации твердых бытовых отходов мероприятий, направленных на улучшение технических и экономических характеристик систем коммунальной инфраструктуры и объектов; объем финансовых потребностей по реализации инвестиционной программы; план финансирования инвестиционной программы с указанием источников ее финансирования.

В условиях формирования индикативного управления региональной экономикой рекомендуется представлять в виде целевых индикаторов, характеризующих состояние систем коммунальной инфраструктуры и объектов, надежность (бесперебойность) снабжения потребителей товарами (услугами) организации коммунального комплекса; сбалансированность систем коммунальной инфраструктуры; доступность товаров и услуг для потребителей (в том числе обеспечение новых потребителей товарами и услугами организации коммунального комплекса); эффективность деятельности организации коммунального комплекса; обеспечение инженерно-экологических требований.

Формировать инвестиционную программу рекомендуется, учитывая совокупность разработанных мероприятий. Не рекомендуется включать в инвестиционную программу мероприятия, предусмотренные иными инвестиционными или производственными программами организаций коммунального комплекса без соответствующего внесения изменений в утвержденные программы.

Мероприятия в инвестиционной программе рекомендуется формировать таким образом, чтобы они имели адресную и временную характеристику. По каждому мероприятию рекомендуется указывать адрес объекта, на котором оно будет реализовываться, и год, в котором планируется его реализация.

В условиях гиперинфляции, которая имеется в российской экономике, при определении финансовых потребностей рекомендуется учитывать прогнозные изменения стоимости ресурсов в соответствующих периодах реализации мероприятия.

При формировании инвестиционной программы необходимо учесть: финансовые потребности на реализацию мероприятий первоначального инвестиционного проекта рекомендуется учитывать при определении надбавок к тарифам на товары и услуги организаций коммунального комплекса. А финансовые потребности на реализацию следующего этапа инвестиционного проекта рекомендуется учитывать при определении тарифов организации коммунального комплекса на подключение.

В рамках формирования региональной инвестиционной программы рекомендуется учитывать и связывать все возможные источники финансирования ее реализации. Источниками финансирования инвестиционной программы могут быть собствен-

ные средства организации коммунального комплекса, в том числе:

- а) прибыль, направляемая на инвестиции (прибыль организации коммунального комплекса, направляемая на реализацию инвестиционной программы; финансовые средства, полученные организацией от применения установленных надбавок к тарифам и тарифов на подключение и направленные на непосредственное финансирование реализации мероприятий инвестиционной программы (за исключением средств от применения надбавок и тарифов на подключение, направляемых на возврат и обслуживание привлеченных заемных средств));
- б) амортизационные отчисления; привлеченные средства; бюджетные средства; средства внебюджетных фондов; прочие источники.

Таким образом, формирование механизмов финансового моделирования инвестиционной политики системы ТЭК и ЖКХ сталкиваются множеством аспектов в условиях переходной экономики. Недостаточное государственное регулирование и отсутствие доступных возможностей для руководства региональных властей привело к ухудшению положений в данных системах, хотя в Стратегиях декларируется множество пунктов «красивого будущего».

Существующие механизмы финансового моделирования позволяют:

- содействовать в реализации инвестиционных проектов, направленных на устранение инфраструктурных ограничений экономического роста, включая развитие энергетической и транспортной инфраструктуры, инфраструктуры жилищно-коммунального хозяйства, агропромышленного комплекса и т.д.
- реализовывать инвестиционные проекты, направленные на развитие инновационной коммерциализации наукоемких технологий;
- принимать участие в реализации проектов, направленных на повышение эффективности использования природных ресурсов, охрану окружающей среды и улучшение экологической обстановки, а также проектов, направленных на повышение энергоэффективности.

Для эффективного формирования механизмов по финансовому моделированию необходима экспертиза инвестиционного проекта. Результатом экспертизы является заключение, включающее анализ качественных и количественных параметров, оценку эффективности этих проектов и их соответствия требованиям финансовых институтов.

Немаловажен фактор осуществления консалтинговой деятельности в качестве инвестиционного консультанта по реализации проектов, которые устанавливаются индивидуально для каждого проекта.

Деятельность в качестве инвестиционного консультанта по реализации инвестиционных проектов,



соответствующих основным направлениям инвестиционной деятельности финансовых институтов и отвечающих требованиям, установленным действующим законодательством, в том числе структурирование финансирования инвестиционного проекта, требует высокой квалификации специалистов. В настоящее время высокопрофессиональными специалистами разработана политика управления рисками в инве-

стиционной деятельности. Основная деятельность специалистов ориентирована на содействие повышению качества жизни граждан нашей страны, развитию социальной сферы, повышению стандарта экономической устойчивости населения и сотрудничеству в сфере экономики, объединения усилий по налаживанию системной работы для продвижения региональных проектов до их окончательной реализации.

Список литературы:

1. Конституция Российской Федерации.
2. Федеральный закон от 30 ноября 1994 года № 51-ФЗ «Гражданский кодекс Российской Федерации».
3. Федеральный закон от 31 июля 1998 года № 145-ФЗ «Бюджетный кодекс Российской Федерации».
4. Федеральный закон от 31 июля 1998 года № 145-ФЗ «Налоговый кодекс Российской Федерации».
5. Федеральный закон от 29 декабря 2004 года № 188-ФЗ «Жилищный кодекс Российской Федерации».
6. Федеральный закон ФЗ-210 от 30 декабря 2004 года «Об основах регулирования тарифов организаций коммунального комплекса».
7. Федеральный закон от 21 июля 2005 года № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях».
8. *Усманова Т.Х.* Учетно-аналитическое обеспечение реформирования ЖКХ : монография. — М.: Финансы и статистика, 2008.
9. *Усманова Т.Х.* Аудит региональных инвестиционных программ // Аудиторские ведомости. № 5. 2012. С. 8–15.
10. *Усманова Т.Х., Хайруллина Л.И.* Актуальные проблемы формирования и финансирования региональных проектов // Технология машиностроения. № 3. 2013.

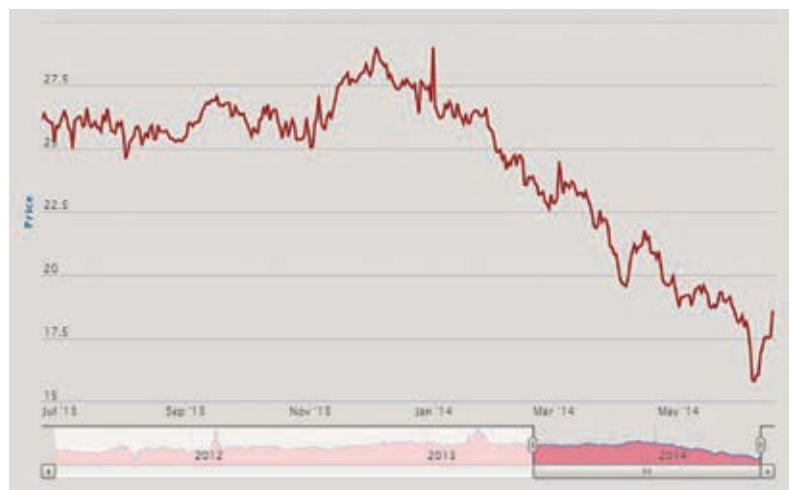
List of references:

1. Constitution of the Russian Federation.
2. The Federal law of 30.11.1994 No 51-FZ «The civil Code of the Russian Federation».
3. The Federal law of 31.07.1998 No 145-FZ «The budgetary code of the Russian Federation».
4. The Federal law of 31.07.1998 No 146-FZ «The tax code of the Russian Federation».
5. The Federal law of 29.12.2004 No 188-FZ «The housing code of the Russian Federation».
6. The Federal law of 30.12.2004 No FZ-210 «About bases of regulation of tariffs of the organizations of a municipal complex».
7. The Federal law of 21.07. 2005 № 115-FZ «About concession agreements».
8. *Usmanova T.Kh.* Registration analytical ensuring reforming of housing and communal services : monograph. — М.: Finance and statistics, 2008.
9. *Usmanova T.Kh.* Audit of regional investment programs // Auditor sheets. No 5. 2012. — P. 8–15.
10. *Usmanova T.Kh., Hayrullina L.I.* Actual problems of formation and financing of regional projects // Technology of mechanical engineering. No 3. 2013.



Спотовые цены на природный газ в Европе

С конца 2013 года на спотовых рынках Западной Европы обозначился устойчивый тренд к снижению цены природного газа. Функцию тренда модулировали подъемы цены в связи с погодными условиями и событиями вокруг поставок газа на Украину. Ведущим фактором тренда было снижение средней цены на трубопроводные поставки российского природного газа, которая коррелировала со снижением цены на нефть марки Brent. Цена американского газа на НН и СПГ для Азиатско-Тихоокеанского региона имела в этот период тенденцию к росту и коррелировала с ценой на нефть марки WTI.





Газоснабжение социально значимых категорий потребителей

Н.В. Исаков, заместитель генерального директора по работе с органами власти и регионами
ООО «Газпром межрегионгаз»



В 2013 году для нужд социально значимых категорий потребителей, в которую входят население, организации коммунального комплекса и бюджетной сферы Группой «Газпром межрегионгаз» было поставлено 77,8 млрд куб. м газа (без учета организаций частично выполняющих функции ОКК), что составляет порядка 30% от общего объема поставки региональными компаниями по реализации газа.

По состоянию на начало 2014 года просроченная задолженность всех потребителей перед Группой «Газпром межрегионгаз» превысила 115 млрд руб. При этом 75% долга приходится именно на социально значимую категорию потребителей.

Традиционно крупную задолженность перед поставщиком газа накапливают организации коммунального комплекса (ОКК). Занимая долю 12% в общем объеме поставки газа, данные организации формируют порядка четверти всего долга потребителей за газ. На начало 2014 года просроченная задолженность ОКК превысила 30 млрд руб. В региональном разрезе, основная часть задолженности ОКК приходится на Московскую область, Республику Северная Осетия — Алания, Краснодарский край, Республику Кабардино-Балкария, Тверскую область.

Обстоятельства накопления задолженности предприятиями коммунального комплекса зачастую обусловлены особенностями, относящимися к тому или иному региону. Тем не менее, существует определенный набор факторов, приводящих к росту долга перед поставщиком газа, характерный для всей страны в целом.

Одна из главных причин роста задолженности ОКК заключается в создании в цепочке расчетов за

газ посредников в виде управляющих компаний. В соответствии с Жилищным кодексом РФ, население, обслуживаемое управляющей компанией, оплачивает использование тепловой энергии. Этот платеж включает в себя расходы тепловырабатывающей компании, в том числе так называемую «газовую составляющую» — затраты на приобретение газа у поставщика. Но собирая денежные средства с населения, управляющие компании не всегда доводят их до тепло- и ресурсоснабжающих организаций.

Еще одна причина возникновения долгов — практика преднамеренного банкротства частных операторов, увеличение числа которых было обусловлено Федеральным законом от 21 июля 2007 года № 185-ФЗ. Такие операторы работают на арендованном, как правило, муниципальном имуществе и, в большинстве случаев, не располагают ни собственным имуществом, ни какими-либо ликвидными активами, актуальными для погашения накопленной задолженности. При этом ситуация с хроническими неплатежами осложняется регулярными действиями руководителей администраций муниципальных образований, которые изымают одно и то же имущество у одних ОКК, и передают его другим организациям. Благодаря этому формируется схема ухода от погашения задолженности за потребленный газ путем последовательного прекращения деятельности предприятий-должников.

Также причиной неплатежей ОКК за поставленный газ являются установление в регионах экономически необоснованных тарифов на тепловую энергию, которая не соответствует фактическим затратам и использование устаревшего тепловырабатывающего оборудования и теплосетей.

В соответствии с действующим законодательством, поставщик газа обладает двумя мерами по взысканию задолженности с предприятий-должников: в судебном порядке и за счет ограничения/прекращения поставки газа.

Взыскание задолженности в претензионно-исковом порядке является недостаточно эффективным. В связи с установленными процессуальными сроками оно имеет длительный характер (не менее полугодя), что приводит к дальнейшему наращиванию задолженности теплоснабжающими предприятиями и получению от поставщика товарного кредита без обеспечения.



В связи с этим, в крайних случаях поставщик газа вынужден прибегать к мерам по ограничению и прекращению поставок газа, которые являются наиболее действенными по отношению к должникам. В соответствии с Постановлением Правительства РФ от 5 января 1998 года № 1 «О порядке прекращения или ограничения подачи электрической и тепловой энергии и газа организациям-потребителям при неоплате поданных им (использованных ими) топливно-энергетических ресурсов» при неоплате организацией-потребителем поданных ей (использованных ею) топливно-энергетических ресурсов за один период платежа, установленный договором, энергоснабжающая или газоснабжающая организация предупреждает организацию-потребителя, что в случае неуплаты задолженности до истечения второго периода платежа может быть ограничена подача (потребление) соответствующих топливно-энергетических ресурсов. При задержке платежей сверх установленного в предупреждении срока энергоснабжающая или газоснабжающая организация вправе ввести ограничение подачи (потребления) топливно-энергетических ресурсов.

Если по истечении 5 дней со дня введения ограничения подачи топливно-энергетических ресурсов организация-потребитель не погашает задолженность, то газоснабжающая организация вправе полностью прекратить подачу топливно-энергетических ресурсов до полного погашения задолженности.

При этом теплоснабжающие организации, получившие соответствующие уведомления поставщика о введении ограничений, обязаны произвести необходимые мероприятия для обеспечения поставки коммунального ресурса своим добросовестным покупателям за счет резервных источников энергии до полного исполнения обязательств по оплате задолженности за газ.

Многочисленные долги, накопленные ОКК, вынудили Группу «Газпром межрегионгаз» запланировать по окончании отопительного сезона 2013/2014 года мероприятия по ограничению и прекращению поставок газа порядка 700 организациям коммунального комплекса, не выполнившим договорные обязательства, в 57 регионах России,

Помимо ОКК, негативная ситуация складывается также с неплатежами за поставленный газ со стороны населения. По итогам 2013 года задолженность этой категории потребителей перед Группой «Газпром межрегионгаз» превысила 52 млрд руб.

Наиболее остро проблема с неплатежами населения стоит в регионах Северо-Кавказского федерального округа, доля которого в общероссийской просроченной задолженности населения по итогам 2013 года составляет 80%.

Одна из причин неплатежей за газ населением заключается в отсутствии возможности у ряда социально незащищенных граждан оформления субсидий на

оплату коммунальных услуг. Также долги населения накапливаются и по вине вполне состоятельных граждан, не желающих платить за газ.

В отношении злостных неплательщиков, как и в случае с предприятиями коммунального комплекса, поставщик газа вправе применить меры, предусмотренные законодательством — обратиться для взыскания задолженности в судебные органы, а также произвести действия по ограничению/отключению подачи газа абоненту-должнику. Однако применение мер к должникам сопряжено с рядом проблем. В частности, деятельность судебных приставов, направленная на взыскание долга в пользу поставщика газа, остается крайне низкой и создает у должников ощущение безнаказанности.

Кроме того, в соответствии с действующим законодательством, поставщик газа не имеет права отключить домовладение от сети газоснабжения в отопительный период, если газ используется для отопления помещения. За счет этого абонент получает возможность безнаказанно потреблять ресурсы, не оплачивая их. При этом сама процедура отключения от сети газоснабжения довольно громоздка и не всегда способствует скорейшему погашению задолженности: нередко выявляются случаи самовольного подключения абонента к системе газоснабжения, которое ведет к дальнейшему потреблению газа. Штраф за самовольное подключение к сети газоснабжения настолько минимален, что абонент не обращает на него внимания, а соответствующая статья Уголовного кодекса за кражу газа на практике не работает. Тем не менее, за систематические неплатежи и накопление задолженности за газ, в 2013 году от газоснабжения было отключено 159,7 тыс. абонентов-должников (физических лиц).

Еще одной причиной роста неплатежей со стороны населения является эксплуатация абонентами устаревших приборов учета газа с высокой погрешностью и неудовлетворительное техническое состояние сетей низкого и среднего давления и сооружений на них. Кроме этого, на рост задолженности сказывается использование населением счетчиков газа зарубежного производства, не удовлетворяющих требованиям национальных стандартов большинства стран, в том числе и стран СНГ. Такие счетчики отличаются очень низкими качествами по достоверности показаний и взломостойкости.

Скорейшее решение вопросов укрепления платежной дисциплины в сфере поставок природного газа необходимо для дальнейшего стабильного развития газоснабжения в стране. Их решению было посвящено селекторное совещание у Председателя Правительства Российской Федерации Д.А. Медведева, состоявшееся в октябре 2013 года, по итогам которого был дан ряд поручений, направленных на совершенствование законодательства в области оплаты по-



ставленного газа. В частности, ОАО «Газпром» совместно с профильными министерствами и ведомствами было поручено проработать вопросы о возможности перехода на авансовую систему расчетов за коммунальные услуги, о повышении платежной дисциплины предприятий, осуществляющих снабжение тепловой энергией социальных потребителей, и о сокращении срока введения санкций по ограничению абонентов-должников.

В соответствии с Жилищным кодексом РФ, расчеты за коммунальные услуги осуществляются до 10-го числа месяца, следующего за истекшим оплачиваемым. При этом в ряде государств Восточной Европы, в том числе в Прибалтике, где произошли сходные с российскими социально-экономические трансформации, платежи за коммунальные услуги, даже при наличии приборов учета потребления ресурсов, вносятся авансом — в начале текущего месяца, с последующим ежегодным перерасчетом. Это одна из мер, благодаря которой обеспечивается высокий уровень собираемости платежей. Понимая, что введение предоплаты за жилищно-коммунальные услуги для всего населения может вызвать социальную напряженность, поставщик газа со своей стороны предлагает рассмотреть возможность предоставления права поставщикам жилищно-коммунальных услуг устанавливать авансовую систему оплаты для потребителей, накопивших задолженность по оплате жилищно-коммунальных услуг свыше шести месяцев. Соответствующие предложения были направлены в Министерство строительства и ЖКХ для дальнейшей проработки.

Необходимо отметить, что в Министерство строительства и ЖКХ и Министерство энергетики со стороны ООО «Газпром межрегионгаз» также были направлены предложения по выполнению требований Федерального закона РФ от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ, в соответствии с которым поставщик газа обязан за собственный счет оснастить газовыми счетчиками всех своих абонентов, в случае, если таковые счетчики отсутствуют. В данном законе в настоящее время не указано, какие именно счетчики можно устанавливать абонентам, и не определена их максимальная стоимость. Также в законе не предусмотрены механизм передачи счетчика абоненту в случае его отказа принимать счетчик в собственность и процедура предоставления газовикам доступа в жилое помещение для установки счетчика.

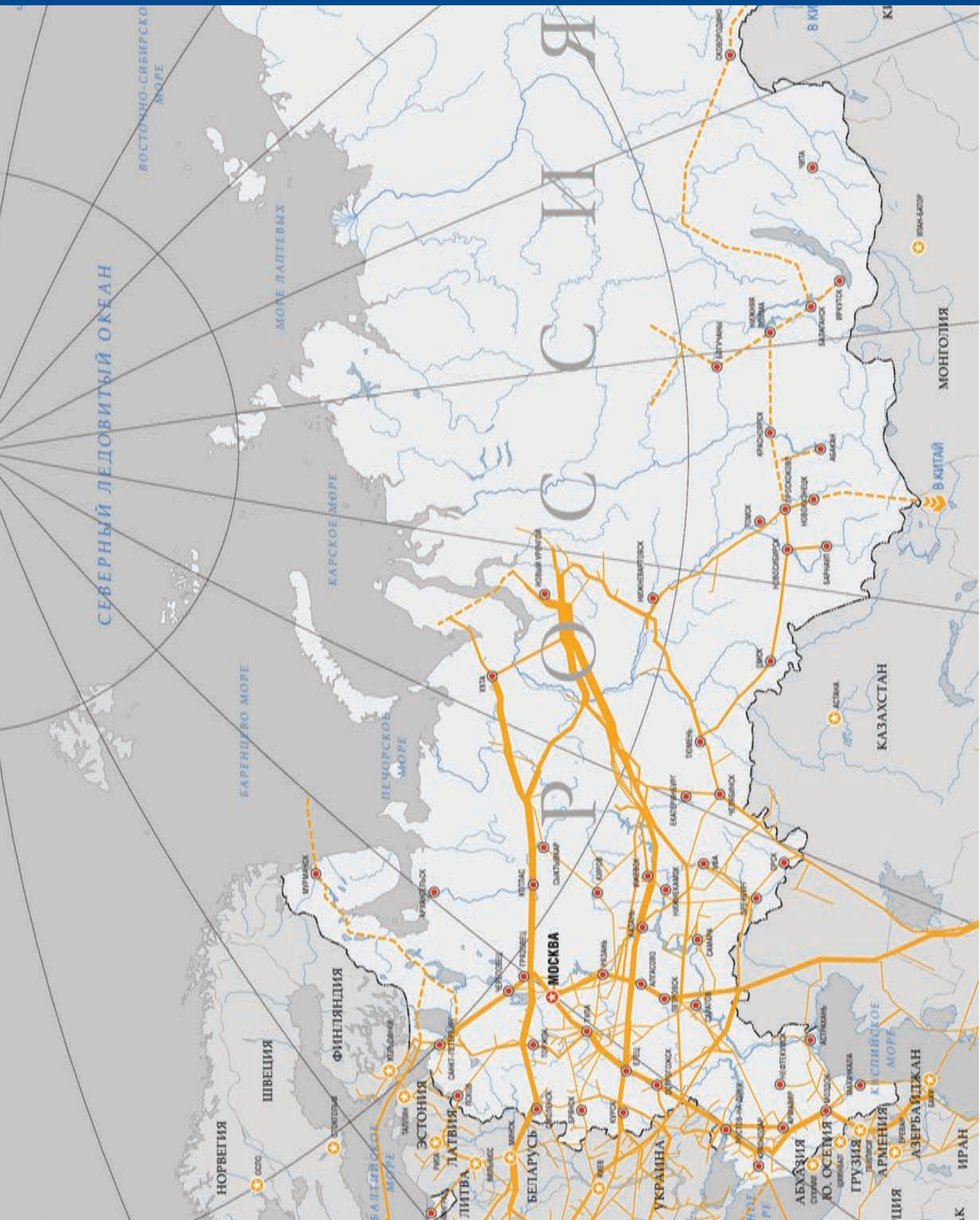
ООО «Газпром межрегионгаз» совместно с НП «Совет Рынка» принимает участие в разработке проекта федерального закона, направленного на укрепление платежной дисциплины потребителей энергоресурсов. В законе будет сделан акцент на усилении ответственности потребителей за невыполнение договорных условий по оплате поставленных энергоресурсов в сфере газо-, электро-, теплоснабжения и водо-

отведения. Закон предполагает внесение изменений в основные отраслевые законы, Кодекс об административных правонарушениях, Уголовный и Жилищный кодексы. Данный законопроект принят Государственной думой в первом чтении. Ко второму чтению подготовлены поправки к закону, предусматривающие введение субсидиарной ответственности собственника оборудования, дополнительные финансовые гарантии оплаты (банковские гарантии), а также административная и уголовная ответственность в случае их непредоставления. Кроме того, новая редакция статьи 25 в Федеральном законе «О газоснабжении в РФ» предполагает, что в случае несвоевременной или неполной оплаты за газ и услуг по его транспортировке потребитель обязан уплатить поставщику пени в размере одной стотридцатой (1/170) ставки рефинансирования ЦБ РФ, действующей на момент оплаты. Пени считаются от неуплаченной в срок суммы за каждый день просрочки. Таким образом, штраф за просроченные платежи будет увеличен в два раза.

Также Минэнерго России совместно с ООО «Газпром межрегионгаз» приняло участие в разработке Постановления Правительства РФ «О внесении изменений в отдельные акты Правительства Российской Федерации по вопросу сокращения задолженности потребителей за поставленный газ», которое было принято 17 февраля 2014 года. Данный документ предусматривает сокращение числа периодов (месяцев) неоплаты, при которых возможно применение санкций по ограничению или отключению подачи газа, с трех до двух, а также сокращение периода уведомления потребителя перед введением санкций до 20 суток. Таким образом, срок начала воздействия на недобросовестного потребителя сокращается с 130 до 80 суток.

Реализация ряда инициатив, направленных на поддержание платежной дисциплины, осуществляется при активном участии Российского газового общества. Кроме того, НП «Российское Газовое Общество» уже подготовлена одна из целевых программ с рабочим наименованием «Совершенствование нормативно-правового регулирования в области газоснабжения». Направление целевой программы — укрепление платежной дисциплины потребителей газа и совершенствование механизмов его учета. Изменения законодательства, необходимые для дальнейшего укрепления платежной дисциплины и совершенствования учета газа, будут прорабатываться в рамках целевой программы Российского газового общества.

Помимо законодательных инициатив, реализуемых ООО «Газпром межрегионгаз» совместно с профильными министерствами и ведомствами, в отношении скорейшего решения вопросов, связанных с платежной дисциплиной за газ всех категорий потребителей, должна проводиться систематическая работа со стороны администрации регионов России.





Проблемные вопросы нормативно-правового регулирования в области эксплуатации газотранспортной системы

В.М. Югай, генеральный директор ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»



Вопросы надежной, безопасной и эффективной эксплуатации объектов газотранспортной системы Общества в большой степени зависят от совершенства нормативно-правового регулирования в области эксплуатации опасных производственных объектов.

Основные имеющиеся проблемные вопросы нормативного регулирования свя-

заны с:

- постройками в охранных зонах магистральных газопроводов и с нарушением минимальных расстояний до опасных производственных объектов;
- отводом земель под объекты газотранспортной системы;
- отсутствием нормативной базы в области охраны окружающей среды по сбросу загрязняющих веществ на рельеф местности и водосборные площади;
- снижением себестоимости компримированного газа на АГНКС;
- повышением эффективности использования мощностей собственной электрогенерации.

Существенное значение имеет необходимость законодательного решения проблем, связанных с обеспечением безопасного функционирования магистральных трубопроводов в части недопущения и ликвидации нарушений охранных зон и минимальных расстояний до объектов трубопроводного транспорта.

Учитывая, что правовое регулирование установления охранных зон магистральных трубопроводов до сих пор ограничивается Правилами охраны магистральных трубопроводов, утвержденными в 1992 году (утверждены Минтопэнерго РФ 29 апреля 1992 года постановлением Госгортехнадзора РФ от 22 апреля 1992 года № 9), а «СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы» (утвержден постановлением Госстроя СССР от 30 марта 1985 года № 30) не подлежит обязательному применению в полном объеме согласно распоряжению Правительства РФ от 21 июня 2010 года № 1047-р «О перечне национальных стандартов

и сводов правил (частей таких стандартов и сводов правил), в результате применения которых на обязательной основе обеспечивается соблюдение требований Федерального закона «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений», необходимо принятие нормативных актов, четко определяющих правовой статус, размеры и порядок использования участков в охранных зонах и зонах минимальных расстояний.

В связи с большим количеством нарушений охранных зон и минимальных расстояний, связанных с отсутствием информации об этих зонах в государственном кадастре недвижимости и в информационных системах обеспечения градостроительной деятельности, вследствие отсутствия в законодательстве соответствующих требований, целесообразно принятие Правительством Российской Федерации постановления, регулирующего вопросы установления и фиксации информации об охранных зонах объектов магистральных трубопроводов.

В Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях необходимо внести соответствующие положения, согласно которым физические, юридические и должностные лица будут нести ответственность за нарушение зон минимальных расстояний и охранных зон магистральных газопроводов.

СПРАВОЧНО

ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» осуществляет свою основную деятельность по магистральной транспортировке природного газа и поставке его потребителям через распределительные сети в 15 регионах Российской Федерации. В состав Общества входят 25 филиалов, среднесписочная численность персонала 10,8 тыс. человек.

В среднем ежегодный объем поступления газа в газотранспортную систему Общества составляет более 220 млрд м³. Обществом эксплуатируется 13 542 км магистральных газопроводов и газопроводов отводов. Газораспределение потребителям осуществляется через 373 газораспределительные станции. Общество имеет 45 МВт собственных электрогенерирующих мощностей, в том числе 12 МВт генерирующих мощностей, имеющих возможность параллельной работы с региональными электрическими сетями.



При производстве строительных и ремонтных работ на объектах магистрального трубопроводного транспорта возникают проблемы по определению размера компенсации убытков сельскохозяйственным производителям из-за отсутствия единых подходов.

Требуется разработка Методических рекомендаций о порядке определения размера убытков в связи с временным занятием земельных участков для производства строительных и ремонтных работ на объектах магистрального трубопроводного транспорта. Такие Методические рекомендации предусмотрены пунктом 5 Постановления Правительства Российской Федерации от 7 мая 2003 года № 262 «Об утверждении правил возмещения собственникам земельных участков, землепользователям, землевладельцам и арендаторам земельных участков убытков, причиненных изъятием или временным занятием земельных участков, ограничением прав собственников земельных участков, землепользователей, землевладельцев и арендаторов земельных участков, либо ухудшением качества земель в результате деятельности других лиц», но до настоящего времени не разработаны. Постановлением не определен орган, ответственный за разработку Методических рекомендаций. Необходимо внести изменения в этот пункт, дополнив поручением конкретному органу разработать методические рекомендации.

Оформление земельных и лесных участков для эксплуатации объектов магистрального трубопроводного транспорта также нуждается в правовом регулировании.

Возникают проблемы при определении ставок платы за аренду земельных участков, принадлежащих частным землевладельцам. При этом арендная плата за пользование государственными и муниципальными земельными участками, на которых размещаются объекты магистрального трубопроводного транспорта, признается регулируемой, максимальный размер которой предусмотрен законодательством и не может быть изменен в целях сдерживания роста тарифов.

Необходимо законодательно установить пределы арендной платы в отношении земельных участков, находящихся в частной собственности и используемых для размещения объектов магистрального трубопроводного транспорта, в размере, равном арендной плате за земельные участки, находящиеся в публичной собственности.

Так, в 2009 году на земельном участке, принадлежащем на праве собственности гражданину П., была построена камера приема-запуска очистного устройства. Занятая площадь земельного участка — 0,649 га. Собственник земельного участка отказывается от согласования границ земельного участка, занятого объ-





ектом, требуя увеличения площади участка на площадь подъездной дороги (постоянный проезд отсутствует, проектом не предусмотрен). Кроме того, собственником запрашивается сумма арендной платы — 240 тыс. руб. в год. Судебные разбирательства ведутся уже несколько лет, до настоящего времени результата нет.

Подрядной организацией в N-ской области не выполнены работы, предусмотренные договором подряда на выполнение комплекса работ по межеванию и постановке на кадастровый учет земельных участков под объектами ОАО «Газпром», в связи с отказом собственников земельных участков от согласования границ.

Одновременно необходимо законодательно установить административную ответственность частных землевладельцев за отказ от предоставления земельных участков, либо за отказ от согласования границ формируемых земельных участков для эксплуатации наземных объектов магистрального трубопроводного транспорта.

При оформлении лесных участков для эксплуатации объектов магистрального трубопроводного транспорта предъявляются требования региональными Департаментами лесного хозяйства об оформлении лесных участков полосой, включая охранную зону, с отказом от предоставления лесных участков только под наземными объектами.

В Лесном кодексе РФ не оговорен порядок предоставления лесных участков для эксплуатации наземных объектов подземных газопроводов.

Необходимо доработать Земельный кодекс РФ и Лесной кодекс РФ в части совершенствования вопросов размещения объектов магистрального трубопроводного транспорта на земельных (лесных) участках и предоставления земельных (лесных) участков собственнику объектов для их эксплуатации.

В настоящее время складываются **высокие затраты на компримирование природного газа**, что обусловлено целым рядом проблем.

Часть автомобильных газонаполнительных компрессорных станций (далее — АГНКС) находится в городской черте. Подвод сырьевого газа к АГНКС осуществляется по газовым сетям низкого давления согласно п. 5.4. СП 36.13330.2012 «Свод правил. Магистральные трубопроводы», где записано, что не допускается прокладка магистральных трубопроводов по территориям населенных пунктов.

Необходимо изменить данный пункт с учетом разработки специальных технических условий по повышению мер безопасности при строительстве и эксплуатации магистральных трубопроводов по территориям населенных пунктов.

Верхний предел цены реализуемого компримированного природного газа с АГНКС на законодатель-

ном уровне не определен. Хотя при формировании отпускной цены на компримированный природный газ с АГНКС предприятия руководствуются Постановлением Правительства Российской Федерации от 15 января 1993 года № 31 «О неотложных мерах по расширению замещения моторных топлив природным газом», устанавливающим на период действия регулируемых цен на природный газ, поставляемый населению, предельную отпускную цену на сжатый природный газ, производимый автомобильными газонаполнительными компрессорными станциями, в размере не более 50% от цены реализуемого в данном регионе бензина А-76, включая налог на добавленную стоимость. В настоящее время в соответствии с Техническим регламентом «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», утвержденным Постановлением Правительства РФ от 27 февраля 2008 года № 118, с АЗС прекращен отпуск бензина марки А-76 и АИ-80. Таким образом, отсутствует ориентир отпускных цен.

Верхний предел цены реализуемого компримированного природного газа с АГНКС необходимо определить на законодательном уровне путем закрепления соотношения стоимости компримированного природного газа к стоимости бензина АИ-92 на уровне не более 40–45%, стоимости компримированного природного газа к стоимости сжиженных углеводородных газов на уровне не более 70% в регионе месторасположения заправочных станций.

Существуют проблемы исчисления и взимания платы за сброс загрязняющих веществ на рельеф местности и водосборные площади.

Законодательная база, регламентирующая порядок исчисления и взимания платы за сброс загрязняющих веществ на рельеф местности и водосборные площади, а также получение соответствующих разрешений, на сегодняшний день отсутствует.

При совершенствовании законодательного регулирования необходимо разработать и принять порядок выдачи разрешений на сброс загрязняющих веществ на рельеф местности и водосборные площади.

До принятия соответствующих нормативных правовых актов, а также методик расчетов, исчисление и взимание платежей за сброс загрязняющих веществ на рельеф местности не производить, так как предприятия, не имеющие возможности получения разрешений, вынуждены осуществлять плату за негативное воздействие на окружающую среду с повышенным коэффициентом.

Производители электроэнергии на региональных розничных рынках электрической энергии и мощности осуществляют генерацию мощностями, не превышающими 25 МВт.



В силу естественных причин — наличия присоединения большинства потребителей электроэнергии к сетям межрегиональных распределительных сетевых компаний (далее — МРСК) — все отношения по купле-продаже электроэнергии на региональных розничных рынках электрической энергии и мощности, в том числе с участием малых генераторов, складываются с использованием сетей МРСК.

Отношения субъектов электроэнергетики на региональных розничных рынках электрической энергии и мощности регулируются «Основными положениями функционирования розничных рынков электрической энергии», утвержденными Постановлением Правительства РФ от 4 мая 2012 года № 442.

На рентабельность продажи на региональных розничных рынках электрической энергии и мощности электроэнергии малых генераторов оказывает влияние обязательное участие в договорных отношениях гарантирующих поставщиков (пп. 62–67 Основных положений): излишек произведенной малыми генераторами электроэнергии обязательно продается гарантирующему поставщику по нерегулируемой цене оптового рынка, составляющей лишь часть стоимости, по которой эта же электроэнергия будет продана гарантирующим поставщиком его потребителям. Фактически за счет малых генераторов гарантирующие поставщики получают часть стоимости произведенной электроэнергии, что снижает рентабельность малых генераторов.

Существенное влияние на стоимость электроэнергии для потребителя на региональных розничных рынках электрической энергии и мощности, покупающего электроэнергию производимую малыми генераторами, оказывает ее передача по сетям сетевых компаний, определяющих стоимость услуг по передаче электроэнергии малыми генераторами по тем же тарифам, что применяются к передаче электроэнергии, приобретенной на оптовом рынке электроэнергии и мощности, при очевидных различиях в количестве уровней преобразования электроэнергии и объеме использования сетей. Цена электроэнергии малых генераторов за счет тарифов на ее передачу практически удваивается, что снижает конкурентоспособность.

В настоящее время продажа электроэнергии на региональных розничных рынках генерирующими субъектами законодательством не запрещена, однако экономические условия делают ее невыгодной.

Необходимо ввести на розничном рынке электрической энергии и мощности:

- либо механизм непосредственных договорных отношений между владельцами малых генераторов и потребителем без обязательного участия гарантирующего поставщика, но с возможностью одновременного заключения потребителем договоров как с владельцами малых генераторов, так и с гарантирующим поставщиком для бесперебойного энергоснабжения;
- либо расчеты между гарантирующим поставщиком и владельцами генераторов на региональных розничных рынках электрической энергии и мощности за избыток электроэнергии малых генераторов по цене не ниже цены гарантирующего поставщика в расчетном периоде, с урегулированием гарантирующим поставщиком всех отношений по передаче электроэнергии потребителю в пределах бытовой надбавки гарантирующего поставщика.

При производстве и передаче электроэнергии малых генераторов на региональных розничных рынках электрической энергии и мощности, для оплаты ее передачи МРСК должны быть установлены специальные тарифы, учитывающие фактическое количество уровней преобразования напряжения и объем использования сетей, а также то обстоятельство, что сетевой организации не требуется приобретать электроэнергию на компенсацию возникающих при такой передаче технологических потерь электроэнергии (энергия, возникшая и потребленная в пределах региональных розничных рынках электрической энергии и мощности, не учитывается группами точек поставки с оптового рынка).

Неурегулированные вопросы в действующем законодательстве порождают определенные риски при эксплуатации объектов газотранспортной системы. Несмотря на проблемные вопросы, наше Общество гарантированно обеспечит надежную и безопасную эксплуатацию объектов в установленных границах деятельности. Общее взаимодействие в принятии новых и внесении изменений в существующие законодательные акты безусловно позволит повысить эффективность нашей работы.

Одним из значимых и существенных шагов в этом направлении могло бы быть принятие Федерального закона о магистральном трубопроводном транспорте.



Развитие газификации регионов России. Ликвидация бесхозных газопроводов: законодательная инициатива федерального значения

Д.С. Саврухин, заместитель начальника Управления газификации — начальник отдела развития и эксплуатации систем газоснабжения и газораспределения ООО «Газпром межрегионгаз»

А.Н. Шевченко, заместитель главного инженера — начальник Управления по эксплуатации газораспределительных систем ОАО «Газпром газораспределение»



Наша страна является мировым газовым лидером: имеет самую протяженную и мощную систему магистральных газопроводов (ЕСГ «Газпром» — почти 169 тыс. км магистральных газопроводов и отводов) и обладает значительной долей (порядка 23%) мировых запасов природного газа.

С 2001 года ОАО «Газпром», на основе системного подхода к выбору объектов строительства, ведет работу по реализации программ газификации регионов Российской Федерации.

В 2005 году руководство ОАО «Газпром» приняло решение о значительном увеличении объемов инвестиций и возложении функций инвестора, координатора и организатора деятельности по программам газификации на ООО «Газпром межрегионгаз».

Основной целью реализации программ газификации является доведение газа до конечного потребителя. Для ее достижения с администрациями регионов ежегодно подписываются планы-графики синхронизации выполнения программ газификации, где по каждому населенному пункту, к которому подводится межпоселковый трубопровод, указывается количество потребителей, в том числе домовладений и котельных, которые подлежат газификации, с четкими сроками завершения работ.

ООО «Газпром межрегионгаз» отвечает за строительство межпоселковых газопроводов, строительство уличных (внутрипоселковых) распределительных

сетей и подготовка потребителей к приему газа обеспечиваются администрациями субъектов Российской Федерации за счет привлечения средств бюджетов всех уровней и других источников финансирования.

При формировании ОАО «Газпром» ежегодных программ газификации учитывается:

- уровень оплаты текущих поставок газа потребителями в регионе и погашение задолженности за ранее поставленный газ;
- социальная значимость и экономическая эффективность предлагаемых к строительству объектов газификации;
- обеспечение готовности потребителей к приему газа;
- загрузка существующих газопроводов-отводов и газораспределительных станций.

Так, за 13 лет было выделено порядка 225 млрд руб., из которых с 2005 по 2013 год — около 215 млрд руб. (не считая средств, направленных на строительство объектов газоснабжения — газопроводов-отводов и ГРС, являющихся неотъемлемой частью газификации регионов).

Взятые на себя обязательства ОАО «Газпром» выполняет. За последние 9 лет построено порядка 1,7 тыс. межпоселковых газопроводов протяженностью более 24 тыс. км. Обеспечена газификация более 3,2 тыс. населенных пунктов, более 4 тыс. котельных, более 670 тыс. домовладений и квартир.

При этом одной из основных проблем реализации Программ газификации регионов РФ, наряду с низкой платежной дисциплиной за поставленный газ,

Газификация территорий является мощнейшим стимулом для роста производства в российских регионах. Она дает импульс развитию химической и перерабатывающей промышленности, коммунально-бытовых услуг, сельского хозяйства, способствует становлению малого и среднего бизнеса. Создаются новые рабочие места. Но главное — «голубое топливо» делает жизнь людей намного комфортней и цивилизованней.

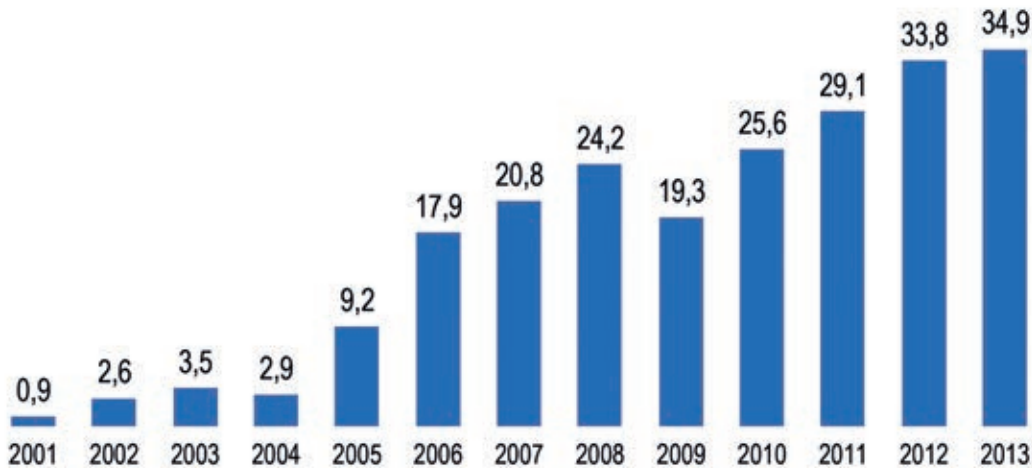


Рис. 1. Объемы инвестиций по программам газификации регионов РФ ОАО «Газпром»

остается неисполнение администрациями субъектов своих обязательств по подготовке потребителей к приему газа.

При определении объема инвестиций ОАО «Газпром» на 2014 год для каждого региона-участника Программы учитывалось то, как администрации регионов выполняют свои обязательства по подготовке потребителей к приему газа, и состояние платежной дисциплины потребителей за поставленный газ.

Программой газификации регионов Российской Федерации на 2014 год выделены инвестиции в объеме 27,6 млрд руб. для строительства газораспределительных сетей, газопроводов-отводов и ГРС, на проектно-изыскательской работы и для актуализации генеральных схем по 10 регионам страны.

В Программе газификации 2014 года участвуют 67 регионов Российской Федерации. В 37 регионах планируется завершение строительства 143 объектов газификации протяженностью порядка 2,2 тыс. км.

При этом, с учетом масштабной работы Газпрома, как ни парадоксально, на уровне газораспределения внутри субъектов РФ реалии зачастую таковы, что часть газопроводов не только лишена централизованного управления, но и не поддерживается в надлежащем состоянии. Эта проблема бесхозяйных газопроводов распространена преимущественно в региональных системах газоснабжения и требует скорейшего разрешения, поскольку влечет существенные риски негативных последствий.

Группа «Газпром» давно и успешно занимается решением этой проблемы. Наибольший прогресс в сокращении «бесхозяйности» достигнут в зоне эксплуатационной ответственности дочернего общества ООО «Газпром межрегионгаз» — ОАО «Газпром газораспределение». Так, за 2013 год протяженность таких газопроводов уменьшилась на 1047 км.

Подконтрольные ОАО «Газпром газораспределение» газораспределительные организации в рамках корпоративной отчетности регулярно предоставляют

данные об авариях и инцидентах, происходящих на эксплуатируемых данными организациями сетях. Полученная информация обобщается и подвергается подробному анализу в целях информационного обеспечения деятельности ОАО «Газпром газораспределение», повышения обоснованности принимаемых управленческих решений и осуществления единой стратегической политики. Недостаток данных по бесхозяйным газопроводам

создает дополнительные сложности для выработки оптимальных решений по снижению аварийности до необходимого уровня.

Основные принципы государственной политики в области газоснабжения в Российской Федерации закреплены положениями Федерального закона «О газоснабжении в Российской Федерации» [1]. В статье 2 законодателем сформулировано определение понятия «газораспределительная система», в состав которого входят газопроводы сети газораспределения, как имущественного производственного комплекса, состоящего из организационно и экономически взаимосвязанных объектов, предназначенных для транспортировки и подачи газа непосредственно его потребителям. При этом той же статьей предусмотрено условие централизованного управления производственными и иными объектами, предназначенными, в том числе для транспортировки, хранения, поставок газа.

Для определения понятия «бесхозяйная вещь» обратимся к статье 225 «Гражданского кодекса Российской Федерации» [2], согласно которой таковой яв-

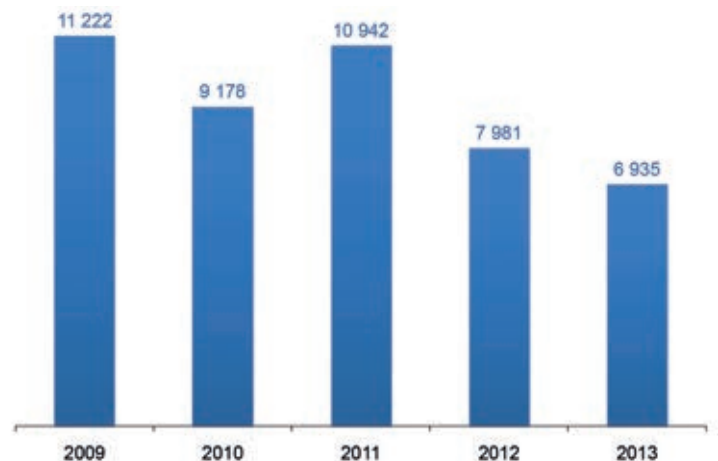


Рис. 2. Протяженности бесхозяйных газопроводов, находящихся в зоне ответственности организаций, входящих в Группу «Газпром»



ляется вещь, которая не имеет собственника или собственник которой не известен, либо такая, от права собственности на которую собственник отказался.

Ряд нормативных правовых актов Российской Федерации априори устанавливает опасность сетей газораспределения ввиду транспортирования по ним газа, характеризующегося взрыво- и пожароопасными свойствами. В то же время действующим законодательством, несмотря на общую концепцию органов власти, ориентированную на решение задачи обеспечения в России безопасности личности, общества и государства во всех сферах жизнедеятельности, не уделено должного внимания проблеме нормативно-правового регулирования деятельности, связанной с эксплуатацией бесхозяйных газопроводов

Как следует из приведенного определения, какие-либо права на данный объект у любой организации отсутствуют. Это приводит к тому, что расходы на его содержание, включая техническое обслуживание, ремонт и др., не могут быть компенсированы за счет средств местного бюджета муниципального образования, равно как не могут быть включены газораспределительной организацией, осуществляющей эксплуатацию данного бесхозяйного участка распределительного газопровода, в состав тарифа на услуги по транспортировке газа.

При этом газораспределительные организации становятся заложниками сложившихся обстоятельств: учитывая, что бесхозяйные газопроводы технологически присоединены к действующим и являются неотъемлемой частью сети газоснабжения, относящейся к системам жизнеобеспечения населенных пунктов, ограничение транспортировки газа по ним недопустимо. В связи с этим их эксплуатация фактически осуществляется с нарушением требований промышленной безопасности.

Таким образом, ставится под угрозу невыполнения одно из ключевых государственных требований по обеспечению безопасности жизнедеятельности населения, предотвращению и смягчению последствий промышленных катастроф, предупреждению возникновения чрезвычайных ситуаций.

Естественно, такое положение дел не возникло в одночасье, а стало результатом продолжительного негативного влияния ряда взаимосвязанных факторов, вызванных проводившейся в 90-х годах про-

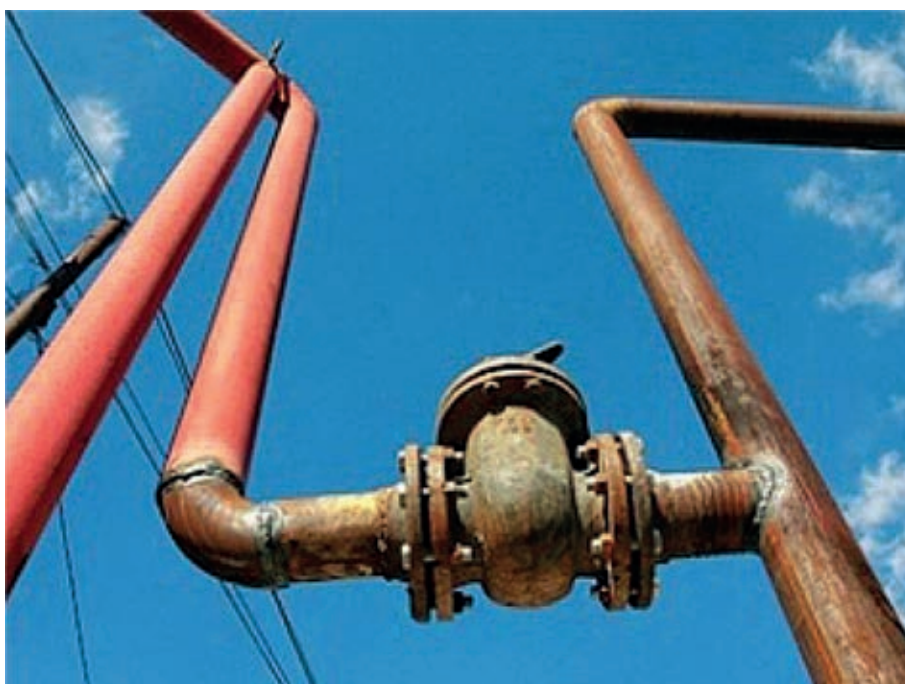
шлого столетия приватизацией государственного имущества.

Во-первых, происходило разграничение собственности, создание новых объектов, передача, приобретение на основании договоров купли-продажи и др. Несогласованность действий органов власти и собственников систем газоснабжения привела в конечном итоге к тому, что пострадал потребитель.

Во-вторых, отсутствие четкого централизованного регулирования и должного контроля происходящих в стране процессов не могло не сказаться неблагоприятным образом на их исходе.

В-третьих, во время существования СССР застройка зачастую велась вокруг крупных градообразующих предприятий, и строительством и эксплуатацией газовых коммуникаций занимались также данные предприятия. Переход же организаций к новым собственникам сопровождался отказом последних от обременения предприятий прежними затратами, обусловленными содержанием объектов газораспределительных систем.

Нередко сразу после окончания работ по технологическому присоединению к газораспределительной сети Группы «Газпром», объекты газификации, построенные за счет инвестиций, привлеченных в рамках обязательств субъектов РФ, не поддерживаются в надлежащем состоянии, а иногда даже не регистрируются права собственности на них. Несмотря на то, что незарегистрированное право собственности не свидетельствует о бесхозяйности вещи, так как заказчик, вложив денежные средства в строительство газопроводов, является их собственником, значительные риски возникновения аварии аналогичны рискам на бесхозяйном объекте.





вещи на учет у органа, уполномоченного управлять муниципальным имуществом, появляется возможность обратиться в суд с требованием о признании права муниципальной собственности на данный газопровод. При этом данный порядок допустим только при условии отсутствия правопритязания на газопровод или его нахождения в фактическом владении.

Как уже было отмечено ранее, существующий порядок передачи бесхозяйного недвижимого имущества в муниципальную собственность нередко не находит должного применения на практике, в том числе по причине отсутствия свободных финансовых средств в местных бюджетах на эти мероприятия.

Приведенные выше доводы свидетельствуют о необходимости скорейшего проведения мероприятий по устранению выявленных недостатков в законодательстве Российской Федерации.

За редким исключением муниципальные власти и прочие собственники газопроводов не имеют возможность и желание вкладывать средства в их обслуживание, а также передавать данные объекты на баланс газораспределительных организаций. По предварительным оценкам, затраты на документационное обеспечение постановки объектов на учет как бесхозяйного имущества в масштабах Российской Федерации составляют значительную величину и могут превысить 2,5 млрд руб. Также с указанными процедурами связаны существенные временные затраты: оформление бесхозяйных объектов в муниципальную собственность может занять более 2 лет.

Как следствие, данные обстоятельства становятся системным препятствием для модернизации сети в целом, что неизбежно влечет за собой увеличение риска возникновения новых аварий.

Проведенный анализ действующих законодательных и иных нормативных правовых актов Российской Федерации, регламентирующих действия по признанию прав собственности на бесхозяйные объекты, а также правоприменительной практики позволил установить актуальный в настоящее время порядок прохождения данной процедуры.

Действующим законодательством допускается единственно возможный способ приобретения права собственности на бесхозяйный объект — признание права муниципальной собственности на указанное имущество. Орган, осуществляющий государственную регистрацию права на недвижимое имущество, принимает бесхозяйные газопроводы на основании заявления органа местного самоуправления, на территории которого они находятся. При условии истечения одного года со дня постановки бесхозяйной

рейшего проведения мероприятий по устранению выявленных недостатков в законодательстве Российской Федерации. Понимая всю сложность создавшейся ситуации, руководство страны заняло принципиальную позицию по ее оперативному разрешению, что нашло отражение в поручении Правительства Российской Федерации от 13.03.2012 № ВЗ-П9-21пр. В целях комплексного решения проблем бесхозяйных газораспределительных сетей к работе приступили Минэнерго России, Минэкономразвития России, Минрегион России, ФАС России, ФСТ России, Росреестр, Ростехнадзор, ООО «Газпром межрегионгаз» и ОАО «Газпром газораспределение». Слаженная деятельность указанных органов власти и заинтересованных организаций обеспечила выработку предложений и подготовку проекта плана действий по решению проблем бесхозяйных газораспределительных сетей. Для обсуждения подготовленных материалов был организован и проведен ряд совещаний, в том числе на уровне Первого заместителя Председателя Правительства Российской Федерации. На основании их результатов и в соответствии с поручением Правительства Российской Федерации от 3 августа 2013 года № АД-П9-5647 Минэнерго России совместно с Минэкономразвития России, Минрегионом России и Ростехнадзором была разработана первая редакция законопроекта, направленного на устранение ряда проблем, возникающих при оформлении в собственность бесхозяйных недвижимых объектов газораспределительной системы и электросетевого хозяйства.

В целях выработки рациональных решений по всем рассматриваемым в разработанном проекте вопросам он был вынесен на общественное обсуждение. Немалую роль в корректировке проекта сыграли



мнения экспертов Российского газового общества, оперативно откликнувшихся на проявленную органами власти инициативу. Безусловно, богатый профессиональный опыт и высокий уровень компетентности специализированных организаций, входящих в состав общества, сыграл одну из ключевых ролей по существенной доработке проекта. Так, следует отметить, что в результате обсуждения первой редакции законопроекта, была значительно расширена сфера действия: предварительно ограничиваясь исключительно объектами газораспределительных систем, доработанный проект уже распространялся, в том числе и на объекты электросетевого хозяйства.

Серьезность и основательность проделанной работы можно увидеть, если обратиться к перечню документов, в которые законопроектом планируется внесение изменений:

- «Гражданский кодекс Российской Федерации» [2];
- «Гражданский процессуальный кодекс Российской Федерации» [3];
- Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации» [1];
- Федеральный закон «Об электроэнергетике» [4];
- Федеральный закон «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации» [5].

Масштабность и основательность подхода при построении законодательного материала свидетельствует об ответственности органов власти, с которой они подошли к разработке проекта. А слаженная работа команды разработчиков и экспертов Российского газового общества обеспечили детальную проработку каждого положения.

В числе основных нововведений, предлагающихся к утверждению, необходимо выделить следующие:

1. Предлагается в два раза (до полугода) сократить срок, истекающий со дня постановки лицом бесхозяйного объекта газораспределения на учет регистрирующим органом до возникновения у такого лица права обратиться в суд с требованием о признании права собственности на данный объект.
2. В случае выявления бесхозяйных газопроводов у газораспределительной организации появляется возможность начать процедуру признания права собственности на такие объекты. При этом у муниципальных органов сохраняется приоритет на оформление бесхозяйного иму-

щества в муниципальную собственность. Газораспределительная организация приобретает указанную возможность только после отказа либо игнорирования предложения местными органами власти.

3. На практике газораспределительные организации часто сталкиваются с отсутствием заинтересованности собственника газопровода в несении расходов на его содержание ввиду того, что они не приносят дохода. Несмотря на данные обстоятельства, действующий собственник не видит причин ни расставаться со своей собственностью, ни заключать договор на передачу прав пользования ею, а зачастую даже препятствует всеми способами наступлению данных событий. Для исключения таких ситуаций сформулированы поправки в «Гражданский кодекс Российской Федерации» [2], предусматривающие принудительный выкуп указанных объектов на основании решения суда.
 4. На снижение числа газопроводов, не имеющих собственника, также направлены предложения по сокращению срока приобретательной давности в отношении объектов газораспределения до пяти лет. При этом должен быть установлен факт добросовестного, открытого и непрерывного владения данными объектами как своими собственными в течение срока приобретательной давности. В настоящее время данный срок составляет 15 лет.
- На сегодняшний день все замечания и предложения, сформулированные представителями отраслей топливно-энергетического комплекса, учтены, работа над совершенствованием законопроекта и его обще-





ственное обсуждение успешно завершены. Доработанный текст проекта с необходимыми документами направлены в Департамент оценки регулирующего воздействия Минэкономразвития России, после которой он до внесения в Правительство должен пройти необходимые согласительные процедуры антикоррупционной экспертизы, проводимой Минюстом России в целях выявления положений, способствующих созданию условий для проявления коррупции.

Конструктивная и активная позиции, занятые ор-

ганами власти и специалистами отрасли, обеспечили возможность создания единого инструмента решения сложившейся проблемы с бесхозными газопроводами. Образовавшаяся дискуссионная площадка по выработке максимально взвешенной позиции позволила найти рациональный и объективный подход к формулированию таких решений. А результаты, достигнутые в настоящее время, заставляют оптимистично смотреть на перспективы, ведь реализация любой задачи слаженной командой — дело времени.

Библиографический список:

1. Федеральный закон РФ от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации».
2. Федеральный закон РФ от 30 ноября 1994 года № 51-ФЗ «Гражданский кодекс Российской Федерации», часть 1.
3. Федеральный закон РФ от 14 ноября 2002 года № 138-ФЗ «Гражданский процессуальный кодекс Российской Федерации».
4. Федеральный закон РФ от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»
5. Федеральный закон от 6 октября 2003 года № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации».



К вопросу об изменении климата

А.С. Карташов, Департамент Росгидромета по Северо-Западному федеральному округу

Аннотация: Данные реконструкции климата в Западной Сибири показывают, что современные климатические характеристики никаких признаков потепления в долгосрочной перспективе не обнаруживают. Пик теплого, влажного и относительно спокойного климата, обусловленный астрономическими факторами, миновал в начале нашей эры, поэтому в ближайшие 20 000 лет температурный фон может только понижаться, при этом колебания климата будут вначале возрастать, а затем успокаиваться на фоне очень холодного и очень сухого климата.

Ключевые слова: климат, палеоклимат, энтропия, температура, осадки.

To the question on climate change

A.S. Kartashov, Department Roshydromet Northwestern Federal District

Abstract: Data reconstruction climate in Western Siberia show that signs of warming are not detected in modern climatic characteristics. Peak of warm, wet and relatively calm climate, due to astronomical factors, passed in the beginning of our era, therefore in the next 20 000 years the temperature background can only be lowered, while variability of climate should increase as the temperature drops and then decrease against the background of very cold and very dry climate.

Keywords: climate, paleoclimate, entropy, temperature, precipitation.

УДК 551.583.7



В климатологические исследования сегодня активно вмешиваются политика и бизнес, благодаря чему фундаментальная проблема климата приобрела сугубо утилитарный характер. После того, как в Киото умудрились из климата сделать товар, многие современные работы в этой области стали похожими на рекламные акции, способствующие не

столько разрешению проблемы, сколько активизации торговли квотами на промышленные выбросы в атмосферу, а также пропаганде необходимости экстренного бюджетного финансирования мероприятий по спасению климата. Интересы этого специфического бизнеса настоятельно требуют катастрофического потепления климата за счет антропогенного воздействия, способного якобы радикально изменить естественное равновесие, которое существует уже многие и многие миллионы лет. Тревожные признаки глобального антропогенного потепления не замедлили появиться в многочисленных научных статьях и в отчетах всевозможных международных комиссий, нарастая, как снежный ком, и последовательно создавая определенное (т.е. заданное) дискурсивное представление, которое, в отсутствие интуитивных представлений в этой неочевидной области знаний, все более приобретает статус реальности.

Составить непредвзятое представление о реальном изменении климата в такой ситуации можно лишь максимально отстранившись от этого «снежного кома» и обратив внимание на независимые прикладные исследования, не связанные с климатическим рынком.

Такие исследования проводятся, например, в Сибири в связи с изучением влияния палеоклимата на газоносность и нефтеносность структур земной коры. За последние 20 лет накоплен значительный исследовательский материал о палеоклимате этой территории — идеальной ввиду минимальности местного антропогенного влияния. В частности, в одной из работ Томского политехнического института [1] вековой ход температуры земной поверхности юго-восточной части Западной Сибири (южная климатическая зона) в мезозое и кайнозое построен на основе обобщения (сводки) ряда научных исследований: позднечетвертичных палеоклиматических реконструкций для Западно-Сибирской низменности А.А. Шарботяна [2], результатов реконструкции климатических условий мезозоя юга Западной Сибири Н.А. Ясманова [3], результатов реконструкции палеоклиматов Сибири в меловом и палеогеновом периодах А.В. Гольберта с соавторами [4], истории климата Западной Сибири, начиная с позднего миоцена, В.А. Зубакова [5], трендов среднегодовых температур в палеогене и неогене Западной Сибири, установленных В.С. Волковой [6]. График векового хода температуры приведен на *рис. 1*.

За период времени в 150 млн лет на графике наблюдаются 5 основных циклов с размахом порядка 10°.

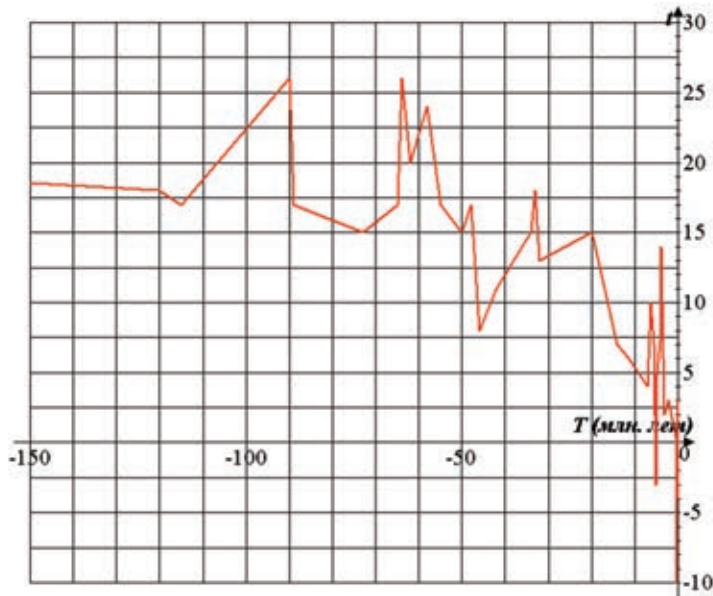


Рис. 1. Сводные данные о среднегодовой температуре в мезозое и кайнозое южной климатической зоны Западной Сибири

Такие колебания, со средним периодом около 30 млн лет, представляют собой явление галактического масштаба. Как известно, при орбитальном движении вокруг центра Млечного Пути, длящегося 200 млн лет, Солнце проходит через галактическую плоскость один раз в 29–34 млн лет, попадая в область высоких концентраций галактической пыли, и последние 3 млн лет, т. е. весь современный ледниковый период находится именно в таком положении. При этом обращает на себя внимание, что частота колебаний температуры растет в геометрической прогрессии с приближением к настоящему времени наряду с крутизной температурного тренда. Такую синхронность изменений температурного фона и частоты колеба-

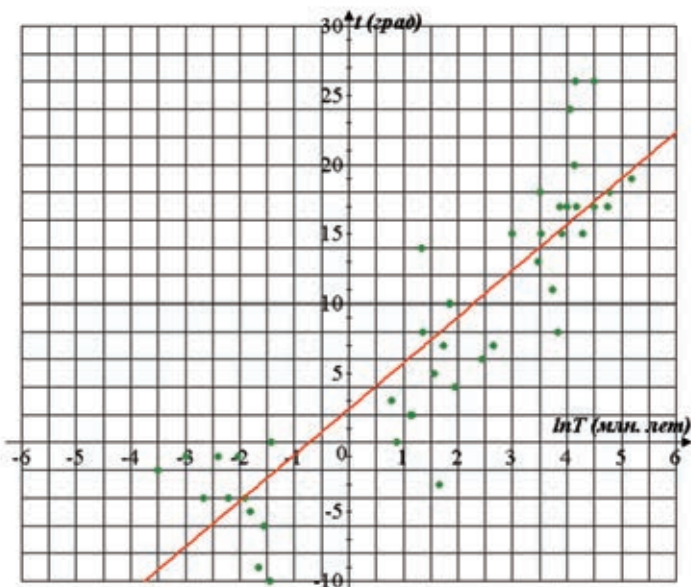


Рис. 2. Регрессия температуры

ний можно объяснить только общей деформацией, связанной с неравномерностью времени с точки зрения современного наблюдателя. Действительно, если представить данные реконструкции в логарифмическом времени, то неравномерность температурного тренда исчезает, и он становится линейным (рис. 2). Регрессионный анализ данных дает функцию вида

$$t = 3,317 \ln T + 2,42$$

со стандартным отклонением $4,6^\circ$ соответствующим средней амплитуде колебаний.

При равномерном времени скорость изменения температурного фона представляет собой гиперболическую функцию. Примерно таким же темпом увеличивается в ретроспективе и частота колебаний, что демонстрирует вековой ход температуры (рис. 1). Эта синхронность не может быть простым совпадением, а должна обуславливаться действием некоего всеобщего закона деформирующего само историческое время. Только в этом случае любая физическая величина в поле зрения наблюдателя будет находиться в логарифмической зависимости от времени при использовании равномерной временной шкалы. Попробуем выяснить, что это за закон?

Логарифмическую зависимость в обобщенном виде можно выразить линейным дифференциальным уравнением

$$\frac{dT}{dx} = \frac{q}{\Delta x} T,$$

где x — та или иная физическая переменная (например, температура), Δx — дискретность переменной, определяемая ее изменением с течением времени, q — числовой коэффициент. В такой форме параметром состояния физической системы становится время T , а x — независимая переменная. Если наблюдатель использует для независимой переменной равномерную шкалу $\Delta x = \text{const}$, тогда в ретроспективе $x = -n\Delta x$ он будет иметь дело с логарифмической шкалой времени

$$\ln \frac{T_0 + \tau}{T_n + \tau} qn,$$

где τ — временная константа.

Данная шкала подобна «Шкале степеней теплоты и холода», открытой еще Исааком Ньютоном при экспериментальном исследовании охлаждения металлов [7], и этой аналогией можно воспользоваться.

Пусть δR — внешняя реакция наблюдаемой физической системы на изменение параметра состояния (в данном случае — времени), аналогичная теплоте термодинамической системы — как реакции на изменение температуры. Тогда, по аналогии с термодинамической системой, можно определить изменение энтропии и емкость времени:



$$d\eta = \frac{\delta R}{T}, \quad C = \frac{\delta R}{dT}.$$

Исключая из этих определений δR , с учетом исходного дифференциального уравнения и равномерности независимой переменной x , получим выражение для эмпирического коэффициента q через изменение энтропии и емкость времени $q = \Delta\eta/C$. Подставив далее это выражение в логарифмическую шкалу времени, получим формулу Больцмана для энтропии в ее эволюционной интерпретации [8]:

$$\Delta\eta_n = k \ln W_n, \quad W_n = \left[\frac{T_0 + \tau}{T_n + \tau} \right]^{a/n}$$

$$\eta = k \ln \left[\prod_n W_n \right] = k \ln P,$$

где W_n — вероятность изменения состояния системы на данном шаге n ; P — вероятность перехода от начального состояния к конечному; k — физическая постоянная; $a = C/k$ — числовой коэффициент характеризующий рассматриваемый процесс.

Очевидно, что вероятность изменения состояния наблюдаемой системы в ретроспективе уменьшается на каждом шаге n , так что энтропия времени η возрастает с замедлением и, в конечном итоге, стремится к своему максимальному значению. При этом само время T_n , согласно логарифмической шкале, может только уменьшаться и стремится к абсолютному нулю, ограничивая тем самым ретроспективное поле зрения наблюдателя горизонтом времени. Таким образом, искомым законом, деформирующим время в поле зрения наблюдателя, в том числе и при восприятии им климатических изменений, является всемогущий закон возрастания энтропии.

Применительно к температуре, действие этого закона выражается в равномерном ($\Delta x = \text{const}$) охлаждении поверхности Земли на территории Западной

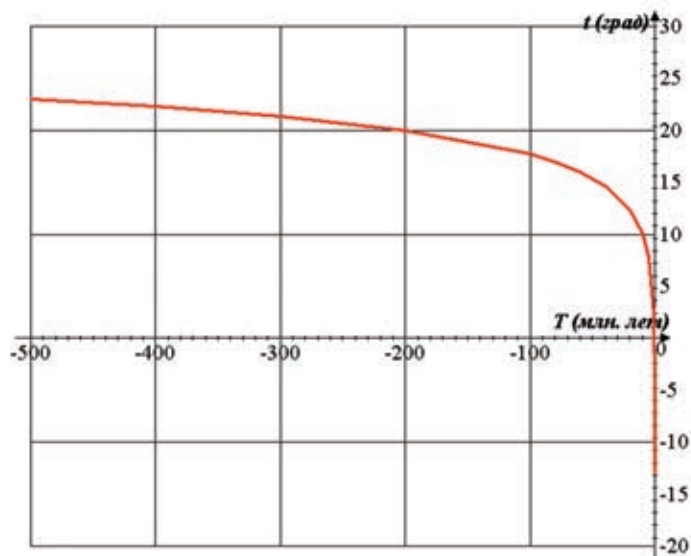


Рис. 3. Температурный тренд

Сибири в диапазоне приблизительно от $+30$ до -15°C , ограниченном временным горизонтом современного наблюдателя 5–6 млрд лет, при этом ограничение поля зрения наблюдателя достигается деформацией времени, благодаря которой скорость охлаждения растёт с приближением к настоящему моменту времени по гиперболическому закону (рис. 3).

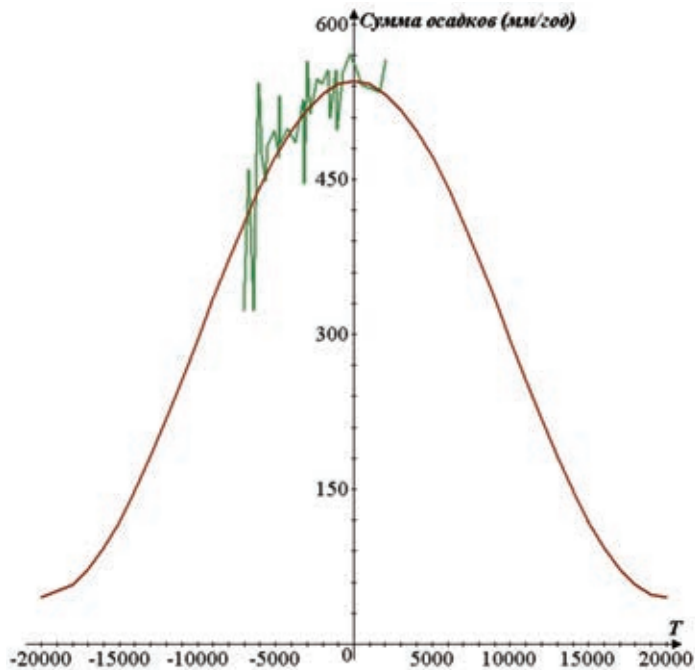
С релятивистской точки зрения в таком преобразовании нет ничего необычного, как нет ничего необычного в преобразовании Лоренца применительно к относительному движению тел, при котором поле зрения наблюдателя ограничивается скоростью света. В связи с тем, что система отсчета современного наблюдателя связана исключительно с настоящим моментом времени, представленная на рисунке климатическая ретроспектива должна быть инвариантной к ходу времени, поэтому следует ожидать, что все относительные характеристики, в частности диапазон охлаждения Земли приблизительно в 45°C и временной горизонт, определяемый возрастом древнейших объектов Солнечной системы, сохраняются в течение неограниченного времени. Что касается абсолютных величин, то это не более чем вопрос выбора начала отсчета.

Перейдем от галактических масштабов к планетарным, воспользовавшись данными реконструкции палеоклимата голоцена, полученными в том же регионе информационно-статистическим методом анализа спорово-пыльцевых спектров (СПС) с использованием радиоуглеродного датирования анализируемых образцов [9]. Данные получены по 26 компонентам СПС на болотных массивах междуречья Сым-Дубчес в среднетаежной зоне левобережья Енисея. Годовая сумма осадков и среднегодовая температура, представленные на рис. 4 и 5, демонстрируют наличие климатических колебаний с периодом приблизительно 1000–1500 лет. Эти колебания близки к так называемым циклам Бонда, происходящим с периодичностью 1470 ± 500 лет, которые были выявлены в 1997 году в результате исследований айсбергового льда Северной Атлантики [10, 11], поэтому они вряд ли могут быть связаны с какими-либо местными особенностями сибирского климата.

Амплитуда колебаний заметно уменьшается к настоящему времени, при этом наблюдается отчетливая тенденция к синхронному повышению фона для обеих климатических характеристик в течение всего голоцена, свидетельствующая о том, что эти относительно мелкие колебания модулированы неким более масштабным циклом, который можно представить гармоникой вида

$$Y = A \cos \left[\frac{2\pi T}{\Delta T} \right].$$

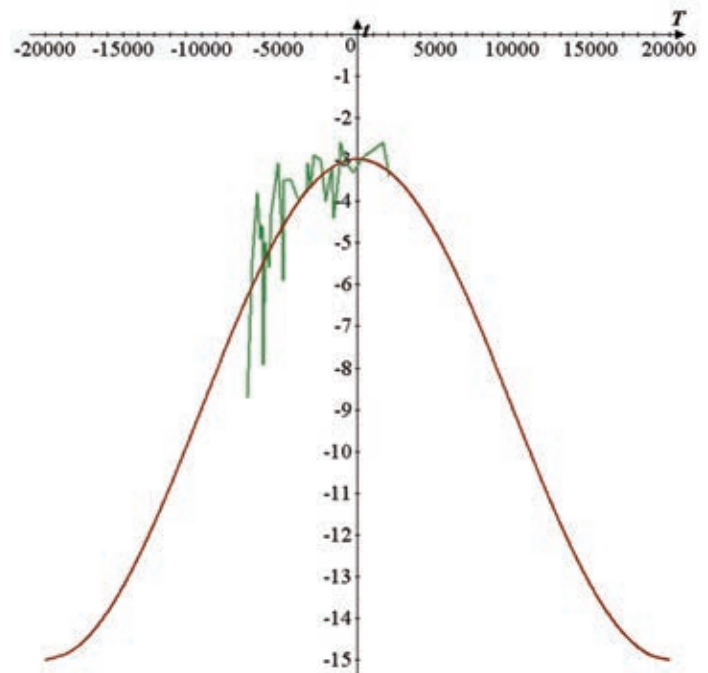
В первом приближении фактическим данным наилучшим образом соответствуют следующие параметры:

**Рис. 4.** Годовая сумма осадков

$\Delta T = 40\ 000$ лет; $A = 250$ мм/год, $B = 295$ мм/год — для годовой суммы осадков, $A = 6^\circ\text{C}$, $B = -9^\circ\text{C}$ — для температуры. Период огибающей гармоник ΔT соответствует периоду колебаний наклона земного экватора к плоскости орбиты, рассчитанного с помощью уравнений небесной механики (41 тыс. лет).

Астрономические факторы — такие, как осцилляции траектории движения Солнечной системы относительно галактической плоскости, изменение наклона земного экватора к плоскости орбиты, колебания эксцентриситета орбиты, а также прецессия, не могут не сказываться на инсоляции (поток прямой солнечной радиации на горизонтальную поверхность), изменение которой, согласно теории М. Миланковича [12], является основной причиной крупномасштабных климатических колебаний. Влияние человеческой деятельности на колебания такого масштаба ничтожно мало и может проявляться лишь в виде колебаний с периодами не более 1000–1500 лет, генерируемых внутренними солнечными циклами и автоколебаниями климатической системы Земли, которая представляет собой сложную, но, вместе с тем, устойчивую динамическую систему взаимодействия твердого, газообразного и жидкого вещества. В силу своей устойчивости такая система всегда стремится к состоянию равновесия при внешних воздействиях.

Антропогенный фактор может оказывать некоторое влияние на климат, но вряд ли долговременное, так как климатическая система Земли обладает достаточным количеством защитных физических механизмов, в том числе и по отношению к промышленным выбросам парниковых газов [13]. Во-первых, вследствие большей плотности и меньшей теплоемко-

**Рис. 5.** Среднегодовая температура

сти углекислого газа по сравнению с кислородом и азотом, углекислотная атмосфера значительно тоньше азотно-кислородной при том же атмосферном давлении и в силу этого хуже сохраняет тепло Земли. Во-вторых, повышение концентрации углекислого газа и метана в атмосфере уменьшает эффективное излучение Земли (парниковый эффект), но при этом существенно увеличивается конвективный теплообмен в атмосфере, что способствует увеличению интенсивности осадков, однако суммарная теплоотдача Земли, формирующаяся за счет теплопроводности, конвекции и эффективного излучения, во всяком случае не уменьшается. В-третьих, углекислый газ, выбрасываемый предприятиями, поглощается водами океана и, таким образом, постепенно выводится из атмосферы.

Растворимость углекислого газа в океанических водах зависит от температуры воды, при изменении которой между его содержанием в атмосфере и в гидросфере устанавливается определенное равновесие; чем ниже температура, тем больше растворимость углекислого газа, и наоборот. Поэтому концентрация углекислого газа в атмосфере всегда коррелирует с глобальной температурой. В океане сегодня растворено в 60 раз больше CO_2 , чем его содержится в атмосфере, и этот запас будет увеличиваться в долгосрочной перспективе, так как современная климатическая система миновала пик теплого и влажного климата. Об этом свидетельствует *рис. 5*, где вековой ход температуры в Западной Сибири, не обремененной выбросами в атмосферу парниковых газов, никаких признаков потепления климата в настоящее время (по состоянию на 2006 год) не обнаруживает.



Наоборот, оба представленных там цикла находятся в фазе понижения температуры, так что в перспективе 20000 лет ничего кроме общего и весьма существенного похолодания климата, наряду с его осушением, ожидать не приходится. Таким образом, все промышленные выбросы парниковых газов будут в конечном итоге поглощены океаном вследствие глобального понижения температуры, при этом амплитуда модулированных колебаний будет возрастать по мере увеличения крутизны фонового тренда, более или менее симметрично прошлым колебаниям, вплоть до точки перегиба, а затем, с приближением к точке минимума, климатическая система будет успокаиваться на фоне очень холодного и очень сухого климата.

Наблюдаемый сегодня положительный температурный тренд, составляющий около $0,5^{\circ}\text{C}/10$ лет — это кратковременное явление на фоне долговременного отрицательного тренда, обусловленного астрономическими факторами. Ограничение выброса в атмосферу парниковых газов полезно, если рассматривать это мероприятие в общем контексте защиты окружающей среды от антропогенных воздействий наряду с другими загрязнителями. Но запугивание населения и органов власти апокалипсическими картинками антропогенного потепления климата с целью концентрации финансирования, и без того недостаточного, на этой надуманной проблеме только вредит, так как отвлекает природоохранную деятельность от загрязнителей более опасных, чем парниковые газы.

Литература:

1. Исаев В.И., Рылова Т.Б., Гумерова А.А. Палеоклимат Западной Сибири и реализация генерационного потенциала нефтематеринских отложений // Известия Томского политехнического университета. 2014. Т. 324, № 1. — С. 93–99.
2. Шарбатян А.А. Экстремальные оценки в геотермии и геокриологии. — М.: Наука, 1974. — 123 с.
3. Ясманов Н.А. Реконструкции климатических условий мезозоя и кайнозоя Юга СССР. Методы реконструкции палеоклиматов. — М.: Наука, 1985. — С. 179–184.
4. Гольберт А.В., Григорьева К.Н., Ильенок Л.Л. и др. Палеоклиматы Сибири в меловом и палеогеновом периодах. — М.: Недра, 1977. — 107 с.
5. Зубаков В.А. Глобальные климатические события неогена. — Л.: Гидрометеиздат, 1990. — 223 с.
6. Волкова В.С. Стратиграфия и тренд палеотемператур в палеогене и неогене Западной Сибири (по данным палинологии) // Геология и геофизика, 2011. Т. 52, № 7. — С. 906–915.
7. Ньютон И. Шкала степеней тепла и холода // Собрание трудов А.Н. Крылова, т. VII. — М., 1936. — С. 523.
8. Карташов А.С. Бог не играет в кости. Об эволюции и квантовании равновесных систем. — Торонто, Канада: Altaspera Publishing & Literary Agency Inc., 2013.
9. Карпенко Л.В. Реконструкция количественных показателей климата и сукцессии растительности на междуречье Сым-Дубчес в голоцене // География и природные ресурсы. 2006. № 2. — С. 77–82.
10. Bond G., et al. A Pervasive Millennial-Scale Cycle in North Atlantic Holocene and Glacial Climates. *Science* 278 (5341): 1257–1266. DOI:10.1126/science.278.5341.1257. Bibcode: 1997Sci...278.1257B. 1997.
11. Bond G., et al. Persistent Solar Influence on North Atlantic Climate During the Holocene. *Science* 294 (5549): 2130–2136. DOI:10.1126/science.1065680.PMID 11739949. 2001.
12. Миланкович М. Математическая климатология и астрономическая теория колебаний климата. — М.—Л.: ГОНТИ, 1939.
13. Сорохтин О.Г. Эволюция и прогноз изменений глобального климата Земли. — М.—Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2006.

References:

1. Isaev V.I., Rilova T.B., Gumerova A.A. Paleoclimate Western Siberia and the implementation of the generation potential source of sediments // Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. [Paleoklimat Zapadnoi Sibiri i realizatsia generatsionnogo potentsiala neftematerinskih otlojiny // Izvestia Tomskogo politehnicheskogo universiteta]. 2014, V. 324, № 1. — PP. 93–99.
2. Sharbatyan A.A. Extreme estimates of Geothermy and Geocryology [«Erstremalnie otsenki v geotermii b geokriologii»]. — M.: Nauka, 1974. — 123 p.
3. Jasmanov N.A. Reconstruction of climatic conditions of the Mesozoic and Cenozoic of the South of the former USSR. Methods of reconstruction of paleoclimates: Collected papers [«Rekonstruktsii klimaticheskikh usloviy mezozoya i kainozoya iuga SSSR». Metody rekonstruktsii paleoklimatov: Sb. nauch. tr.]. M.: Nauka, 1985. — PP. 179–184.
4. Golbert A.B., Grigorieva K.N., Ilenok L.L. and other. Paleoclimates of Siberia in the Cretaceous and Tertiary periods [«Paleoklimaty Sibiri v melovom i paleogenovom periodov»]. — M.: Nedra, 1977. — 107 p.
5. Zubakov V.A. Global climatic events of the Neogene [«Globalnie klimaticheskie sobitija neogena»]. — Leningrad: Gidrometeoizdat, 1990. — 223 p.
6. Volkova V.S. Stratigraphy and trend of paleotemperature in the Paleogene and Neogene Western Siberia (according to the data of palynology) // Russian Geology and Geophysics [«Stratigrafia i trend paleotemperatur v paleogene i neogene Zapadnoi Sibiri (po dannim palinologii)» // Geologia i geofizika]. 2011. V. 52, № 7. — PP. 906–915.



7. *Newton I.* Scale of degrees of heat and cold // Collection of the works of A.N. Krylov [«Shkala stepeney tepla i hoda» // *Sobranie trudov A.N. Krylova*]. V. VII. — M., 1936. — P. 523.
8. *Kartashov A.S.* God does not play dice. On evolution and quantization of equilibrium systems [«Bog ne igraet v kosti, Ob evolutsii i kvantovanii ravnovesnih system»]. Altaspera Publishing & Literary Agency Inc, Toronto, Canada, 2013.
9. *Karpenko L.V.* Reconstruction of quantitative indicators of climate and vegetation successions at the confluence of the Sym-Dubches in Holocene // *Geography and natural resources* [«Rekonstruktsia kolichestvennih pokazateley i certsessii rastitelnosti na mejdurechie Sym-Dubches v holotsene» // *Geografia i prirodnie resursy*]. 2006. № 2. — PP. 77–82.
10. *Bond G., et al.* A Pervasive Millennial-Scale Cycle in North Atlantic Holocene and Glacial Climates. *Science* 278 (5341): 1257–1266. DOI:10.1126/science.278.5341.1257. Bibcode: 1997Sci...278.1257B. 1997.
11. *Bond G., et al.* Persistent Solar Influence on North Atlantic Climate During the Holocene. *Science* 294 (5549): 2130–2136. DOI:10.1126/science.1065680.PMID 11739949. 2001.
12. *Milankovich M.* Mathematical climatology and the astronomical theory of climate fluctuations [«Matematicheskaja klimatologia i astronomicheskaja teotia kolebaniy»], GONTI, Moscow — Leningrad. 1939.
13. *Sorokhtin O.G.* Evolution and forecast of changes in the global climate of the Earth // Institute of computer science. [«Evolutsia i prognoz izmeneniy globalnogo klimata Zemli» // Institut kompiuternikh isslidovaniy]. Moscow — Izhevsk, 2006.



Биогаз как комплексное решение экономических и экологических задач

В.А. Карасевич, кандидат технических наук, ООО «ИНЖПРОГРУПП»

А.В. Албул, кандидат технических наук, ООО «ИНЖПРОГРУПП»

Г.С. Аكوпова, кандидат технических наук, ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Аннотация: В статье рассматривается текущая ситуация с производством и использованием биогаза в мире и в РФ, успешные примеры реализации биогазовых проектов и факторы, препятствующие развитию биогазовой отрасли в регионах РФ.

Ключевые слова: биогаз, зеленый газ, биометан, рынок биометана, возобновляемые источники энергии, отходы, производство газа.

Biogas as a complex solution of economic and ecological tasks

V.A. Karasevich, PhD

A.V. Albul, PhD

G.S. Akopova, PhD

Abstract: The article is about the current state of biogas production and usage worldwide and in Russian Federation in particular, the most successful case studies and constraining factors of the biogas industry development in Russian Federation.

Keywords: biogas, green gas, biomethane, biomethane market, renewables, waste, gas production.

УДК 338.4



В последние годы рост цен на энергоресурсы и ужесточение экологического законодательства стали основными причинами развития рынка возобновляемых источников энергии (далее «ВИЭ»). Решение проблем энергетической и экологической безопасности невозможно без использования ВИЭ, среди которых одним из наиболее перспективных является биогаз, получаемый в процессе анаэробного сбраживания органических отходов. Биогаз, произведенный из органики (восполняемого ресурса), считается одним из основных видов ВИЭ и зачастую рассматривается как топливо, способное в средне-

срочной перспективе частично заменить традиционные (невозполнимые) энергоресурсы.

Однако не менее важным аспектом производства биогаза является обезвреживание в процессе анаэробного брожения органических отходов повышенного класса опасности.

Текущее состояние биогазовой отрасли в мире

Толчком к развитию производства биогаза послужило подписание промышленно развитыми странами Киотского протокола, а также принятие ряда законов, в том числе так называемой Директивы ЕС «20/20/20», предусматривающих снижение выбросов углекислого газа в атмосферу, а также увеличение доли ВИЭ в общем объеме потребляемой энергии различных стран.

Соблюдение требования Директивы по увеличению к 2020 году доли энергии на базе ВИЭ до 20% в общем объеме потребляемой энергии по отношению к уже сегодняшнему объему потребления природного газа в странах ЕС позволяет определять потенциал-



ный объем рынка зеленого газа в Европе на уровне 30–35 млрд м³ в 2020 году.

В настоящее время в Европе существует свыше 9000 биогазовых производств с общим объемом выработки около 8 млрд м³/год. Крупнейшим производителем биогаза в ЕС является Германия, в которой эксплуатируется около 8000 биогазовых заводов с суммарной установленной электрической мощностью на уровне 3,4 ГВт в 2013 году по данным ежегодного отчета Biogas an all-rounder.

Одновременно с этим Германия представляет собой крупнейший рынок сбыта зеленого газа в Европе. Правительство Германии установило следующую цель: к 2030 году содержание биометана в газовых сетях должно быть не менее 10%. Для достижения поставленной цели приняты определенные меры стимулирования, а именно:

- фиксированные на 20 лет тарифы (feed-in-tariffs) на электроэнергию и газ (биогаз, очищенный до состояния биометана и пригодный для впрыска в сеть), получаемые на биогазовых станциях;
- упрощенная процедура подключения к электрическим и газовым (для биометана) сетям.

Начиная с 2008 года, в Европе растет число проектов, связанных с производством биометана (очисткой биогаза) и поставкой его сторонним покупателям через существующие газовые сети. Подобные проекты были реализованы уже в 9 странах ЕС: Германии, Швейцарии, Нидерландах, Люксембурге, Великобритании, Норвегии, Швеции, Австрии и Франции.

Необходимо отметить, что подобные меры стимулирования имеют и негативные последствия. В первую очередь это касается капитальных затрат на строительство станций. По данным DZ-Bank удельная стоимость биогазовых станций в расчете на 1 кВт электрической мощности непрерывно растет. Наибольший скачок цен наблюдался в период с 2003 по 2006 год, когда удельная стоимость подскочила почти в 2 раза и в дальнейшем продолжала расти, однако уже не такими быстрыми темпами.

Типичными производителями биогаза в Европе сегодня являются крупные сельскохозяйственные предприятия и компании по переработке мусора и сточных вод, для которых его производство является одним из способов избавления от отходов и уменьшения экологических платежей.

В большинстве случаев проекты по производству биогаза в странах ЕС ориентированы на его местное использование в качестве альтернативы покупному топливу.

Несмотря на значительный законодательный, технологический и промышленный успех производства биогаза в странах ЕС лидером по числу биогазовых станций в мире является Китай. По разным оценкам в стране работают до 10 млн биогазовых установок.

Большинство из них небольшие по размеру и помогают утилизировать органические отходы частных домовладений и небольших ферм и отличаются простой конструкции и эксплуатации. Однако заметный спрос на биогазовые установки привел к значительному технологическому прогрессу и появлению в Китае специализирующихся на биогазовых станциях компаний. Другие крупные игроки региона (Индия, Пакистан) в основном используют для производства биогаза дешевые конструкции, часто из подручного материала, что не позволяет рассматривать эти страны в качестве серьезных производителей оборудования.

В Японии производство биогаза не носит массовый характер, но многие компании, в том числе и газового сектора, ведут разработки в этом направлении. Так при участии компании «Осака Газ» был реализован проект производства биометана на очистных сооружениях с его дальнейшим использованием для заправки автомобилей. Особенностью проекта является наличие через дорогу мусоросжигающего завода, который предоставляет бесплатное тепло. Это и стало основным двигателем в реализации биогазового сценария, так как отсутствовала необходимость в дополнительном тепле, получаемом при сжигании органики.

Отдельно нужно упомянуть проект компании «Киккоман», направленный исключительно на утилизацию отходов (с применением глубокой переработки жмыха с помощью приобретенной в США генетически модифицированной кишечной палочки). Получаемого от переработки соевого жмыха биогаза с трудом хватало на то, чтобы обеспечивать процесс энергетически, однако объем отходов за счет переработки и гранулирования уменьшался в разы, что позволяло получить значительные дивиденды за счет экономии на их захоронении.

В США, где по данным национальной биогазовой ассоциации реализовано около 1700 проектов (в основном на водоканалах), еще более 200 проектов реализовано на свалочном газе. Однако менее 500 из них используют биогаз в качестве топлива, остальные сжигают его из-за экономических соображений (для водоканалов, например, считается экономически нецелесообразным использование газа при его выработке менее 4000 м³ в сутки). Для России в опыте США интересно то, что в стране отсутствует система тарифных надбавок, а поддержка осуществляется по экологической линии, за счет льготных кредитов и грантов.

Потенциал производства биогаза в России

Энергетическая стратегия России до 2030 года предусматривает выработку электроэнергии на базе ВИЭ к 2030 году в объеме 80–100 млрд. кВт·ч/год.

Сегодня в России по подсчетам Курчатковского центра Российской академии наук имеется 3 млрд т



возобновляемой непищевой биомассы. Это отходы лесной промышленности, сельскохозяйственного производства, торфоразработок, целлюлозосодержащие бытовые отходы. Поэтому разумно ожидать, что в ближайшие годы биоэнергетика будет развиваться, что подтверждается Комплексной программой развития биотехнологий в Российской Федерации до 2020 года.

Это связано также с тем, что в стране созданы крупные свиноводческие комплексы и птицефабрики и сформирована соответствующая инженерная инфраструктура. Агропромышленный комплекс России сегодня сталкивается с проблемой утилизации огромного количества отходов — чаще всего они просто вывозятся с территорий ферм и складываются. Количество отходов агропромышленного комплекса России сегодня достигает 600 млн т в год (225 млн т сухого вещества), большая часть этих отходов не утилизируется. Образование большого количества отходов в сельском хозяйстве приводит к проблемам окисления почв, отчуждению сельскохозяйственных земель (более 2 млн га сельскохозяйственных земель заняты под лагуны для хранения навоза). При этом только 37% крупных и средних сельхозпроизводителей имеют доступ к газораспределительным сетям и 20% к сетям теплоснабжения.

По данным российского энергетического агентства (РЭА), используя существующий потенциал отходов сельского хозяйства страны, можно вырабаты-

Таблица 1
Потенциал производства биогаза по отраслям

| | Органика, млн. т* | Биогаз млрд м ³ | Всего, ГВт |
|-----------------|----------------------|-------------------------------|---------------|
| Растениеводство | 147,0 | 94,8 | 84,4 |
| Переработка АПК | 14,0 | 12,8 | 11,4 |
| Сточные воды | 4,9 | 2,6 | 2,3 |
| ТБО (городские) | 16,0 | 20,8 | 18,5 |
| <i>Всего</i> | | 131,0 | 117,7 |

вать 60–70 млрд м³ биогаза. Этого объема достаточно, чтобы удовлетворить потребности в биогазе как внутри страны, так и в странах Западной Европы.

В табл. 1, составленной на основе данных Института энергетической стратегии Министерства энергетики РФ, приведены показатели по видам отраслей и их возможной ресурсной базе для выработки биогаза.

В региональном разрезе, как видно из рис. 1 наибольшей ресурсной базой для производства биогаза обладают 3 федеральных округа РФ: Южный, Приволжский и Центральный.

В настоящее время производство и использование биогаза в РФ развито слабо. Это связано с нижеизложенными факторами:

- конкуренция со стороны традиционных энергоносителей;



Рис. 1. Распределение потенциала биогаза по федеральным округам (без отходов ЛПК и торфа)

Источник: Российское энергетическое агентство



- несовершенство и слабый уровень контроля над исполнением экологического законодательства;
- отсутствие нормативно-правовой базы для производства биогаза и возможности применения энергосервисных контрактов;
- отсутствие четких схем финансирования биогазовых проектов (например, по аналогии с энергосервисными контрактами в ЕС);
- отсутствие на рынке недорогого и простого в эксплуатации и обслуживании оборудования и технологий;
- инерционность и консервативность владельцев производств, где можно вырабатывать биогаз (особенно в случае со свалками ТБО);
- слабый уровень государственной поддержки проектов в области биогаза и ВИЭ.

Однако в последнее время наблюдается улучшение ситуации, связанное со следующими обстоятельствами:

- устойчивым ростом тарифов на газ, тепло и электроэнергию;
- наличием большого количества удаленно расположенных населенных пунктов (51% территории РФ не электрифицировано);
- наличием высокой платы за подключение новых объектов к существующим электрическим и газовым сетям;
- недостаточно надежное энергоснабжение со стороны электроэнергетических компаний;
- поддержкой развития производства и использования биогаза на федеральном и региональном уровнях;
- ростом штрафов и платежей за загрязнение окружающей среды и повышением эффективности работы экологов;
- наличие спроса на биогаз со стороны потребителей стран ЕС и АТР.

Анализ ситуации по развитию биоэнергетики в регионах России показывает, что она во многом позитивна. Уже десятки хозяйств локально начинают использовать технологии производства альтернативных видов топлива и энергии в собственных интересах. Так, например, во Владимирской, Калужской, Ленинградской, Нижегородской, Липецкой, Вологодской, Мурманской областях, Республиках Дагестан, Татарстан, Марий-Эл, Удмуртия и Краснодарском крае используются биогазовые установки различной мощности. В них для выработки электроэнергии и отопления производственных помещений используется биогаз, получаемый из отходов животноводства, птицеводства и растениеводства.

Несколько хуже обстоит ситуация с выработкой биогаза на очистных сооружениях промышленных предприятий и водоканалов, однако и тут есть интерес и понимание со стороны предприятий. Наиболее проблемным сектором являются свалки, так как их

владельцы консервативны и менее склонны к инновационным проектам. Кроме того, из-за несовершенства нормативной и законодательной базы производство биогаза на свалках сегодня может квалифицироваться как добыча полезных ископаемых, для которой требуется лицензирование.

Самым ярким примером производства биогаза при утилизации органических отходов в РФ является деятельность ОАО «Мосводоканал» на Курьяновской и Люберецкой станциях аэрации. Еще в 1980-е годы для переработки органических отходов на станциях аэрации ОАО «Мосводоканал» использовали процесс анаэробного сбраживания. Получаемый в процессе биогаз сжигался в печах. В январе 2009 года на Курьяновской станции аэрации в Москве запущена мини-ТЭС (технологии и инвестиции — австрийской фирмы «EVN»), в 2012 году — аналогичная ТЭС на Люберецких очистных сооружениях. Следует отметить, что заявленная в контракте стоимость газа для ТЭС значительно ниже, чем стоимость природного газа. На наш взгляд это связано с необходимостью покрытия только эксплуатационных затрат на установку без учета их окупаемости вследствие возраста установок.

Возможность применения технологий анаэробного сбраживания для переработки органики при участии авторов статьи просчитывалась и для ГУП «Водоканал» Санкт-Петербурга. Предварительные расчеты показывали значительное сокращение затрат на переработку органики за счет увеличения скорости переработки и снижения затрат на содержание полей фильтрации. Этот эффект позволял выйти на приемлемые (в пределах 10 лет) экономические показатели реализации всего проекта по производству и использованию биогаза (рассматривались варианты с его применением для дожига мусора, производство биометана и био-СПГ с возможностью его дальнейшего экспорта).

Из проектов, реализованных при переработке органических отходов в животноводстве, особняком стоит пример Белгородской области, где была утверждена и частично реализована Концепция развития биоэнергетики и биотехнологий в Белгородской области на 2009–2012 годы. Основными задачами Концепции являлись:

- обеспечение экологической безопасности территорий Белгородской области (атмосферы и земельных угодий) при интенсификации развития животноводческих и птицеводческих комплексов;
- формирование и развитие инновационных технологий утилизации биоотходов на основе биоэнергетики с использованием альтернативных возобновляемых источников энергии, биотехнологий и производством электрической и тепловой энергии;
- создание рынка собственных высокоэффективных органогудобрений с полным замещением приме-



ния минеральных удобрений, приобретаемых за пределами области.

В результате реализации Концепции были построены 2 биогазовые станции (500 кВт и 2,5 МВт), причем последняя станция прошла процедуру квалификации в качестве генерирующего поставщика по имеющемуся в РФ аналогичному со странами ЕС механизму, получила повышенный тариф на электроэнергию и продает электроэнергию для компенсации потерь региональным электроэнергетическим компаниям. Несмотря на свою позитивность, опыт Белгорода показал сложность применения европейской модели для развития биогазовой энергетики России. Даже с учетом значительной административной поддержки, процедурные вопросы заняли более 2 лет, а тариф на электроэнергию значительно превышает средний по региону.

Важным событием в истории развития биоэнергетики в России стало подписание меморандума о совместном производстве «зеленого» газа ОАО «Газпром», Gasunie, ЗАО «Евротехника» и Корпорацией «БиоГазЭнергоСтрой». В соответствии с меморандумом для развития производства «зеленого» газа стороны рассмотрят возможность создания совместного предприятия на территории России. Биогаз планируется очищать до биометана и транспортировать в Нидерланды. Меморандуму предшествовала проработка проекта в рамках научно-технического сотрудничества между ОАО «Газпром» и компанией «Газюни», активное участие в которой приняли и авторы статьи.

Направления использования биогаза

Наряду с традиционным немецким подходом по производству из биогаза электроэнергии с ее дальнейшей продажей в сеть по специально установленным повышенным тарифам возможны альтернативные варианты применения биогаза. Например, во многих случаях (пищевая промышленность, пивоварение, сахарные заводы, свиноводство и птицеводство) есть возможность использования биогаза для выработки тепла на технологические нужды и отопление. В этом случае нет нужды в покупке дорогостоящих электроэнергетических или когенерационных установок, что позволяет существенно улучшить экономико-биогазовых проектов.

Одним из наиболее перспективных направлений для биометана является использование его в качестве моторного топлива. Этот сегмент рынка развивается сегодня наиболее быстрыми темпами. Для ряда стран Западной и Северной Европы уже стало привычной практикой использование зеленого газа в качестве топлива для муниципального транспорта. Число автотранспортных средств, переводимых на газ, из года в год увеличивается, добавляются частные предприятия и автомобилисты, желающие внести

свой вклад в улучшение глобальной экологической обстановки. Помимо автомобильного транспорта намечается переход и части морских судов на использование природного газа и биометана в частности.

Учитывая интерес газовых компаний из стран ЕС к возможным поставкам российского биометана, возможное введение со стороны ЕС обязательного требования к поставщикам энергоресурсов о наличии в общем объеме поставок не менее 10% энергии, производимой на базе ВИЭ, перспектива экспорта биометана и био-СПГ в страны ЕС требует внимательного изучения. В 2014 году ОАО «Газпром» планирует проведение подобной работы в рамках научно-исследовательской работы, проводимой в Обществе.

Нормативная база биогазовой энергетики — текущее состояние и проблемы

Важным является дальнейшее законодательное обеспечение развития биоэнергетики и использования возобновляемых источников энергии в Российской Федерации.

Сегодня правовая база в области ВИЭ формируется по подобию европейской и направлена только на производство электроэнергии с ее дальнейшей передачей в сеть. Речь идет о Федеральном законе от 26 марта 2003 года № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», Постановлении Правительства РФ от 3 июня 2008 года № 426 «Правила квалификации генерирующего объекта, функционирующего на основе использования возобновляемых источников энергии», приказе Минэнерго РФ от 17 ноября 2008 года № 187 «О порядке ведения реестра выдачи и погашения сертификатов, подтверждающих объем производства электрической энергии на квалифицированных генерирующих объектах, функционирующих на основе использования возобновляемых источников энергии» и Распоряжении Правительства РФ от 8 января 2009 года № 1-р «Об основных направлениях государственной политики в сфере повышения энергетической эффективности электроэнергетики на основе использования возобновляемых источников энергии на период до 2020 года». С точки зрения биогаза этот подход является наиболее распространенным, но не единственно верным, так как в процессе его производства затрагиваются вопросы снижения негативного воздействия на окружающую среду, переработки отходов (часто токсичных) и производства органических удобрений.

Федеральный закон Российской Федерации от 23 ноября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» внес в статью 67 Налогового кодекса РФ возможность пользоваться инвестиционным налоговым кредитом для организаций, инвестирующих в строительство, в том числе и биогазовых установок.



В рамках поддержки российского агропромышленного комплекса предусмотрен ряд мероприятий, который косвенно направлен на поддержку утилизации отходов и производство биогаза на объектах АПК. Эти мероприятия упоминаются или прописаны в следующих документах:

- Федеральный закон Российской Федерации от 29 декабря 2006 года № 264-ФЗ «О развитии сельского хозяйства»;
- Государственная программа развития сельского хозяйства и регулирования рынков сельскохозяйственной продукции, сырья и продовольствия на 2013-2020 годы;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 4 февраля 2009 г. № 90 «О распределении и предоставлении субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации на возмещение части затрат на уплату процентов по кредитам, полученным в российских кредитных организациях, и займам, полученным в сельскохозяйственных кредитных потребительских кооперативах»;
- Постановление Правительства Российской Федерации от 17 декабря 2010 № 1042 «Об утверждении Правил распределения и предоставления субсидий из федерального бюджета бюджетам субъектов Российской Федерации на поддержку экономически значимых региональных программ развития сельского хозяйства субъектов Российской Федерации».

В случае с водоканалами производство биогаза является составной частью технологического процесса переработки органики, поэтому можно считать косвенной поддержкой Постановление Правительства РФ от 22 декабря 2010 года № 1092 «О Федеральной целевой программе “Чистая вода” на 2011–2017 годы»:

- модернизация систем водоснабжения, водоотведения и очистки сточных вод будет обеспечиваться путем осуществления капитальных вложений и реформирования сложившихся в отрасли отношений посредством реализации мероприятий региональных программ развития водоснабжения, водоотведения и очистки сточных вод субъектов Российской Федерации;
- поддержку региональных программ предполагается осуществлять путем предоставления средств федерального бюджета в виде субсидий бюджетам субъектов Российской Федерации, представивших для реализации на условиях софинансирования мероприятия по строительству и реконструкции централизованных систем водоснабжения, водоотведения и очистки сточных вод, используемых в деятельности организаций.

Однако в нормативно-правовой базе РФ отсутствует как таковое понятие биогаза, нет документов, регла-

ментирующих строительство и эксплуатацию биогазовых установок, отсутствуют технологические требования к сырью для производства биогаза, его очистке, осушке, транспортировке и доведению до состояния биометана (вопросы транспортировки и использования биометана могут решаться по аналогии с транспортировкой и использованием природного газа).

Кроме того, не определен статус биогаза, получаемого на свалках бытовых отходов.

В этой связи показателен пример из Краснодарского края, когда у производителей свалочного газа возникли проблемы с Министерством природных ресурсов по поводу отсутствия лицензии на добычу полезных ископаемых.

Также следует сказать о необходимости разработки и законодательного закрепления механизмов финансирования проектов, в том числе и по аналогии с энергосервисными контрактами с учетом экономии за счет снижения вредных выбросов в атмосферу.

Выводы

Развитие биоэнергетики в России является актуальной государственной задачей по снижению энергозависимости сельскохозяйственного производства, сокращению отходов сельскохозяйственного производства и снижения загрязнения территорий, сокращению выбросов парниковых газов и диверсификации топливного баланса страны в направлении развития экологически более чистой энергетики.

Рынок биогаза в России имеет потенциал для роста: достаточно как сырья для производства биогаза, так и потенциальных потребителей энергии и тепла. Производство биогаза наиболее целесообразно совмещать с переработкой органических отходов, чтобы за счет экологических дивидендов улучшить экономику проектов. Существующая в России развитая газовая инфраструктура, а также огромный потенциал производства биогаза свидетельствуют о высокой привлекательности России с точки зрения создания и развития здесь биогазовых предприятий, ориентированных как на обеспечение внутренних потребностей, так и поставок зеленого газа покупателям стран ЕС.

Производство биогаза в РФ сдерживается несовершенством в стране экологического законодательства и контроля над его исполнением, отсутствием нормативно-правовой базы (в том числе технических регламентов) для производства и использования биогаза. Кроме того, для развития рынка биогаза необходимо появление недорогого оборудования различной производительности (от небольших установок для индивидуальных домохозяйств до средних и больших — для крупных потребителей), а также дополнительных механизмов финансирования проектов.



СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2014: уверенные шаги молодых исследователей

Б. Духовской, Н. Духовская

Фото И. Санниковой

В Ухтинском государственном техническом университете с 26 по 28 марта прошла XV Международная молодежная научно-практическая конференция «Севергеоэкотех-2014». Этот форум можно считать особенным, юбилейным. В нем приняло участие максимальное количество студентов, аспирантов и молодых ученых из 27 городов России и стран ближнего зарубежья, которые представили 545 докладов — больше, чем бывало в предыдущие годы. Эти цифры обрели реальную значимость на пленарном заседании, когда в конгресс-холле УГТУ буквально не осталось свободных мест. Вместе со студентами и молодыми учеными сюда пришли маститые профессора, а также представители крупнейших нефтегазодобывающих компаний и почетные гости. Среди них — заместитель министра образования Республики Коми Дмитрий Беляев, заместитель главы администрации МОГО «Город Ухта», выпускник Ухтинского университета Виктор Тельнов, заместитель генерального директора ОАО «Северные магистральные нефтепроводы» Михаил Назаренко и многие другие.

Перед началом конференции нам удалось поговорить с ее участниками. У всех в этот день было приподнятое настроение, поскольку такой юбилейный форум и есть праздник.

Доктор физико-математических наук, профессор Александр Кобрунов отметил, насколько повысился за эти годы уровень докладов и сообщений, расширилась их тематика. И вспомнил, как зарождалась в стенах ухтинского вуза идея молодежной научной конференции.

— У истоков этого форума стояли специалисты, которые и по сей день вносят заметный вклад в формирование вузовской науки, — отметил Александр Иванович. — Не могу не назвать наших сотрудников Марину Пикову, Жанну Ротгэр, Галину Смирнову, которая, к слову сказать, придумала само название — «Севергеоэкотех», замечательно отразившее суть конференции.

Проректор по научной работе и инновационной деятельности, кандидат технических наук Владислав Кулешов вспомнил свои студенческие годы, когда в 2002 году он впервые участвовал в работе «Севергеоэкотеха».

— Конечно, тогда я и представить себе не мог, что буду открывать 15-ю конференцию в качестве проректора университета, — сказал Владислав Евгеньевич. — Тогда мы в соавторстве с однокурсником Та-



расом Долгушиным подготовили доклад, который занял первое место. Затем наши пути немного разошлись: Тарас выбрал работу на производстве, а я до сих пор занимаюсь наукой и, похоже, буду заниматься ею всю жизнь. Сегодня масштаб нашего форума стал совсем другим. Заседания проходят по 23 секциям. Одна из них — «Морское нефтегазовое дело в условиях арктического шельфа» — появилась всего два года назад, но на нее заявлено уже 17 докладов.

На наших глазах «Севергеоэкотех» из регионального превратился в международный форум. Его знают в нефтегазовых вузах не только России, но и Украины, Казахстана, Азербайджана. Например, наши коллеги из Альметьевска ежегодно приезжают в УГТУ, как к себе домой. И это не может не радовать!

Как раз оттуда приехала в Ухту студентка 5-го курса Альметьевского государственного нефтяного института Мария Денисова. На секции «Геофизика» прозвучало сразу два ее доклада: «Разработка скважинного влагомера для комплекса геофизических приборов при контроле за разработкой нефтегазовых месторождений» и «Применение вейвлет преобразования для обработки и анализа данных при геофизических исследованиях». И таких молодых исследователей, для кого участие в конференции стало первым шагом на пути в большую науку, в зале очень много. Но еще больше — дебютантов, решивших попробовать свои силы в этом нелегком деле.

— Я участвую в молодежной научной конференции первый раз, — сообщила студентка 1-го курса института экономики и управления УГТУ Валентина Третьякова. — Конечно, жду от конференции очень много. Надеюсь приобрести новые знания и опыт, выбрать направление будущей деятельности. Кроме того, полезным будет общение с участниками и новые знакомства. На секции «Экономика региона», которая



меня интересует, будет представлено 49 докладов, из них 20 подготовили студенты нашего института.

— Действительно, конференция «Севергеоэкотех» имеет огромное значение для начинающих исследователей, — подчеркнул, открывая конференцию, ректор УГТУ, профессор Николай Цхадая. — Она несет в себе колоссальные стимулы к развитию научно-инновационного мышления, к приобретению и совершенствованию навыков исследовательской и научно-организационной работы, к формированию у молодежи того принципиально нового взгляда на мир и свое место в этом мире — взгляда, который является источником и условием реальной модернизации.

— Я убежден, что даже самые первые и, возможно, не очень уверенные шаги молодых исследователей по пути науки — это все равно огромный вклад в ее развитие, — обратился Николай Денисович к участникам конференции. — Делая сегодня эти шаги, ступая потом все увереннее, вы создаете новое поколение ученых, специалистов с инновационным мышлением, людей, осознающих собственную роль в развитии и процветании своей страны. Доклады, которые вы сделаете на нашем форуме, дискуссии, участниками которых вы станете, несомненно, будут способствовать вашему научному становлению и росту, будут служить нашей общей задаче — уверенному движению России вперед.

Докладчиками на пленарном заседании были профессор, доктор физико-математических наук Владимир Некучаев, рассказавший об исследовании реологических свойств высоковязких и высокопарафинистых нефтей в студенческой научно-исследовательской лаборатории кафедры физики УГТУ, и два аспиранта. Дмитрий Борейко сделал сообщение о возможностях лаборатории 3D-прототипирования и моделирования УГТУ, а Иван Киборт — о работе лаборатории энергосбережения УГТУ.

— Правильно, что большинство докладов на молодежной конференции представляют именно молодые исследователи, — считает профессор Александр Кобрунов. — У состоявшихся ученых есть свои научные форумы. А «Севергеоэкотех» был задуман ректором УГТУ Николаем Цхадаем для того, чтобы двигать вперед молодых, начинающих. У нас сегодня есть яркие талантливые личности, которые могут работать на самом высоком уровне. Например, Сергей Куделин. Ему еще нет 30 лет, а он уже сделал серьезную заявку на докторскую диссертацию. Блестящий аспирант Сергей Дуркин: его защита кандидатской диссертации намечена на июнь. На кафедре «Автоматизированные информационные системы» есть целая группа талантливых ребят, которые занимаются разработкой программного обеспечения. И этот список можно продолжать.

В тот же день участники конференции разошлись по секциям, работа которых продолжалась два дня. Параллельно с секционными занятиями проходила Межгосударственная синхронная научная сессия Ухта — Донецк с участием представителей УГТУ и Донецкого нефтяного технического университета. В последний день конференции были определены имена авторов самых интересных докладов, а также по традиции названы победители ежегодного конкурса УГТУ на звание «Лучший студент в области НИР». Дипломы лауреатов получили Людмила Оботурова и Александра Бойцова. Дипломантами стали Полина Кожевникова, Инна Маракова, Олег Ермолов. Благодарственными письмами отмечены их научные руководители: А.В. Павловская, В.О. Некучаев, Ф.В. Маракасов, Т.А. Овчарова, Т.С. Крестовских.

Позднее, 17–18 апреля, все лауреаты «Севергеоэкотеха» приняли участие в инновационном конвенте «Молодежь — будущему Республики Коми», который прошел на базе УГТУ.

ПРЕСС-ОПРОС

Мы попросили участников конференции «Севергеоэкотех» рассказать о том, что значит для них этот молодежный научный форум.

Татьяна Работинская, студентка 3-го курса Института нефти и газа УГТУ:

— На мой взгляд, это очень серьезная научно-практическая конференция, которая может многое дать, особенно молодым исследователям. В прошлом году я впервые выступала на секционном занятии с докладом.

А в этом году участвую уже с двумя. За время работы конференции у нас была возможность обменяться опытом и получить дополнительные знания в области своих научных исследований.

Вадим Чупров, студент 1-го курса архитектурно-

строительного факультета: — Я с удовольствием участвую во всех научно-практических конференциях, которые проходят в УГТУ. Стараюсь приобрести много знаний, которые пригодятся для дальнейшего продвижения в своей сфере. «Севергеоэкотех» — как раз такой научный форум, который дает шанс реализовать свои возможности еще на студенческой скамье.

Семён Терентьев, инженер Инженерно-технического центра ООО «Газпром трансгаз Ухта»:

— Меня как специалиста в данной конференции интересует конкретное направление в области автоматизации. Здесь всегда удастся почерпнуть новые знания и детальные решения, которые потом с успехом можно применить в своей компетенции на практике.



Книги

Е.И. Зоря, А.С. Хабаров, А.Л. Яковлев.
Автоматические автозаправочные станции: Справочное пособие.

Издательский дом «Недра», 2014, 132 с.: ил.



Приводится нормативная документация по проектированию и строительству компактных автоматических автозаправочных станций в условиях малых землевладов и с учетом специфических особенностей их эксплуатации на территории РФ. Рассматриваются основные проектные характеристики автоматических автозаправочных станций (ААЗС) с установкой автоматических платежных терминалов, технологические схемы их работы, применяемое оборудование, основные технико-эксплуатационные параметры, операционные затраты, а также принципы построения и развития сетей ААЗС. Пособие предназначено для специалистов нефтяной и газовой промышленности, а также магистрантов нефтегазовых вузов, обучающихся по направлению «Нефтегазовое дело».

Ю.В. Вадецкий. Бурение нефтяных и газовых скважин.

Изд-во «Академия». 2013. 352 с.



В учебнике даются краткие сведения из общей и нефтепромышленной геологии. Описываются принципы разработки нефтяных и газовых месторождений, а также способы эксплуатации нефтяных и газовых скважин. Приводятся данные о буровых установках и методах их сооружения. Учебник может быть использован при освоении профессионального модуля ПМ.01 «Ведение технологического процесса при всех способах добычи нефти, газа и газового конденсата» по профессии 131003.01 «Оператор нефтяных и газовых скважин». Для учащихся учреждений начального профессионального образования.

Д. Ергин. В поисках энергии.

Изд-во «Альпина Паблицер». 2014. 712 с.

Авария на АЭС Фукусима, политический кризис на Ближнем Востоке, в Тунисе и Северной Африке - эти события стали причиной нового всплеска неопределенности в энергетической сфере и в очередной раз подчеркнули важность энергии для современного мира. Эта книга, насыщенная реальными событиями и персонажами, посвящена истории поисков источни-

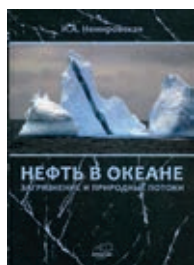


ков энергии, от которой сегодня так сильно зависит наша жизнь. В ней рассказывается о том, как сформировалась современная энергетическая картина мира, как она меняется под воздействием проблем, связанных с выбросами углекислого газа и глобальным потеплением, и каким может быть наше энергетическое будущее. Автор пытается дать ответ на три фундаментальных вопроса.

1. Сможет ли человечество удовлетворить растущие мировые потребности в энергии, какой ценой и при помощи каких технологий? 2. Как обеспечить энергетическую безопасность, а именно надежность энергетических систем? 3. Как будут влиять экологические проблемы, включая изменение климата, на будущее энергетики, и как развитие энергетики будет влиять на экологию? Книга адресована широкому кругу читателей.

И.А. Немировская. Нефть в океане (загрязнение и природные потоки).

Изд-во «Научный мир». 2013. 432 с.



В книге на основании системного комплексного анализа оригинальных данных автора и последних литературных данных освещены практически все аспекты многоплановой проблемы нефтяного загрязнения различных районов

Мирового океана. Учитывая, что основу нефтей составляют углеводороды, в книге в основном рассматривается поведение углеводородов во всех формах миграции и во всех океанских внешних сферах: (атмо-, крио-, био-, гидро-, литосфере) с учетом просачивающихся углеводородов из осадочной толщи. Проведена подробная инвентаризация источников поступления антропогенных и природных углеводородов. На основании биогеохимического подхода описаны закономерности количественного и качественного распределения углеводородов: алифатических (в том числе алкановых) и полициклических ароматических. Установлены особенности распределения углеводородов в экосистемах высокоширотных акваторий Арктики и Антарктики, в импактных и фоновых районах. Особое внимание уделено их поведению в морях, где в настоящее время уже происходит добыча и интенсивная транспортировка нефти: в Баренцевом, Карском, Белом, Балтийском, Черном и Каспийском. Установлено, что антропогенные углеводороды, выносимые реками,

оседают в области смешения речных и морских вод (маргинальных фильтрах) и не попадают в открытые морские воды. При таком подходе представляется возможным получить достаточно объективное представление о нефти как о токсическом факторе, а также о реальных и потенциально возможных последствиях нефтяного загрязнения морских акваторий. Результаты работы могут быть использованы для решения экологических задач: в процессе экспертизы и при мониторинговых исследованиях, для рекомендаций по применению средств и методов предотвращения и борьбы с нефтяным загрязнением.

В.Е. Агабеков, В.К. Косяков. Нефть и газ. Технологии и продукты переработки.

Изд-во «Инфра-Инженерия». 2014. 458 с.



Рассмотрены основные понятия и достижения нефтегазовых технологий. Описаны товарные продукты из нефти и газа, сырье и продукция нефтехимии, важнейшие производственные процессы газопереработки, нефтепереработки

и нефтехимии, технологическое оборудование, его проектирование, а также использование углеводородов нефти и газа в разных отраслях промышленности. В данном издании авторы представили обновленные статистические данные (2012–2013 годы). Книга предназначена для инженеров и экономистов, менеджеров и студентов, а также для всех интересующихся вопросами добычи и переработки нефти и газа.

Э.О. Касаев. Катар в XXI веке: современные тенденции и прогнозы экономического развития. [авт. предисловия — академик РАН Н.П. Лаверов].

Изд-во «Международные отношения». 2013. 184 с.



Первая научная монография в российской и зарубежной науке, полностью посвященная современной экономике Катара — небольшой по площади и населению арабской монархии Персидского залива, которая благодаря постоянно растущим доходам от сбыта

сжиженного природного газа (страна — крупнейший в мире поставщик СПГ) сумела поставить так называемую сырьевую экономику на инновационные рельсы. Автор рассматривает основные макроэкономические показатели, некоторые

отрасли промышленности, инвестиционный климат, торговые и финансовые отношения с зарубежными государствами, а также делает долгосрочные прогнозы развития хозяйственного потенциала монархии. Обладая третьими в мире запасами «голубого топлива» (после России и Ирана), Катар активно проводит агрессивную экспортную политику на различных газовых рынках, включая европейский, чем создает немалые трудности «Газпрому». Автором в основном использовался эксклюзивный материал, собранный во время дипломатической работы в Катаре. Некоторые из этих источников впервые вводятся в научный оборот. В книге нашли отражение личные наблюдения и оценки автора, а также его самостоятельные статистические расчеты. Монография может быть полезна ученым, преподавателям, аспирантам, студентам, менеджменту и аналитикам газовых компаний.

М.М. Судо, Р.М. Судо. Нефть и углеводородные газы в современном мире. Издательская группа URSS. 2014. Изд. стереотип. 256 с.



Нефть и природные углеводородные газы занимают особое место в современном мире. Они играют выдающуюся роль в мировой экономике и политике, определяя энергетическую и экономическую стратегию многих стран, и еще долго будут привлекать внимание специалистов и широкой общественности. В предлагаемой читателям книге рассматриваются уникальные природные химические и физические свойства нефти и углеводородных газов. Излагаются представления об их происхождении. Описываются геологические предпосылки формирования нефтегазовых залежей и месторождений. Рассказывается о различных методах разведки и разработки нефтяных и газовых месторождений. Приводятся сведения о географическом распределении в мире и геологических параметрах месторождений нефти и углеводородных газов на суше и в морях. Рассматриваются действующие международные проекты по разработке нефтегазовых месторождений на шельфе Северного Сахалина, а также перспективы развития и эколого-экономические проблемы нефтегазового комплекса. Книга предназначена широкому кругу читателей, интересующихся указанными проблемами.

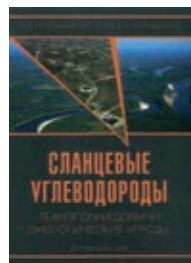
Г. Лутошкин, И. Дунюшкин. Сборник задач по сбору и подготовке нефти, газа и воды на промыслах. Изд-во «Альянс». 2014. 136 с.

В учебном пособии приведены задачи по определению физико-химических свойств нефти, газа, воды и их смесей, расчету



фазовых состояний углеводородных систем, гидравлическому расчету трубопроводов для транспортирования однофазных и многофазных жидкостей, расчету теплообменников и пропускной способности отстойной аппаратуры, определению потерь легких фракций нефти при ее хранении в резервуарах и затрат энергии на разрушение эмульсий. Учебное пособие рассчитано на студентов нефтяных вузов и факультетов.

А.А. Соловьянов, В.В. Тетельмин, В.А. Язев. Сланцевые углеводороды. Технологии добычи. Экологические угрозы. Изд-во «Интеллект». 2014. 296 с.



В учебном пособии приводятся характеристики осадочных пород, сланцевых углеводородов и их распределение в земной коре. Детально описаны технологии бурения и добычи сланцевой нефти и сланцевого газа, при этом существенное внимание уделено теории и практике гидравлического разрыва пород. В книге проанализированы все виды вредных воздействий на окружающую среду при добыче сланцевых углеводородов и мероприятия по минимизации экологического ущерба. Для студентов и преподавателей нефтяных и экологических специальностей и работников нефтегазовой отрасли, экологов.

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



В книге рассказывает о замечательном небольшом городе на юге России — Хадыженске и его славном учебном заведении — Хадыженском нефтяном техникуме, определившем судьбу нескольких молодых поколений этого края и подготовившем более восьми тысяч специалистов для нефтяной промышленности нашей страны. Помимо интересных фактов, географических данных и исторических событий (в 2014 г. Хадыженску исполняется 150 лет), читатель узнает об истории создания техникума, его преподавателях и их подвижническом труде по подготовке высококвалифицированных кадров — нефтяников нового поколения. Как сложилась их судьба, где они трудились, открывали новые месторождения? В каких регионах страны,

республиках, государствах живут, работают сейчас выпускники техникума, имя которому — Хадыженский нефтяной? Обо всем этом читателю расскажет предлагаемая книга, которая будет интересна не только тем, чья судьба прямо или косвенно связана с их малой Родиной, но и всем, кто интересуется историей своей страны, ее богатейшим культурным и историческим наследием.

А. Соловьянов. Экологические последствия разработки месторождений сланцевого газа. Изд-во «Зеленая книга». 2014. 60 с.



Книга посвящена анализу изменений в окружающей среде, вызванных проведением буровых и иных работ (в том числе гидроразрыва пласта) на месторождениях сланцевого газа в США и Великобритании. Анализ проводится

на основании данных, опубликованных исключительно в работах иностранных авторов. В книге описаны последствия освоения месторождений сланцевого газа для состояния атмосферного воздуха рабочей и селебитной зон, для поверхностных водоемов и подземных вод, для геологических структур и здоровья населения. Дается также оценка влияния гидроразрыва сланцевого пласта на сейсмическую активность в районах освоения месторождений, а также оценка (углеродного следа) буровых и добычных работ. В книге проведен анализ законодательства различных стран, добывающих или планирующих добывать сланцевый газ, с точки зрения эффективности регулирования уровня воздействия технологий добычи сланцевого газа на окружающую среду. Издание содержит большой объем количественных данных и многочисленные иллюстрации. Книга будет полезна специалистам компаний нефтегазового сектора, представителям органов государственной власти, участвующим в разработке и контроле исполнения законодательных и нормативных правовых актов в области освоения месторождений углеводородов и охраны окружающей среды, сотрудникам СМИ, специализирующимся в описании природоохранных проблем, экологам общественных организаций, студентам и аспирантам соответствующих учебных заведений.

З.В. Брагина, Е.А. Махова. Энергоэффективность в сфере снабжения сетевым газом. В поисках нестандартных ответов на незадаваемые вопросы. Изд-во «Инфра-М». 2014. 118 с.

Монография содержит разработку научно-методологических положений организации процесса энергосбережения в условиях внутреннего рынка сетевого газа в Российской Федерации.



17 июня 2014 года в Москве на площадке отеля «Ritz Carlton» состоялась презентация исследования Международного энергетического агентства (МЭА) «Россия – 2014. Детальный обзор энергетической политики».

Участие в обсуждении документа приняли представители Минэнерго России, Российского энергетического агентства (РЭА), ключевых федеральных органов исполнительной власти, ведущих российских и зарубежных энергетических компаний, а также международные эксперты. Приветственную речь министра энергетики Российской Федерации А.В. Новака к участникам мероприятия зачитал заместитель министра энергетики Российской Федерации А.Л. Текслер.

«В течение ближайших нескольких лет Обзор будет одним из важнейших источников информации для зарубежных специалистов. Учитывая авторитет Агентства, оценки и факты, представленные в документе, окажут серьезное влияние на восприятие России в мире», — отметил министр в своем обращении, подчеркнув, что Россия надеется на успешное сотрудничество с МЭА вне зависимости от политической конъюнктуры.

Международное энергетическое агентство после 12-летнего перерыва выпустило очередной обзор энергетической политики России. За это время российский топливно-энергетический комплекс сильно изменился. В условиях острой конкуренции и мирового экономического спада Россия сумела сохранить ведущие позиции на мировом энергетическом рынке и роль ключевого глобального поставщика энергии. Объемы добычи сырой нефти и особенно конденсата в России достигли исторического максимума. Были освоены новые нефтяные месторождения Восточной Сибири и начаты крупные экспортные поставки сырой нефти в Азию, главным образом в Китай, где растет спрос на российскую нефть. Благодаря модернизации действующих нефтеперерабатывающих предприятий и введению в эксплуатацию новых мощностей, выросли объемы производства нефтепродуктов, улучшилось их качество.

В области газодобычи увеличилась доля независимых производителей, в частности ОАО «НОВАТЭК» и ОАО «НК «Роснефть». По-прежнему ОАО «Газпром» играет ключевую роль в

газоснабжении Европы: за последние 10 лет выросли объемы экспорта природного газа и была создана новая газотранспортная инфраструктура для экспорта. Сегодня российские компании наращивают поставки природного газа на быстрорастущие энергетические рынки Азиатско-Тихоокеанского региона, в том числе в рамках партнерств с иностранными компаниями. Для стимулирования газодобычи в новых регионах и создания новых мощностей по сжижению природного газа осуществлена частичная либерализация экспорта сжиженного природного газа. Внесены изменения в Налоговый кодекс, что также улучшило условия для развития разработки и освоения нового поколения трудноизвлекаемых и труднодоступных запасов углеводородов. Однако, несмотря на рекордно высокие объемы добычи жидких углеводородов (около 11 млн баррелей в сутки) и высокий уровень цен на нефть (около 110 долл. за 1 баррель нефти марки Urals), российский нефтегазовый сектор, по мнению авторов обзора, исчерпал свой потенциал в качестве движущей силы стабильного и динамичного экономического роста.

Регулируемые тарифы, субсидирование и перекрестное субсидирование

Регулируемые оптовые цены на газ достигли рыночного уровня или даже превысили его в близких к местам добычи районах, при этом независимые поставщики реализуют газ при несколько более низких ценах и получают прибыль. Однако в отдаленных районах регулируемые оптовые цены на газ не позволяют покрыть все издержки поставок, и ОАО «Газпром» остается там единственным поставщиком. Низкие тарифы на розничном рынке делают поставки газа для жилищного сектора экономически непривлекательными для независимых компаний. В секторе теплоснабжения методы формирования тарифов/цен, уровни тарифов и срок действия регулируемых тарифов часто тормозят инвестиции в необходимую модернизацию. МЭА считает, что необходимо



розить регулируемые тарифы позволяет несколько ограничить инфляцию и поддержать конкурентоспособность, но, по мнению авторов обзора, посылает неверный сигнал повышению энергоэффективности, что в свою очередь, может привести к уменьшению инвестиций в инфраструктуру и повышению потребления энергии. МЭА считает, что для повышения конкурентоспособности российской промышленности Правительству Российской Федерации следует разработать меры по сокращению издержек производства, а в секторах теплоснабжения, электроэнергетики и газа устранить перекрестное субсидирование. В настоящее время Правительство Российской Федерации разрабатывает необходимый пакет мер для прекращения этой практики.

Эффективные рынки

МЭА фокусирует внимание на совершенствовании рыночных механизмов развития энергетики в России, в том числе, на стимулировании конкуренции и повышении прозрачности на энергетических рынках. В целях совершенствования институциональной основы МЭА предлагает предоставить Федеральной антимонопольной службе дополнительные полномочия: функции надзора за ситуацией на розничном нефтяном рынке, а также в секторах электроэнергетики и газа, особенно в вопросах, связанных с доступом к инфраструктуре и защитой потребителей. Необходимо предоставить региональным энергетическим

ческим комиссиям (РЭК) ресурсы и полномочия для выполнения всех их обязанностей. Деятельность РЭК должна быть полностью прозрачной и подотчетной, в том числе в сфере установления тарифов на тепловую энергию. В целом Правительству Российской Федерации следует рассмотреть потенциальную экономическую выгоду от дальнейшей приватизации предприятий ТЭКа и ослабления доминирования государственных компаний, которые, как указывается в обзоре, менее эффективны по сравнению с частными предприятиями и мешают свободной конкуренции и рыночной эффективности. Для повышения эффективности их деятельности потребуется как минимум строгий государственный аудит, улучшение системы отчетности и создание системы корпоративного управления в государственных и частных компаниях, представленных на рынке.

Эффективный рынок природного газа необходим для эффективного функционирования рынка электроэнергии, вырабатываемой в значительной мере на основе природного газа. Обеспечение свободного, равноправного и эффективного доступа к газотранспортной системе и честной конкуренции между ОАО «Газпром» и независимыми компаниями положительно скажутся на состоянии газового рынка.

Необходимо консолидировать реформы рынка электроэнергии с целью создания условий для успешного завершения его либерализации. В частности, следует довести до конца реформы корпоративного управления и розничного рынка, создать конкурентный оптовый рынок электроэнергии и мощности. Благоприятные условия для конкуренции на оптовом и розничном рынках — важная предпосылка для привлечения инвестиций в модернизацию тепловых электростанций.

Разработка наиболее рентабельных нефтегазовых запасов

МЭА предполагает, что объемы добычи и экспорта российской нефти в долгосрочной перспективе могут снизиться вследствие уменьшения объема добычи жидких углеводородов и роста внутреннего потребления. Чтобы поддержать высокий уровень добычи жидких углеводородов и тем самым предотвратить спад, связанный с истощением зрелых месторождений Западной Сибири, необходимо уделять больше внимания разработке месторождений сланцевой нефти, увеличению коэффициента извлечения нефти, освоению новых месторождений в Восточной Сибири, на Дальнем Востоке, в Арктике, как на суше, так и на шельфе.

Серьезного внимания заслуживают перспективы поэтапного перехода к налогообложению нефтегазовой отрасли на основе налога на добавленный доход. Нормативно-правовую базу, регулиующую участие иностранных компаний в совместных предприятиях, стоит дополнительно рационализировать для снижения их рисков, облегчения получения кредитов, стимулирования принятия риска и доступа к объектам добычи для малого и среднего бизнеса.

Большой объем экспорта нефти и нефтепродуктов служит источником наполнения государственного бюджета и имеет большое значение для обеспечения мирового баланса нефтеснабжения. Для поддержания этого уровня Правительству Российской Федерации следует далее стимулировать использование газа в транспортном секторе, в частности на общественном и железнодорожном транспорте, а также в грузовых автомобильных перевозках.

Россия имеет прекрасную возможность увеличения экспорта сетевого газа и СПГ, преимущественно на рынки Азиатско-Тихоокеанского региона, где спрос на газ растет наиболее интенсивно, учитывая удобное географическое расположение российских газовых месторождений.

КЛЮЧЕВЫЕ РЕКОМЕНДАЦИИ МЭА

Международное энергетическое агентство считает, что Правительству Российской Федерации следует:

> рассмотреть вопрос о принятии комплекса мер по корректировке политики и реформ, направленных на стимулирование инвестиций в энергетическую инфраструктуру и повышение энергоэффективности, включая незамедлительный отказ от перекрестного субсидирования и постепенную отмену субсидий, повсеместное введение

приборов учета в секторе теплоснабжения, облегчение доступа к финансовым ресурсам и применение соответствующих налоговых стимулов, особое внимание к качеству услуг в области энергоснабжения, устранению взаимосвязи между социальной и энергетической политикой;

> уделить особое внимание эффективному регулированию и практическому применению законодательных и нормативных

актов за счет предоставления надлежащих полномочий и более оперативной координации деятельности федеральных органов власти и координации деятельности федеральных и региональных/местных органов власти, используя мониторинг и контроль за реализацией стратегий;

> содействовать созданию более эффективных рынков энергии, в частности природного газа, нефти и электроэнергии, путем усиления конкуренции и

рыночного ценообразования, ужесточения стандартов корпоративного управления и повышения прозрачности рынков;

> обеспечить разработку наиболее рентабельных нефтегазовых ресурсов России, в частности с помощью методов повышения нефтеотдачи, а также принять меры по максимальному использованию экспортного потенциала нефти и газа, включая ускоренный переход на использование газа в транспорт.



Диссертации

Акиншин А.В. Повышение точности определения подсчетных параметров текстурно-неоднородных песчано-алеврито-глинистых коллекторов по данным геофизических исследований скважин (на примере Викуловских отложений Красноленинского свода): автореферат дис. кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.10 / Акиншин Александр Вадимович; [Место защиты: Тюменский государственный нефтегазовый университет]. — Тюмень, 2013.

Научная новизна:

1. Впервые предложен метод определения площадной доли глинистых прослоев и включений по фотографиям колонки керна, основанный на преобразовании фотографий в яркостную шкалу, с последующим разделением компонентов путем моделирования распределения яркости прослоев нормальным законом.
2. Разработана петрофизическая модель текстурно-неоднородных песчано-алеврито-глинистых пород-коллекторов викуловских отложений Красноленинского свода, описываемая системой уравнений.
3. Разработана методика определения коэффициента проницаемости текстурно-неоднородных пород-коллекторов через коэффициент пористости песчано-алевритовых прослоев и объемную долю глинистых прослоев и включений.
4. Разработана методика определения подсчетных параметров текстурно-неоднородных пород-коллекторов по эмпирическим зависимостям «кern-ГИС» и путем решения системы уравнений, описывающей связи петрофизических и геофизических параметров.

Борисов А.Г. Моделирование капиллярных свойств коллекторов с целью решения промыслово-геологических задач и повышения энергоэффективности вытеснения нефти водой: автореферат дис. кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.10 / Борисов Александр Геннадьевич; [Место защиты: Тюменский государственный нефтегазовый университет]. — Тюмень, 2013.

Научная новизна:

1. Разработан метод исследования капиллярных характеристик горных пород методом центрифугирования, основанный на трехмерном математическом моделировании. В отличие от аналогов, метод позволяет получать кривые капиллярного давления с количеством точек большим, чем количество скоростей центрифугирования. Также в отличие от всех ранее разработанных методов обработки, данный метод позволяет работать с роторами наклонного типа, что весьма актуально для центрифуг отечественного производства.
2. Разработана методика построения капиллярных петрофизических моделей, кото-

рые успешно заменяют J-функцию Леверетта, обеспечивая более точное описание формы капиллярных кривых и значений водонасыщенности. Данная методика позволяет на основе лабораторных экспериментов получать кривые капиллярного давления для заданных значений проницаемости.
- 3. Разработан способ оценки вклада капиллярных сил в добычу нефти. В отличие от ранее существующих способов, разработанный основывается на анализе истории добычи.
- 4. Разработаны способы нагнетания, позволяющие наиболее эффективно задействовать потенциал капиллярных сил залежи и снизить эксплуатационные затраты. В отличие от известного ранее циклического заводнения, предлагаемые режимы обеспечивают плавный запуск и оставку нагнетательных скважин, а также вытеснение нефти в промежуточных направлениях между скважинами.

Ахлюстин О.Е. Закономерности изменчивости физико-механических свойств просадочных грунтов Анапского района Краснодарского края: автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.08 / Ахлюстин Олег Евгеньевич; [Место защиты: Уральский государственный горный университет]. — Екатеринбург, 2013.

Научная новизна:

1. Определены зависимости физико-механических свойств (ФМС) просадочных грунтов I типа грунтовых условий по просадочности (I ТГУП) на территории Анапского района.
2. Установлена взаимосвязь изменения характеристик просадочности с годовым процессом влагонасыщения и дегидратации грунтов в Анапском районе.
3. В качестве предварительного показателя по физическим свойствам грунтов определена величина начального просадочного давления.

Игнатьев С.Ф. Изучение роли разломов и развития трещиноватости в отложениях венда с целью моделирования залежей неструктурного типа: на примере Оморинского месторождения: автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук : 25.00.12 / Игнатьев Сергей Федорович; [Место защиты: Тюмен. гос. нефтегаз. ун-т]. — Тюмень, 2013.

Научная новизна:

1. Выявлено, что разломно-блоковое строение залежей Оморинского месторождения способствует развитию зон разуплотнения и формированию трещинных коллекторов в отложениях венда вне зависимости от литологии, а преобладающее развитие вертикальной трещиноватости объединяет залежи в пределах блоков в единую гидродинамическую систему.

2. Установлено, что терригенные и карбонатные коллекторы близки по ФЕС и содержат УВ в трещинах и капиллярных каналах, соизмеримых с порами, а наличие обменных процессов между двумя средами (трещинами и порами) обуславливает развитие в продуктивных пластах коллекторов четырех типов: трещинный (Т), порово-трещинный (ПТ), трещинно-поровый (ТП) и поровый (П).
3. Уточнено геологическое строение горизонта Б-VIII оскобинской свиты венда, в нем выделено четыре подсчетных объекта: Б-VIII1, Б-VIII2, Б-VIII3 и Б-VIII4.
4. Впервые создана дифференцированная геологическая модель неструктурных залежей горизонта Б-VIII.

Нехаев А.А. Перспективы нефтегазоносности центральной Предзагорской части складчатого борта Месопотамского краевого мегапрогиба (блок Лали, Исламская Республика Иран): автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12 / Нехаев Александр Андреевич; [Место защиты: Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт — ФГУП]. — Санкт-Петербург, 2013.

Научная новизна:

1. Автором выполнен комплексный анализ геологического строения района исследований. Установлены два основных структурных этажа, отличающихся типом и характером деформаций и отчасти по структурному плану, разделенных высокопластичными эвапоритами среднего миоцена. Нижний этаж (подсолевой) сложен в основном карбонатными породами мела и палеогена, а верхний (надсолевой) — молассовыми отложениями верхнего миоцена. Структурные построения по результатам проведенной геологической съемки и интерпретации сейсмических данных выполнены автором, а также подобран комплекс несейсмических геофизических методов для выделения перспективных объектов.
2. Автором выявлен новый тип ловушек, представляющих собой поднадвиговые объекты, что позволяет принципиально по-новому оценить перспективы нефтегазоносности данной зоны. Доказан ранее предполагаемый Фронтальный горный разлом и сочленение его с флексурно-разломной зоной Баларуд, находящейся вблизи северной периклинали антиклинальной зоны Гурпи и представляющей собой крупномасштабный надвиг. Обосновано развитие поднадвиговых антиклиналей и тектонически экранированных ловушек.
3. Автором построены трехмерные структурно-геологические модели по двум основным продуктивным горизонтам; модели лито-фациального распределения, распределения пористости, плоскостей разломов. На основе трехмерных структурно-геоло-



гических моделей выделено 16 перспективных нефтегазоносных объектов, на одном из них, структуре Баларуд, пробурена поисковая скважина, открывшая нефтяное месторождение — более 2 млрд баррелей нефти (150 млн т).

4. Автором установлена граница распространения двух генетических типов нефтей основных нефтегазоносных формаций асмари и сарвак. Нефти типа А заполняют ловушки зоны блока Лали вплоть до Фронтального горного разлома. Нефти типа В характерны для месторождений, расположенных юго-западнее в сторону центральной Предзагорской части Месопотамского прогиба. Прогноз миграции углеводородов от очагов генерации до ловушек выполнен автором. Пути миграции определены по структурному признаку.

Таланкин А.К. Применение трехкомпонентного геоакустического каротажа для решения геологических и технических задач при разработке газовых и газоконденсатных месторождений: на примере месторождений ЯНАО: диссертация ... кандидата геолого-минералогических наук : 25.00.10 / Таланкин Антон Константинович; [Место защиты: Ур. гос. гор. ун-т]. — Екатеринбург, 2013.

Новизна работы:

1. На основании выполненных автором промыслово-геофизических исследований скважин оценена возможность разделения вертикальных и латеральных движений флюидов на газовых и газоконденсатных месторождениях Надым-Пур-Тазовского региона с помощью трехкомпонентного

геоакустического каротажа. Данная возможность позволяет выделять и изучать заколонные, межпластовые, и внутривластовые перетоки различного состава и происхождения.

2. Обоснована необходимость обнаружения и изучения отмеченных перетоков флюидов, так как они представляют серьезные проблемы для технологии процесса добычи углеводородного сырья: как следствие, могут возникать избыточные давления и флюидопроявления на межколонных пространствах скважин, грифообразование на устье скважин, негерметичности обсадных колонн, компоновок подземного оборудования скважин (лифтовых труб, пакеров различных конструкций, клапанов-отсекателей), требующие проведения оперативных технологических мероприятий по их ликвидации.

3. Верифицированы границы частотных диапазонов сейсмоакустической эмиссии при движении воды, газа, газового конденсата в условиях коллекторов месторождений Севера Западно-Сибирского осадочного мега-бассейна. Установленные границы частотных диапазонов сейсмоакустической эмиссии позволяют определить текущую насыщенность коллекторов, что является важнейшей промыслово-геологической задачей, в том числе необходимой для подсчета и оценки балансовых запасов; не всегда классические методы промыслово-геофизических исследований, например, такие, как стационарные нейтронные методы, позволяют корректно определить текущее насыщение объекта исследований, вследствие низкой минерализации пластовых вод. В связи с этим, привлече-

ние иных методов геофизических исследований скважин, позволяющих определить текущее насыщение объекта является обоснованным.

4. На основании выявленной амплитудно-частотной дифференциации сигнала сейсмоакустической эмиссии разработан способ выделения положения и мощности газожидкостных контактов в пластах-коллекторах, а также разделов — в скважинах на месторождениях Ямало-Ненецкого автономного округа, что аналогично п. 3, также является важнейшей промыслово-геологической задачей.

5. Разработана технология выделения границ фазовых превращений флюида в стволе эксплуатационных скважин методом трехкомпонентного геоакустического каротажа и изучена зависимость сейсмоакустической эмиссии газоконденсатной смеси от ее газоконденсатной характеристики. Обычно указанная промысловая задача решается расчетным путем, по имеющимся лабораторным исследованиям флюида (хроматография, PVT — исследования), с определением критических параметров, либо расчетом псевдокритических параметров и корреляцией этих значений с зарегистрированными профилями давлений и температур. Примененный метод трехкомпонентного геоакустического каротажа позволяет практически зафиксировать область фазового перехода, что является уточнением расчетных промысловых данных (либо опровержением, ввиду обстоятельств анизотропии профилей давлений/температур в эксплуатационных скважинах).