

НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

4-2014



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»

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

ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО

- 3 А.Б. Мачулин.** Нормативно-правовое и техническое обеспечение безопасной эксплуатации внутридомового и внутриквартирного газового оборудования жилых и многоквартирных домов

ТРАНСПОРТИРОВКА ГАЗА

- 13 Г.И. Панаедова, И.Г. Панаедов.** Газотранспортные системы Северо-Кавказского региона: состояние и перспективы развития

МЕНЕДЖМЕНТ

- 20 М.В. Афанасьева.** Комплексная оценка эффективности энергетических компаний в области нефинансовой отчетности. Система индексации IES (Innovation, Efficiency, Sustainability)
- 28 Б.М. Карабанов, А.Н. Богатко.** Риск и прибыль: методика точного управления сбалансированным развитием корпорации

НАЛОГИ

- 33 В.В. Понкратов.** Налоговый маневр в российской нефтяной отрасли

НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

- 41** Сохранить устойчивую роль России на энергетических рынках
- 50 П.Н. Завальный.** Мировой газовый рынок: основные тенденции, вызовы и возможности РФ по его обеспечению природным и сжиженным газом
- 56** «Круглые столы» РГО
- 58 С.Л. Комлев.** Мировой опыт в ценообразовании на природный газ
- 60 С.И. Буянов, А.С. Буянов, Ф.А. Морейнис.** Обзор мирового рынка переоборудования флота с учетом жестких экологических норм. Экономика предлагаемых решений
- 65 Я.А. Евдокимов, Е.П. Лавров, Д.Б. Цудиков.** Практические способы ускорения заправок на АГНКС
- 69 В.Ю. Журавлёв.** Важная народно-хозяйственная задача

ВАХТОВЫЙ МЕТОД

- 74 О.П. Андреев, А.К. Арабский, В.С. Крамар.** О безопасности функционирования предприятий с вахтовым методом организации труда и непрерывным технологическим циклом

МЕТОДОЛОГИЯ

- 79 В.В. Романов, И.И. Рахматуллин.** Методы сейсморазведки в инженерно-геофизических изысканиях
- 86 Н.А. Псёл, Р.С. Прокопьев, А.И. Турбин.** Методика испытаний модернизированной системы обнаружения утечек и контроля активности для мониторинга газо- и нефтепроводов

ТЕХНОЛОГИИ

- 93 Е.В. Устинов.** Расчет теплового КПД аппаратов воздушного охлаждения газа с инверторным приводом

КОНФЕРЕНЦИИ И ВЫСТАВКИ

- 97 В.А. Карасевич, А.В. Албул.** Инновации в газовой промышленности — двигатель чистой энергетики

ЛЮДИ НАУКИ

- 104 П.Г. Цыбульский, Б.А. Григорьев.** Замечательный ученый, обладающий даром научного предвидения

СОЦИАЛЬНОЕ ПАРТНЕРСТВО

- 106 О.Ф. Жилин.** Общероссийскому объединению работодателей нефтяной и газовой промышленности — 4 года

ДОСТИЖЕНИЯ

- 110 Д. Киселёва.** Премия им. Н.К. Байбакова за научную работу

НАУЧНЫЕ ИНСТИТУТЫ

- 112** ОАО «ВНИИ НП» — двигатель современной науки



НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

№ 4
сентябрь-декабрь
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»

И.о. главного редактора —
Руслан Гайсин
тел.: +7 495 660-55-80, доб. 220
glred@gb2012.ru

Ответственный редактор,
ученый секретарь
Научно-редакционного совета —
Надежда Тверецкая
тел.: +7 915 006-55-86
article@infargo.net

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

Дизайнер-верстальщик —
Леонид Листвин

Корректор —
Надежда Чайковская

Подписано в печать: 03.12.2014

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



XII международный форум ГАЗ РОССИИ 2014

XII international forum
GAS OF RUSSIA 2014

Российское Газовое Общество

11 ДЕКАБРЯ 2014 ГОДА

Москва, Зубовский бульвар, 4
Международный мультимедийный центр
ФГУП МИА "Россия сегодня"

Программа:

Пленарная сессия:

Газовая отрасль России - тенденции, вызовы,
перспективы развития.

Панельная дискуссия:

Российский газ на внутреннем и внешнем рынках.

Круглые столы:

1. Развитие газовой отрасли России в документах стратегического планирования.
2. Регуляторная среда нефтегазовой отрасли: снижение административных барьеров.
3. Вопросы законодательного регулирования разведки и добычи углеводородов на континентальном шельфе Российской Федерации.

Регистрация участия на сайте: www.gazo.ru



Нормативно-правовое и техническое обеспечение безопасной эксплуатации внутридомового и внутриквартирного газового оборудования жилых и многоквартирных домов

А.Б. Мачулин, генеральный директор ООО «Промгазэнергосервис»

Аннотация. В данной статье рассматривается актуальная проблема обеспечения безаварийной эксплуатации газифицированных жилых и многоквартирных домов. Проведен детальный анализ предлагаемых Минстроем России, депутатами Государственной Думы РФ изменений в Федеральный закон от 31 июля 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации», устанавливающих исключительное право газораспределительной организации на техническое обслуживание и ремонт внутридомового и внутриквартирного газового оборудования, которые были оспорены автором. На основании научно-технических исследований автор предлагает порядок решения проблемы при развитии конкуренции и повышении ответственности всех участников рынка. Предложенные исследования могут быть использованы руководителями и специалистами отрасли в практической работе.

Ключевые слова: газоснабжение, обслуживание, конкуренция, газопроводы, оборудование, правила.

Normative and legal and technical supply of safe maintenance of the intra house and intra room gas equipment inhabited and apartment houses

A.B. Machulin, Limited liability company «Promgazenergосervis»

Abstract. In this article the actual problem of support of accident-free maintenance installed gas inhabited and apartment houses is considered. The detail analysis offered by Ministry of Construction, Architecture and Housing of Russia, deputies of the State Duma of the Russian Federation of the changes in the Federal law of 31.07.1999 to No. 69-FZ «About gas supply in the Russian Federation» setting an exclusive right of the gas-distribution organization to maintenance and repair of the intra house and intra room gas equipment which were disputed by the author is carried out. Based on scientific and technical researches the author offers solve order of a problem in case of development of the competition and increase of responsibility of all participants of the market. The offered researches can be used by principals and to specialists of branch in practical operation.

Key words: gas supply, service, competition, gas conduits, equipment, rules.

УДК 696.2-027.4



Правила 410 и законодательные инициативы

Период эксплуатации сетей газопотребления жилых и многоквартирных домов включает в себя временной интервал от приемки их после завершения строительства до ликвидации жилого здания.

При эксплуатации сетей газопотребления собственники или уполномоченные ими иные лица организуют постоянный контроль и поддерживают сеть в исправном состоянии, для чего осуществляют обходы, техническое обслуживание, ремонт, диагностику, замену (реконструкцию) внутридомового и внутриквартирного газового оборудова-

ния, контролируют состояние дымоходов и вентканалов. Правоустанавливающие требования к эксплуатации зданий изложены в Жилищном и Гражданском кодексах Российской Федерации и являются основой для формирования иных нормативно-правовых актов, регулирующих отношения хозяйствующих субъектов, а также устанавливают требования к системам, процессам, Исполнителям и Потребителям при обеспечении безопасного и постоянного газоснабжения.

С переходом от государственного регулирования к рыночным отношениям многие институты власти и хозяйствующие субъекты оказались не готовы в новых условиях определить порядок и организовать безопасную эксплуатацию систем газопотребления жилых зданий. Убедительным подтверждением являются вступившие 1 июня 2013 года в действие Пра-



вила пользования газом в части обеспечения безопасности при использовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования при предоставлении коммунальной услуги по газоснабжению, утвержденные постановлением Правительства Российской Федерации от 14 мая 2013 года № 410 (далее — Правила 410). Настоящие Правила 410 наделили исключительным правом осуществлять деятельность по техническому обслуживанию, ремонту и замене внутридомового и (или) внутриквартирного газового оборудования только газораспределительную организацию, осуществляющую транспортировку газа по договору с поставщиком газа. Решением Верховного Суда Российской Федерации дело от 10 декабря 2013 года № АКПИ 13-826 признаны не действующими пункты Правил 410, монополизирующие техническое обслуживание, ремонт, замену внутридомового и внутриквартирного газового оборудования газораспределительными организациями. Вступившие в законную силу судебные постановления в соответствии со ст. 13 Гражданского процессуального кодекса РФ, является обязательным для всех без исключения органов государственной власти, органов местного самоуправления, общественных объединений, должностных лиц, граждан, организаций и подлежит неукоснительному исполнению на всей территории Российской Федерации, а неисполнение судебного постановления, а равно иное проявление неуважения к суду влечет за собой ответственность, предусмотренную федеральным законом.

Игнорируя процессуальные нормы права, Минстрой России предпринял очередную попытку монополизации технического обслуживания и ремонта внутридомового и внутриквартирного газового оборудования газораспределительной организацией путем внесения изменений в Федеральный закон от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации», а именно: в феврале месяце 2014 года Минстрой России приступил к разработке проекта Федерального закона «О внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации

по вопросам обеспечения безопасности при использовании и содержании внутридомового и (или) внутриквартирного газового оборудования». С 15 апреля по 14 июня 2014 года проведено публичное обсуждение вышеуказанного проекта федерального закона.

Следует отметить, что в ходе публичного обсуждения на Едином портале regulation.gov.ru опубликовано 222 экспертных заключения с доказательствами о незаконной монополизации газораспределительной организацией рынка услуг (работ) по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и внутриквартирного газового оборудования и около 30 экспертных заключений от главных инженеров газораспределительных организаций в поддержку указанного проекта Федерального закона.

В августе 2014 года на официальном сайте Государственной Думы ФС РФ размещен законопроект № 580331-6. Данный законопроект внесен депутатами Государственной Думы ФС РФ. Проект Федерального закона предусматривал внести в Федеральный закон от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» следующие изменения:

1. Наименование главы IX изложить в следующей редакции:
— «IX. Правовые основы регулирования безопасности при осуществлении газоснабжения».
2. Дополнить статью 331 следующего содержания:
— «статья 331. Обеспечение безопасной эксплуатации внутридомового и внутриквартирного газового оборудования».

Техническое диагностирование, техническое обслуживание и ремонт внутридомового и внутриквартирного газового оборудования осуществляется исключительно газораспределительными организациями.

Предлагаемый законопроект, так же был направлен на незаконную монополизацию газораспределительной организацией услуг (работ) по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и внутриквартирного газового оборудования (далее — ВД и ВКГО). Противоречия проекта Федерального закона № 580331-6 обобщены и приведены в таблице.

Противоречия проекта Федерального закона действующему законодательству РФ

| Наименование нормативного правового акта | Несоответствия (противоречия) |
|--|---|
| Конституция Российской Федерации | Согласно ст. 8 КРФ, в Российской Федерации гарантируются единство экономического пространства, свободное перемещение товаров, услуг и финансовых средств, <i>поддержка конкуренции, свобода экономической деятельности</i> . Согласно ч. 2 ст. 34 КРФ, <i>не допускается экономическая деятельность, направленная на монополизацию и недобросовестную конкуренцию</i> . |
| Жилищный кодекс Российской Федерации | Статьей 14 ЖК РФ определены полномочия органов местного самоуправления (ОМСУ) в области жилищных отношений, перечень которых не является исчерпывающим. Согласно п. 10 ч. 1 ст. 14 ЖК РФ, <i>ОМСУ могут быть наделены и иными полномочиями, отнесенными к полномочиям органов местного самоуправления в области жилищных отношений</i> Конституцией Российской Федерации, настоящим Кодексом, другими феде- |



| Наименование нормативного правового акта | Несоответствия (противоречия) |
|---|---|
| | ральными законами, а также законами соответствующих субъектов Российской Федерации. |
| Федеральный закон от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» | Согласно ст. 7 данного ФЗ, организация газоснабжения населения является полномочием органов местного самоуправления поселений и осуществляется в порядке, установленном законодательством Российской Федерации и муниципальными нормативными правовыми актами. Организация газоснабжения поселений в границах муниципального района является полномочием органов местного самоуправления муниципального района и осуществляется в порядке, установленном законодательством Российской Федерации и муниципальными нормативными правовыми актами. |
| Федеральный закон от 6 октября 2003 года № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в Российской Федерации» | Согласно ст. 14 данного ФЗ, организация в границах городского, сельского поселения газоснабжения населения, относится к вопросам местного значения в пределах полномочий, установленных законодательством Российской Федерации. При этом, согласно Разделу XIII «Особенности предоставления коммунальной услуги газоснабжения потребителей по централизованной сети газоснабжения» Правил предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденных постановлением Правительства РФ от 6 мая 2011 года № 354 (далее — Правила № 354), газоснабжение потребителя осуществляется при условии организованного исполнителем (юридическое лицо независимо от организационно-правовой формы или индивидуальный предприниматель, предоставляющие потребителю коммунальные услуги) <i>надлежащего технического обслуживания и ремонта внутридомового газового оборудования и внутриквартирного газового оборудования</i> , которые должны осуществляться специализированной организацией по соответствующим договорам. |
| Гражданский кодекс Российской Федерации | Статья 49 ГК РФ «Правоспособность юридического лица». 1. Юридическое лицо может иметь гражданские права, соответствующие целям деятельности, предусмотренным в его учредительном документе (статья 52 ГК РФ), и нести связанные с этой деятельностью обязанности. <i>Коммерческие организации, за исключением унитарных предприятий и иных видов организаций, предусмотренных законом, могут иметь гражданские права и нести гражданские обязанности, необходимые для осуществления любых видов деятельности, не запрещенных законом.</i> В случаях, предусмотренных законом, юридическое лицо может заниматься отдельными видами деятельности только на основании специального разрешения (лицензии), членства в саморегулируемой организации или выданного саморегулируемой организацией свидетельства о допуске к определенному виду работ. 2. <i>Юридическое лицо может быть ограничено в правах лишь в случаях и в порядке, предусмотренных законом. Решение об ограничении прав может быть оспорено юридическим лицом в суде.</i> Согласно ч. 4 ст. 49 ГК РФ, гражданско-правовое положение юридических лиц и порядок их участия в гражданском обороте (статья 2) регулируются настоящим Кодексом. Особенности гражданско-правового положения юридических лиц отдельных организационно-правовых форм, видов и типов, а также юридических лиц, созданных для осуществления деятельности в определенных сферах, определяются в соответствии с настоящим Кодексом, другими законами и иными правовыми актами. |
| Федеральный закон от 4 мая 2011 года № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности» | Согласно ст. 12 данного ФЗ, <i>диагностирование, техническое обслуживание и ремонт внутридомового и внутриквартирного газового оборудования (в том числе и бытового газоиспользующего оборудования), в Перечень видов деятельности, на которые требуются лицензии, не входит.</i> |
| Гражданский процессуальный кодекс Российской Федерации | Статья 13 ГПК РФ «Обязательность судебных постановлений». 1. <i>Суды принимают судебные постановления</i> в форме судебных приказов, решений суда, определений суда, постановлений президиума суда надзорной инстанции. 2. <i>Вступившие в законную силу судебные постановления, а также законные распоряжения, требования, поручения, вызовы и обращения судов являются обязательными для всех без исключения органов государственной власти, органов местного самоуправления, общественных объединений, должностных лиц, граждан, организаций и подлежат неукоснительному исполнению на всей территории Российской Федерации.</i> 3. Неисполнение судебного постановления, а равно иное проявление неуважения к суду влечет за собой ответственность, предусмотренную федеральным законом. |



| Наименование нормативного правового акта | Несоответствия (противоречия) |
|---|---|
| Федеральный закон от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» | Глава I «Общие положения» (в том числе ст.ст. 1–7), Глава II «Основы государственного регулирования газоснабжения в Российской Федерации», Глава IX «Правовые основы промышленной безопасности систем газоснабжения в Российской Федерации» данного ФЗ — не соответствуют предмету регулирования в целом — ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» не регулирует отношения в сфере диагностирования, ТО и ремонта внутридомового и внутриквартирного газового оборудования. При этом, согласно ст. 5 Федерального закона «О газоснабжении в Российской Федерации», единые правовые основы формирования рынка и ценовой политики, единые требования энергетической, промышленной и экологической безопасности, установленные настоящим Федеральным законом, другими федеральными законами и принимаемыми в соответствии с ними иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, действуют только для входящих в федеральную систему газоснабжения организаций (в том числе организаций — собственников газораспределительных систем (ГРО), в свою очередь, организации, осуществляющие ТО и ремонт ВД и ВКГО, в том числе и само ВД и ВКГО, в федеральную систему газоснабжения не входят. Так же, согласно ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» (в том числе ст. 7 данного ФЗ), ГРО не наделена исключительным правом на осуществление диагностирования, ТО, ремонта, замены внутридомового и внутриквартирного газового оборудования. |
| Федеральный закон от 17 августа 1995 года № 147-ФЗ «О естественных монополиях» | Согласно ст. 4 данного ФЗ, сфера деятельности — «техническое диагностирование, техническое обслуживание и ремонт внутридомового и внутриквартирного газового оборудования (в том числе и газоиспользующего оборудования)», в отличие от «транспортировки газа», не входит в регулируемую сферу деятельности субъектов естественных монополий, а является свободной экономической деятельностью (согласно действующему законодательству РФ). |
| Федеральный закон от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» | Внутридомовое и внутриквартирное газовое оборудование, а также многоквартирные, жилые дома, в которых расположено данное газовое оборудование, согласно нормам данного ФЗ, ЖК РФ, п. 2 Правил № 410, Правилам № 354, не являются опасными производственными, промышленными объектами, в связи с чем, не относится к предмету регулирования ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». |
| Федеральный закон от 26 июля 2006 года № 135-ФЗ «О защите конкуренции» | Согласно п. 17 ст. 4, к признакам ограничения конкуренции относится — сокращение числа хозяйствующих субъектов, не входящих в одну группу лиц, на товарном рынке, иные обстоятельства, создающие возможность для хозяйствующего субъекта или нескольких хозяйствующих субъектов в одностороннем порядке воздействовать на общие условия обращения товара на товарном рынке, а также установление органами государственной власти, органами местного самоуправления, организациями, участвующими в предоставлении государственных или муниципальных услуг, при участии в предоставлении таких услуг требований к товарам или к хозяйствующим субъектам, не предусмотренных законодательством Российской Федерации. Глава 3 ФЗ «О защите конкуренции» содержит нормы определяющие запрет на ограничивающие конкуренцию акты, действия (бездействие), соглашения, согласованные действия федеральных органов исполнительной власти, органов государственной власти субъектов РФ, органов местного самоуправления, иных осуществляющих функции указанных органов органов или организаций, участвующих в предоставлении государственных или муниципальных услуг, а также государственных внебюджетных фондов, Центрального Банка РФ. В свою очередь, согласно ст. 19 данного ФЗ, <i>государственные или муниципальные преференции на основании соответствующих правовых актов могут быть предоставлены также в целях поддержки субъектов малого и среднего предпринимательства.</i> |
| Закон Российской Федерации от 7 февраля 1992 года № 2300/1-1 «О защите прав потребителей» | Статья 6 «Обязанность изготовителя обеспечить возможность ремонта и технического обслуживания товара» Изготовитель обязан обеспечить возможность использования товара в течение его срока службы. Для этой цели изготовитель обеспечивает ремонт и техническое обслуживание товара , а также выпуск и поставку в торговые и ремонтные организации в необходимых для ремонта и технического обслуживания объеме и ассортименте запасных частей в течение срока производства товара и после снятия его с производства в течение срока службы товара, а при отсутствии такого срока в течение десяти лет со дня передачи товара потребителю. |



| Наименование нормативного правового акта | Несоответствия (противоречия) |
|---|--|
| <p>Правила пользования газом в части обеспечения безопасности при использовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования при предоставлении коммунальной услуги по газоснабжению, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 14 мая 2013 года № 410 (далее — Правила № 410)</p> | <p>Согласно п. 2 Правил № 410, ВД и ВКГО, его диагностирование, ТО и ремонт не относится к предмету регулирования ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации». Согласно п. 7 Правил № 410, аварийно-диспетчерское обеспечение осуществляется ГРО в соответствии с законодательством Российской Федерации и настоящими Правилами без заключения отдельного договора об аварийно-диспетчерском обеспечении и в состав диагностирования, ТО и ремонта ВД и ВКГО не входит. Данный довод также обоснованно подтверждается пп. б) п. 3 постановлением Правительства РФ от 14 мая 2013 года № 410 «О мерах по обеспечению безопасности при использовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования».</p> |
| <p>Правила предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах и жилых домов, утвержденные Постановлением Правительства РФ от 6 мая 2011 года № 354 (далее — Правила № 354)</p> | <p>Раздел XIII «Особенности предоставления коммунальной услуги газоснабжения потребителей по централизованной сети газоснабжения» Правил № 354, согласно п. 131 Правил № 354, газоснабжение потребителя осуществляется при условии организованного исполнителем (юридическое лицо независимо от организационно-правовой формы или индивидуальный предприниматель, предоставляющие потребителю коммунальные услуги) надлежащего технического обслуживания и ремонта внутридомового газового оборудования и внутриквартирного газового оборудования. Согласно п. 133 Правил № 354, ТО и ремонт ВД и ВКГО осуществляет не только ГРО, но и иные специализированные организации (соответствующие доказательства так же находятся в Верховном Суде РФ в материалах дела № АКПИ13-826).</p> |
| <p>Вступившее 14 января 2014 года в законную силу Решение Верховного Суда РФ от 10 декабря 2013 года дело № АКПИ13-826 (далее — Решение ВС РФ), согласно которому признаны недействующими соответствующие нормы Правил № 410, в части, наделяющей исключительным правом осуществлять деятельность по техническому обслуживанию, ремонту и замене внутридомового и (или) внутриквартирного газового оборудования только газораспределительную организацию, осуществляющую транспортировку газа по договору с поставщиком газа.</p> | <p>Статья 13 ГПК РФ «Обязательность судебных постановлений» 1. Суды принимают судебные постановления в форме судебных приказов, решений суда, определений суда, постановлений президиума суда надзорной инстанции. 2. Вступившие в законную силу судебные постановления, а также законные распоряжения, требования, поручения, вызовы и обращения судов являются обязательными для всех без исключения органов государственной власти, органов местного самоуправления, общественных объединений, должностных лиц, граждан, организаций и подлежат неукоснительному исполнению на всей территории Российской Федерации. 3. Неисполнение судебного постановления, а равно иное проявление неуважения к суду влечет за собой ответственность, предусмотренную федеральным законом.</p> |

Обсуждение законопроекта № 580331-6 в органах исполнительной и законодательной власти РФ привели к логическому итогу. 20 октября 2014 года на официальном портале duma.ru размещена информация об отзыве данного законопроекта.

Техническое обслуживание внутридомового и внутриквартирного газового оборудования — основа безопасной их эксплуатации

В обеспечении безопасной эксплуатации жилых зданий и бесперебойного газоснабжения участвуют органы местного самоуправления, поставщик газа, эксплуатационные и управляющие организации (ТСЖ, кооперативы — далее управляющие организации) собственники, наниматели, газораспределительные организации и их аварийно-диспетчерские служ-

бы, специализированные организации, государственная жилищная инспекция и другие лица.

Безопасная эксплуатация жилых зданий достигается выполнением комплекса мер, установленных нормативными правовыми актами, в том числе включающих:

- техническое обслуживание внутридомового и внутриквартирного газового оборудования (по договору между исполнителем и заказчиком (управляющей организацией, собственниками (нанимателями, пользователями) жилых помещений);
- выполнение текущего ремонта, устранение утечек газа;
- своевременная диагностика газопровода;
- капитальный ремонт (реконструкция) внутридомового и внутриквартирного газового оборудования;



- своевременная замена газоиспользующего оборудования по истечению срока службы установленного Изготовителем или в период срока службы при установлении существенного недостатка газоиспользующего оборудования;
- проведение в установленные сроки технического обслуживания вентканалов и дымоходов и при необходимости их ремонта;
- выполнение Изготовителем в установленные сроки заявочного ремонта газоиспользующего оборудования;
- инструктаж Пользователей (собственников, нанимателей) по правилам безопасного пользования газом в быту под роспись;
- своевременное выполнение уведомлений о выявленных нарушениях, направленных специализированной организацией, газораспределительной организацией в адрес управляющей организации;
- надлежащий контроль и надзор государственной жилищной инспекцией за обязательным заключением договоров на техническое обслуживание и ремонт внутридомового и внутриквартирного газового оборудования при газоснабжении; своевременным исполнением уведомлений и предписаний.

Из перечня мер и действий, осуществляемых в ходе эксплуатации внутридомового и внутриквартирного газового оборудования, техническое обслуживание занимает по объему незначительную часть комплекса работ, но по значимости самую важную и самую сложную с точки зрения временных потерь для специализированной и газораспределительной организаций.

Важность технического обслуживания заключается в том, что при надлежащем его проведении выявляются зоны риска, которые влияют на безопасную эксплуатацию сети газопотребления, формируется база данных по состоянию и содержанию газового оборудования, определяется динамика возрастных изменений, на основании полученных данных формируется текущий и перспективный план ремонтов, диагностики, замены газового оборудования.

При выявлении технических рисков, важно определить причину их образования, степень коррозионных повреждений, степень износа устройств, нарушение правил эксплуатации (выявить нарушение герметичности футляров, факты заземления на газопроводы и касание токоведущих устройств к газопроводу, самовольная прокладка газопровода и самовольное подключение газоиспользующего оборудования и др.). В ходе технического обслуживания необходимо, при возможности, выявлять предпосылки к возникновению аварий и инцидентов в результате человеческого фактора. Особо следует обратить внимание на собственников, нанимателей с ограниченными возможностями, находящихся без постоянного присмот-

ра; лиц с психическими расстройствами; лиц, состоящих на учете в наркологическом диспансере и др. лиц. В зоне индивидуального риска находится и газовое оборудование в квартирах (помещениях), сдающихся без оформления соответствующего договора. Следует обратить внимание и на социальные риски, которые возникают вследствие отсутствия пропаганды, разъяснительной работы о необходимости и обязательном проведении технического обслуживания внутридомового и внутриквартирного газового оборудования и его оплаты.

Основанием осуществления надлежащего технического обслуживания внутридомового и внутриквартирного газового оборудования является договор. Заключение договора на техническое обслуживание внутридомового газового оборудования в жилых и многоквартирных домах специализированной, газораспределительной организациями не вызывает противоречий и возражений в управляющих организациях.

Существует проблема заключения обязательного договора о техническом обслуживании и ремонте внутриквартирного газового оборудования в многоквартирных домах, в связи с тем, что заказчики — собственники (наниматели, пользователи) жилых помещений многоквартирных домов, в противоречие Правилам № 354 и Правилам № 410 по своей инициативе (самостоятельно) не исполняют свои обязательства — не заключают обязательный для них при газоснабжении договор о техническом обслуживании и ремонте внутриквартирного газового оборудования.

В большинстве случаев отсутствует и делегирование полномочий собственниками (нанимателями) управляющим организациям, иным уполномоченным лицам на заключение договора о техническом обслуживании и ремонте внутриквартирного газового оборудования. При этом в нарушение ст. 161 Жилищного кодекса РФ, пунктов 128, 131 Правил № 354, Правил № 410 управляющие организации и др. полностью самоустранились и не обеспечивают, не организуют (не оказывают содействие) по заключению договоров на техническое обслуживание и ремонт внутриквартирного газового оборудования.

В такой ситуации во исполнение Правил № 354, 410 в соответствии со ст. 437 ГК РФ Исполнитель — специализированная организация имеет реальную возможность, в том числе с помощью третьих лиц на возмездной основе, реализовать свое право по направлению оферты — публичной оферты в адрес заказчика (собственника, нанимателя), проживающего в многоквартирном доме, для заключения публичного договора о техническом обслуживании внутриквартирного газового оборудования, с применением платежного документа (единого платежного документа).

Вторая проблема в организации надлежащего технического обслуживания и ремонта внутридомового и внутриквартирного газового оборудования за-



ключается в ограничении собственниками, нанимателями доступа специалистов специализированной, газораспределительной организаций к газовому оборудованию, расположенному в занимаемом ими помещении. Решение данной проблемы зависит от собственника, нанимателя, от управляющих организаций и мер административного воздействия.

Анализируя результаты проведения технического обслуживания и ремонта ВД и ВКГО, применение требований нормативных правовых актов, следует отметить, что обеспечить надежное газоснабжение и безопасность многоквартирных домов возможно только в результате согласованных действий органов местного самоуправления, управляющих организаций, поставщика газа, газораспределительной организации, специализированной организации и государственной жилищной инспекции. Управляющая организация, заключив договор на техническое обслуживание и ремонт внутридомового газового оборудования со специализированной организацией или газораспределительной организацией, организует заключение публичного договора на техническое обслуживание внутриквартирного газового оборудования с собственниками, нанимателями, проживающими в многоквартирном доме. Собственники, наниматели имеют право, как заказчики, самостоятельно заключить прямой договор или делегировать право заключения данного договора управляющей организации. Техническое обслуживание внутридомового и внутриквартирного газового оборудования осуществляется в соответствии с требованиями Правил 410 и Порядка содержания и ремонта внутридомового газового оборудования в РФ, утвержденного приказом Минрегиона России от 26 июня 2009 года № 239.

Выявленные недостатки, которые должны быть устранены собственниками, нанимателями в сроки, установленные специализированной или газораспределительной организацией в форме уведомления, направляются в управляющую организацию и под роспись, в виде акта, собственнику, нанимателю. Целесообразно уведомление о выявленных нарушениях направить в Государственную жилищную инспекцию и поставщику газа для осуществления в дальнейшем контроля за их исполнением. Выявленные утечки газа устраняются немедленно в период технического обслуживания специализированной или газораспределительной организацией. Аварийные заявки выполняются с привлечением аварийной службы газораспределительной организации. Работы по ремонту внутридомового и внутриквартирного газового оборудования выполняются за отдельную плату в соответствии с прейскурантом организаций (исполнителя).

В настоящее время на территории РФ доминирующее положение по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и внутриквартирного газового оборудования занимают газораспределительные

организации. Ремонт и техническое обслуживание внутридомового и внутриквартирного газового оборудования, особенно в отдаленных поселениях, осуществляется, в большинстве случаев, по заявкам. В свою очередь малый бизнес, учитывая существующие административные барьеры, не развивается. В итоге, при отсутствии сил и средств в газораспределительной организации, специализированных организаций, в регионах организовать надлежащее техническое обслуживание внутридомового и внутриквартирного газового оборудования не представляется возможным, аварийность растет и перспективы остаются неутешительными. Отсутствие конкуренции влечет снижение качества услуг (работ), повышение цен, порождает коррупционную составляющую.

Сегодня нет однозначного представления об определении критериев к специализированной организации. Очевидно, что лицензирование, саморегулирование в отношении специализированных организаций по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и внутриквартирного газового оборудования, не предусмотрено, а применение системы страхования к специализированным и газораспределительным организациям повлечет повышение тарифов, но не повысит качество услуг (работ).

Идентификация термина «специализированная организация», с учетом вида деятельности и ответственности, по нашему убеждению, должна соответствовать следующим признакам: специализированная организация — юридическое лицо, основным видом деятельности которого является техническое обслуживание и ремонт внутридомового и внутриквартирного газового оборудования. Основной вид деятельности подтвержден присвоением кода экономической деятельности по ОКВЭД. Организация должна иметь обученный и аттестованный персонал в количестве, обеспечивающем исполнение заключенных договоров на техническое обслуживание и ремонт внутридомового и внутриквартирного газового оборудования. Специализированная организация должна направить уведомление в государственную жилищную инспекцию о начале своей деятельности по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и внутриквартирного газового оборудования.

Существующее мнение о том, что на рынке услуг (работ) по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и внутриквартирного газового оборудования возможно появление бесконтрольных и недобросовестных специализированных организаций, лишено логики. Приступить к осуществлению деятельности по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и внутриквартирного газового оборудования специализированная организация может при заключении договора с управляющей организацией, которая, в свою очередь, осуществляет выбор между газораспределительной организацией и специали-



рованными организациями. В выборе организации могут участвовать и органы местного самоуправления. Контроль за деятельностью специализированных организаций осуществляет государственная жилищная инспекция. Взаимодействие с газораспределительной организацией и ее аварийно-диспетчерской службой, поставщиком газа, который непосредственно организует техническое обслуживание и ремонт внутриквартирного газового оборудования, не оставляет никаких возможностей специализированной организации быть недобросовестной. Следует отметить то, что утверждение об обязательном наличии аварийно-диспетчерской службы у специализированной организации, некорректно и противоречит нормам права. И вот почему. В конечную стоимость газа, поставленного потребителям, включены затраты на услуги газораспределительной организации по транспортировке газа, в которые, согласно п/п б п. 3 постановления Правительства РФ от 14 мая 2013 года № 410, так же включена плата за аварийно-диспетчерское обеспечение внутридомового и внутриквартирного газового оборудования газораспределительной организацией. Таким образом, содержание аварийно-диспетчерской службы газораспределительной организации обеспечивают все потребители, приобретающие газ.

Согласно п. 7 Правил № 410, аварийно-диспетчерское обеспечение осуществляется газораспределительной организацией в соответствии с законодательством РФ и Правилами № 410 без заключения отдельного договора об аварийно-диспетчерском обеспечении. При этом, границы имущественного разделения (ответственности) не влияют на использование аварийно-диспетчерской службы при предоставлении коммунальной услуги по газоснабжению потребителей. Таким образом, действующим законодательством РФ обязательное требование по наличию аварийно-диспетчерской службы предъявлено только к газораспределительной организации. В противном случае, возникают двойные затраты по аварийно-диспетчерскому обеспечению внутридомового и внутриквартирного газового оборудования (одни — в случае газораспределительной организацией) и по транспортировке газа, другие — в случаях (работах) по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и внутриквартирного газового оборудования, компенсация которых ляжет на конечных потребителей газа (граждан). Так же следует отметить, что согласно п. 2 Правил № 410, аварийно-диспетчерское обеспечение — это комплекс мер по предупреждению и локализации аварий, возникающих в процессе использования внутридомового и внутриквартирного газового оборудования, направленных на устранение непосредственной угрозы жизни или здоровью граждан, причинения вреда имуществу физических и юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, жизни или здоровью животных и растений, который, согласно п. 2 Правил № 410, в состав технического диагностирования, технического обслуживания и ремонта внутридомового и внутриквартирного газового обслуживания, не входит, то есть, как и техническое обслуживание, ремонт внутридомового и внутриквартирного газового обслуживания является самостоятельным комплексом мер. Из нашей практики, с началом надлежащего технического обслуживания и ремонта внутридомового и внутриквартирного газового обслуживания специализированной организацией удалось снизить количество выездов аварийных бригад за два





года в три раза (анализ проведен за 2009–2014 годы по поселку Развилка Московской области).

Необходимо обратить внимание на эксплуатацию газоиспользующего оборудования. В соответствии с Законом РФ «О защите прав потребителей» Изготовитель обязан обеспечить возможность использования товара в течение его срока службы. Таким образом, при возникновении неисправности в период срока службы, уполномоченная Изготовителем организация по заявке Потребителя осуществляет ремонт, замену узлов, запасных частей, восстанавливает функциональные возможности газоиспользующего оборудования.

При проведении планового периодического технического обслуживания и ремонта внутриквартирного газового оборудования, специализированными или газораспределительными организациями осуществляются конкретные, установленные нормативными правовыми актами, действия. Проверяется срабатывание автоматики безопасности, полнота сгорания газа, чистка горелок, герметичность газопроводов, исправность кранов. Анализ аварий в регионах показал, что более 60% аварий возникли вследствие неисправного газоиспользующего оборудования, которое эксплуатируется с превышением установленного срока службы. Срок службы газоиспользующего оборудования устанавливает Изготовитель, если он не установил срок службы, тогда в соответствии с Законом РФ «О защите прав потребителей» для газоиспользующего оборудования срок службы устанавливается 10 лет с момента его продажи, а если дата продажи не определена, то с момента его изготовления. Дату изготовления Изготовитель записывает в руководство по эксплуатации и наносит на табличку, которую крепит к каждой плите.

По окончании срока службы товара, Изготовитель не несет ответственности за безопасную его эксплуатацию, а в протоколе сертификационных испытаний газоиспользующего оборудования Орган по сертификации констатирует, что по истечению срока службы прибор подлежит утилизации! Газораспределительная и специализированная организации не наделены правом продлять срок службы оборудования. В этом кроется одна из главных причин аварийности в жилых и многоквартирных домах.

Для технического обслуживания и ремонта внутридомового и внутриквартирного газового оборудования, а также непосредственно выполнения технического обслуживания и ремонта, инженерно-технический состав, специалисты рабочих профессий, а также руководители, должны проходить специальную подготовку и аттестацию. Обучение осуществляется в центрах подготовки, которые создаются при образовательных учреждениях, а также в учебных комбинатах, учебных центрах при газораспределительных организациях.

Сегодня отсутствует федеральная программа подготовки и методика подготовки специалистов специально для жилищно-коммунального хозяйства.

Обучение и аттестация осуществляется по программам, разработанным и утвержденным для специалистов газораспределительной организации и специалистов, эксплуатирующих промышленно-опасные объекты (котельные, ГРП и др.) В подготовке существуют принципиальные различия, особенности между эксплуатацией внутридомового и внутриквартирного газового оборудования и эксплуатацией промышленно-опасных объектов. Поэтому изменение подходов к образованию необходимо урегулировать в кратчайшие сроки. Особо необходимо обратить внимание на подготовку преподавателей учебных заведений, комбинатов, центров и на качество их преподавания.

Отсутствие необходимых знаний и низкий уровень специальной подготовки у руководителей, инженерно-технических работников и рабочих, еще одна принципиальная причина высокой аварийности.

Нормативно-правовой кризис и путь его преодоления

При подготовке доказательств для слушаний в Верховном Суде РФ по делу № АКПИ13-826, был проведен глубокий и детальный анализ законодательства РФ, регламентирующего деятельность по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и внутриквартирного газового оборудования, обобщен личный опыт и опыт газораспределительных организаций в регионах РФ и за рубежом. Очевидным является тот факт, что законодательная база в РФ по эксплуатации внутридомового и внутриквартирного газового оборудования имеется и обеспечивает на ее основе формирование нормативно-правовых актов, детализирующих порядок и требования к организациям, процессам, безопасности систем газопотребления жилых и многоквартирных домов. В целях преодоления нормативно-правового кризиса, на наш взгляд, необходимо:

1. В соответствии с решением Верховного Суда РФ по делу № АКПИ13-826 внести изменение в Правила 410. Провести актуализацию нормативно-правовых актов в соответствии с Жилищным и Гражданским кодексами РФ, в том числе, целесообразно актуализировать термины и определения, применяемые в нормативных правовых актах.
2. Подготовить и утвердить федеральную образовательную программу по эксплуатации внутридомового и внутриквартирного газового оборудования жилых и многоквартирных домов или дать методологические рекомендации для разработки ее в регионах.
3. Органам местного самоуправления обеспечить усиленную пропаганду и разъяснительную работу



в воспитании ответственности граждан, проживающих в газифицированных домах, за безопасное пользование газом в быту, об обязательном техническом обслуживании и ремонте внутридомового и внутриквартирного газового оборудования и порядку его оплаты.

4. Создать объективную систему (форму) мониторинга состояния эксплуатации внутридомового и внутриквартирного газового оборудования в регионах. Ежеквартально по результатам мониторинга определять мероприятия по повышению безопасной эксплуатации сетей газопотребления в жилых и многоквартирных домах.
5. Внести изменения с учетом Правил 410 и полученных замечаний в Методику диагностирования га-

зопроводов, а также внести изменения в Порядок содержания и ремонта внутридомового газового оборудования в Российской Федерации, утвержденный приказом Минрегиона России от 26 июня 2009 года № 239.

Разработка нормативных правовых актов — ответственная задача государства. К их разработке должны привлекаться специалисты, ученые, руководители высокого уровня, работающие в отрасли, владеющие не только специальными знаниями, но и знаниями законодательства. Только при таком подходе можно исключить небрежность при подготовке нормативно-правовых актов, которая препятствует реформированию жилищно-коммунального хозяйства.

Список использованной литературы

1. Конституция РФ.
2. Жилищный кодекс РФ.
3. Гражданский кодекс РФ.
4. Гражданский процессуальный кодекс РФ.
5. Федеральный закон от 31 марта 1999 года № 131-ФЗ «О газоснабжении в РФ».
6. Федеральный закон от 6 октября 2003 года № 131-ФЗ «Об общих принципах организации местного самоуправления в РФ».
7. Федеральный закон от 4 мая 2011 года № 99-ФЗ «О лицензировании отдельных видов деятельности».
8. Федеральный закон от 17 августа 1995 года № 147-ФЗ «О естественных монополиях».
9. Федеральный закон от 26 июля 2006 года № 135-ФЗ «О защите конкуренций».
10. Федеральный закон от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов».
11. Закон РФ от 7 февраля 1992 года № 2300/1-1 «О защите прав потребителей».
12. Правила пользования газом в части обеспечения безопасности при использовании и содержании внутридомового и внутриквартирного газового оборудования при предоставлении коммунальной услуги по газоснабжению, утвержденные постановлением Правительства РФ от 14 мая 2013 года № 410.
13. Правила предоставления коммунальных услуг собственникам и пользователям помещений в многоквартирных домах, утвержденными Постановлением Правительства РФ от 6 мая 2011 года № 354.
14. Материалы Верховного Суда РФ по делу АКПИ13-826.



Газотранспортные системы Северо-Кавказского региона: состояние и перспективы развития

Г.И. Панаедова, доктор экономических наук, профессор Северо-Кавказского федерального университета

И.Г. Панаедов, студент Северо-Осетинского государственного университета

Аннотация. Статья посвящена особенностям и проблемам развития региональных газотранспортных систем в современных условиях. На основе экономических методов проведена оценка эффективности транспортировки природного газа в Северо-Кавказском регионе. Выполненное обследование позволило предложить направления по повышению экономической эффективности деятельности компаний.

Ключевые слова: ОАО «Газпром», Единая система газоснабжения, Северо-Кавказский регион, поставки газа, оценка рентабельности компаний.

Gas transmission systems of the North Caucasian region: state and prospects of development

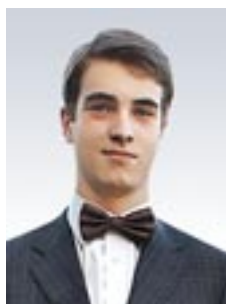
G.I. Panayedova, Dr. Econ. Sci., professor, North Caucasian federal university, Stavropol, Russia

И.Г. Панаедов, student, North Ossetian state university, Vladikavkaz Russia

Abstract. Article is devoted to features and problems of development of regional gas transmission systems in modern conditions. On the basis of economic methods the assessment of efficiency of transportation of natural gas in North Caucasus region is carried out. The executed inspection allowed to offer the directions on increase of economic efficiency of activity of the companies.

Key words: Joint stock company "Gazprom, Uniform system of gas supply, North Caucasus region, gas supply, assessment of profitability of the companies

УДК 338.314



Основным элементом долгосрочной стратегии развития газовой промышленности страны является выработка экономически эффективных направлений

развития магистрального газопроводного транспорта. В настоящее время эффективность внутренних и экспортных поставок энергоносителей определяет стабильное социально-экономическое развитие страны. Для повышения экономической эффективности транспортировки природного газа сооружаются сложные технологические комплексы, ориентированные на масштабное внедрение инноваций на всех этапах — от проектирования и строительства газотранспортных проектов до их эксплуатации. Необходимость обеспечения эффективной работы трубопроводного транспорта в экономике Российской Федера-

ции определила актуальность выбранной темы исследования.

Обоснованию критериев и методов оценки экономической эффективности проектов в промышленности и транспорте посвящены работы многих отечественных ученых и специалистов (И.А. Бланк, В.Е. Есипов, А.Б. Идрисов, А.А. Ильинский, Г.А. Краюхин, А.А. Кочетков, Д.С. Львов, В.Д. Шапиро, А.И. Шумилин и др.)

Проблемам повышения экономической эффективности инвестиций в магистральный транспорт газа посвящены работы В.Д. Зубаревой, М.В. Честикова, И.В. Александрова, А.А. Апостолова, А.А. Ильинского, А.Е. Череповицына, С.В. Размановой.

Вместе с тем следует отметить, что недостаточно исследованы проблемы повышения экономической эффективности транспортировки газа в регионах юга России.

Газотранспортная система России

Основным звеном современной газовой отрасли России является ОАО «Газпром», который играет важнейшую роль в экономике государства и занима-

ет лидирующее место в мире по добыче и транспорту природного газа, протяженности трасс газопроводов, является собственником крупнейших объектов по добыче, транспорту и переработке газа, газового конденсата и нефти.

Добываемый природный газ поступает в магистральные газопроводы, объединенные в Единую систему газоснабжения (ЕСГ) России, и транспортировка газа по магистральным газопроводам является одним из важнейших видов деятельности ОАО «Газпром». Единая система газоснабжения ОАО «Газпром» представляет собой уникальный технологический комплекс, включающий объекты: добычи, переработки, транспортировки, хранения и распределения газа и обеспечивает непрерывный цикл поставки газа от скважины до конечного потребителя.

Исторически объективная необходимость создания столь масштабной газотранспортной сети была обусловлена отдаленностью основных потребителей от районов газодобычи. Средняя дальность транспортировки газа по ЕСГ составляет около 2600 км при поставках газа российским потребителям и 3300 км при поставках газа на экспорт. Отметим, что на сегодняшний день затраты на поставки газа трубопроводным транспортом более чем в 2 раза дешевле поставок сжиженного природного газа.

По дальности поставок российская ГТС не имеет аналогов в мире. Протяженность газотранспортной системы с каждым годом растет и сейчас составляет 168,3 тыс. км. Стратегический потенциал системы позволяет оптимизировать уровни добычи газа по ре-



Рис. 1. Газотранспортная система России

гионам, рационально сформировать газотранспортные потоки, надежно и бесперебойно обеспечивать газоснабжение большинства районов страны, стран СНГ и Балтии, а также экспорт газа Западной Европе в крупных масштабах (рис. 1).

В состав ЕСГ входят 161,7 тыс. км магистральных газопроводов и отводов, 215 линейных компрессорных станций с общей мощностью газоперекачивающих агрегатов в 42 тыс. МВт, 6 комплексов по переработ-

Динамика и состав инвестиций «Газпром» на территории России в 2002–2012 годах (в млрд руб.)

| | Годы | | | | | | | | | | |
|--------------------------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--------|
| | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 |
| Инвестиции, всего | 146,1 | 186,4 | 232,5 | 286,0 | 410,4 | 491,3 | 674,1 | 750,7 | 883,0 | 915,9 | 1022,7 |
| в том числе: | | | | | | | | | | | |
| добыча | 65,6 | 91,1 | 101,0 | 85,8 | 123,8 | 166,0 | 255,1 | 301,2 | 321,2 | 345,1 | 380,0 |
| транспорт | 67,4 | 70,3 | 100,2 | 152,1 | 196,4 | 176,7 | 227,5 | 250,2 | 279,8 | 320,1 | 360,2 |
| переработка | 3,8 | 9,4 | 11,1 | 17,5 | 21,1 | 30,8 | 44,9 | 69,1 | 87,4 | 90,1 | 98,1 |
| поставка | 3,2 | 5,0 | 9,1 | 19,5 | 19,3 | 27,6 | 34,7 | 45,1 | 54,1 | 60,4 | 75,1 |
| Прочие виды деятельности | 6,0 | 10,5 | 11,1 | 11,1 | 14,1 | 46,5 | 74,3 | 85,1 | 90,5 | 100,2 | 107,5 |

Таблица 1

Основные показатели работы газотранспортной системы России

| Показатели | Годы | | | | | | | | | |
|---|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|--|
| | 2002 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | |
| Протяженность магистральных газопроводов и отводов, тыс. км | 148,9 | 151,6 | 152,8 | 155,1 | 159,5 | 160,4 | 161,7 | 164,7 | 168,3 | |
| Число компрессорных станций | 253 | 263 | 263 | 268 | 270 | 278 | 281 | 284 | 284 | |
| Общий объем газа в ЕСГ, млрд м ³ | 633,5 | 674,1 | 684,4 | 669,7 | 617,8 | 706,7 | 714,3 | 589,7 | 661,2 | |

Таблица 2



ке газа и газового конденсата, 25 объектов подземного хранения газа, динамика его развития и состав инвестиций представлены в *табл. 1*.

В настоящее время функционирует 17 газотранспортных предприятий в организационно-правовой форме обществ с ограниченной ответственностью со 100%-ной долей ОАО «Газпром» в их уставных капиталах, которые занимаются осуществлением транспортировки газа по магистральным газопроводам ЕСГ. Динамика развития ГТС представлена в *табл. 2*.

Газотранспортные предприятия не имеют на своем балансе магистральные газопроводы, а арендуют их в ОАО «Газпром». Арендная плата формируется из амортизации трубы и арендного процента. Особенностью современной ГТС России является повышенная энергоемкость газопроводов. Проектная энергоемкость существующих газопроводов России, отнесенная к объему товаротранспортной работы, выше аналогичного показателя газотранспортной системы США и стран Западной Европы на 50–70%.

Газотранспортная система России признана во всем мире как одна из наиболее эффективных и надежных систем в мире. Однако, для сохранения и повышения достигнутого уровня эффективности требуется постоянный контроль за ее состоянием, своевременным проведением капитального ремонта и реконструкции, особенно, в условиях расширения сети магистральных газопроводов в Западную Европу, Восточную Сибирь и Дальний Восток.

Наибольший вес в структуре затрат магистрального транспорта газа занимают условно-постоянные расходы, независящие от объема транспорта газа. К ним относятся: амортизация основных фондов, заработная плата с начислениями, административно-управленческие расходы, большая часть расходов на содержание зданий, сооружений и инвентаря, транспортных расходов, прочих общехозяйственных расходов и т.п.

Сравнительный анализ газотранспортных предприятий Северного Кавказа

Значимость исследования субъектов Северо-Кавказского региона обусловлена существенной долей распределения объемов разведанных запасов углеводородов в регионах Российской Федерации. По данным на начало 2013 года запасы природного газа на территории Южного и Северо-Кавказского федеральных округов составляет 2510,5 млрд куб. м, или 7,1% от разведанных запасов газа страны.

Сравнительный анализ экономической деятельности проведем на материалах предприятий Северо-Кавказского региона: ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» и ООО «Газпром трансгаз Махачкала».

ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» — это крупный производственно-хозяйственный комплекс,



Рис. 2. Регион деятельности ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»

являющийся одним из крупнейших в единой системе газоснабжения России. Предприятие поставляет природный газ в 10 регионов юга России, страны Закавказья, а также в Турцию по газопроводу «Голубой поток», который берет начало в зоне деятельности предприятия (*рис. 2*).

Ежегодные объемы поставок газа составляют около 65 млрд куб. м, а протяженность газопроводов превышает 7 тыс. 950 км. Предприятие эксплуатирует более 300 газораспределительных станций (ГРС), среди которых и самая мощная ГРС в Европе — в Невинномыске. Работу газотранспортной системы обеспечивают 12 компрессорных станций, общая установленная мощность которых составляет около 1000 МВт. В состав общества входит 19 филиалов, в том числе 10 линейных производственных управлений магистральных газопроводов.

ООО «Газпром трансгаз Махачкала» — дочернее общество ОАО «Газпром», осуществляющее финансово-хозяйственную деятельность на территории Республики Дагестан. Газотранспортная система Республики Дагестан — это составная часть Единой системы газоснабжения России (см. *рис. 3*).

Растущий спрос на природный газ способствовал внедрению большего количества решений по логистике между производящими и потребляющими регионами. Республика Дагестан, как регион-производитель газа, имеющий выход к морю, продолжает рассматривать и возможность организации трубопроводной сети.

Основное направление деятельности — транспортировка природного газа потребителям Дагестана, а



Рис. 3. Регион деятельности ООО «Газпром трансгаз Махачкала»

также его транзит в республики Северного Кавказа и государства Закавказья. Предприятие эксплуатирует систему магистральных газопроводов протяженностью более 1600 км, в его структуре 13 филиалов (в том числе 5 линейно-производственных управлений магистральных газопроводов — Тарумовское, Кизилюртовское, Махачкалинское, Избербашское, Дербентское), 106 газораспределительных станций, 3 газоизмерительных, 2 компрессорных станции, 2 автомобильные газонаполнительные компрессорные станции и другие объекты.

Проведение сравнительного вертикального и горизонтального анализа указано в табл. 3.

Анализ результатов работы ООО «Газпром трансгаз Махачкала» показал, что одновременно с ростом выручки от реализации продукции на 391 913 тыс. руб., увеличилась и себестоимость предприятия на 136 771 тыс. руб. Соответственно и прибыль от реализации увеличилась на 159 975 тыс. руб. Выручка от реализации «Газпром трансгаз Ставрополь» увеличилась на 338 331 тыс. руб., но при этом затраты уменьшались на 522 950 тыс. руб., тогда как прибыль от реализации увеличилась на 92 049 тыс. руб.

Балансовая прибыль ООО «Газпром трансгаз Махачкала» увеличилась на 342% по сравнению с предыдущими годами, что произошло вследствие роста внереализационных доходов на 138% и сокращения внереализационных расходов на 32,9%.

Чистая прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия, увеличилась на 158,58% с 2011 по 2013 год и составила 52 400 тыс. руб. против понесенного убытка в прошлом году на 23 880 тыс. руб.

Балансовая прибыль «Газпром трансгаз Ставрополь» гораздо меньше, чем у «Газпром трансгаз Махачкала», так как она увеличилась всего лишь на 114,3%. Внереализационные доходы увеличились на 198%, расходы — на 103%. Чистая прибыль увеличилась на 158,46%, что незначительно меньше чем у «Газпром трансгаз Ставрополь» — на 0,12%.

Рассмотрим структуру источников финансирования капитала «Газпром трансгаз Ставрополь» и «Газпром трансгаз Махачкала». Данные по предприятиям приведены в табл. 4.

В табл. 4 построена диаграмма структуры капитала для двух предприятий (рис. 4).

Таблица 3

**Анализ экономических показателей деятельности предприятий
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» и ООО «Газпром трансгаз Махачкала»**

| Показатели | «Газпром трансгаз Ставрополь», тыс. руб. | | | «Газпром трансгаз Махачкала», тыс. руб. | | |
|--|---|-----------|-----------|--|-----------|-----------|
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2011 | 2012 | 2013 |
| Выручка от реализации, в том числе: | 4 526 881 | 5 024 127 | 4 865 212 | 4 227 439 | 3 927 477 | 4 619 352 |
| услуги по транспорту газа; | 4 514 555 | 4 943 803 | 4 811 012 | 4 199 471 | 3 808 156 | 4 544 242 |
| прочее. | 12 326 | 80 324 | 54 200 | 27 968 | 119 321 | 75 110 |
| Себестоимость реализованной продукции, в том числе: | 1 518 677 | 1 751 120 | 995 727 | 2 803 518 | 2 631 107 | 2 940 289 |
| услуги по транспорту газа; | 1 508 466 | 1 736 634 | 983 181 | 2 785 128 | 2 560 505 | 2 869 431 |
| прочее. | 10 211 | 14 486 | 12 546 | 18 390 | 119 321 | 70 858 |
| Прибыль от продаж | 642 512 | 715 480 | 734 561 | 546 771 | 381 730 | 706 746 |
| Пр. операционные расходы | — | — | — | — | — | — |
| Пр. внереализационные расходы | 151 256 | 295 641 | 156 523 | 506 385 | 247 085 | 166 881 |
| Пр. внереализационные доходы | 145 877 | 124 522 | 289 743 | 686 777 | 536 805 | 951 143 |
| Прибыль (убыток) до налогообложения | 80 325 | 74 531 | 101 212 | 66 625 | 98 730 | 227 899 |
| Налог на прибыль | 201 545 | 42 531 | 125 631 | 121 212 | 93 402 | 150 837 |
| Чистая прибыль отчетного периода | 50 563 | 64 521 | 80 124 | 48 685 | 24 805 | 77 205 |



Таблица 4

Источники финансирования хозяйственной деятельности
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» и ООО «Газпром трансгаз Махачкала»

| Показатели | «Газпром трансгаз Ставрополь», млн руб. | | | «Газпром трансгаз Махачкала», млн руб. | | |
|---------------------------------------|--|-----------|-----------|---|-----------|-----------|
| | 2011 | 2012 | 2013 | 2011 | 2012 | 2013 |
| Собственные источники финансирования: | 5 686 301 | 5 599 542 | 5 741 300 | 4 636 939 | 4 816 685 | 4 881 363 |
| уставной капитал | 361 486 | 361 486 | 361 486 | 414 586 | 414 586 | 414 586 |
| добавочный капитал | 485 214 | 341 257 | 301 247 | 508 697 | 484 492 | 509 487 |
| резервный капитал | 87 456 | 102 147 | 113 214 | 92 188 | 102 463 | 103 125 |
| нераспределенная прибыль | 4 752 145 | 4 794 652 | 4 965 353 | 3 621 468 | 3 815 144 | 3 854 165 |
| Заемные источники финансирования | 600 471 | 629 885 | 823 501 | 508 843 | 1 043 763 | 2 680 515 |
| Прочие долгосрочные обязательства | 54 822 | 55 842 | 56 842 | 46 722 | 67 887 | 685 414 |
| Кредиторская задолженность | 401 253 | 415 231 | 602 514 | 340 399 | 860 137 | 798 415 |
| Доходы будущих периодов | 84 251 | 94 561 | 95 631 | 62 678 | 58 595 | 601 544 |
| Резервы предстоящих расходов | 60 145 | 64 251 | 68 514 | 59 044 | 57 144 | 595 142 |

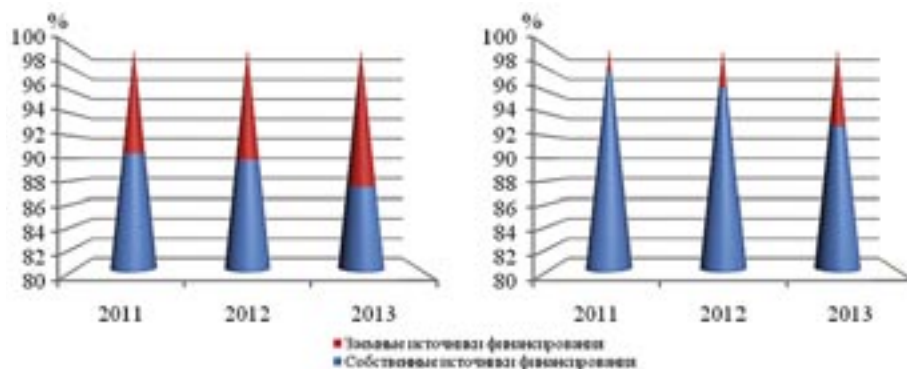


Рис. 4. Структура капитала ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» и ООО «Газпром трансгаз Махачкала»

В структуре капитала «Газпром трансгаз Ставрополь» прослеживается увеличение собственного капитала на 141 758 млн руб. пропорционально увеличению резервного капитала, нераспределенной прибыли предприятия и обязательствам предприятия на 193 616 млн руб.

В структуре капитала «Газпром трансгаз Махачкала» собственные источники финансирования практически остаются на одном уровне за исследуемый период и превышают заемный капитал на 2 200 848 млн руб. Заемный капитал в свою очередь имеет тенденцию увеличения в связи с увеличением различных долгосрочных обязательств предприятия.

Проведем оценку рентабельности предприятий (см. табл. 5).

Рост рентабельности предприятий вызван увеличением балансовой и чистой прибыли за счет снижения внереализационных расходов и увеличением прибыли от реализации продукции за рассматриваемый период.

Из произведенных расчетов мы видим, что рентабельность продаж «Газпром трансгаз Махачкала»

Таблица 5

Оценка рентабельности предприятий
ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» и ООО «Газпром трансгаз Махачкала»

| Показатели | «Газпром трансгаз Ставрополь» | | | | «Газпром трансгаз Махачкала» | | | |
|---|-------------------------------|-------|-------|---------|------------------------------|-------|-------|---------|
| | 2011 | 2012 | 2013 | изм., % | 2011 | 2012 | 2013 | изм., % |
| Рентабельность продаж | 14,20 | 14,20 | 15,01 | 103 | 12,93 | 9,72 | 15,20 | 109 |
| Бухгалтерская рентабельность от основной деятельности | 1,77 | 1,48 | 2,08 | 108 | 1,58 | 2,50 | 4,90 | 177 |
| Чистая рентабельность | 1,12 | 1,28 | 1,65 | 121 | 1,15 | 0,63 | 1,67 | 121 |
| Экономическая рентабельность | 0,84 | 1,09 | 1,48 | 133 | 0,72 | 0,454 | 1,38 | 138 |
| Рентабельность собственного капитала | 1,61 | 1,60 | 2,03 | 112 | 1,00 | 0,53 | 1,57 | 125 |
| Валовая рентабельность | 66,40 | 65,10 | 79,53 | 109 | 33,68 | 33,07 | 36,30 | 104 |
| Затраты отдачи | 18,70 | 24,40 | 20,12 | 104 | 14,86 | 10,77 | 18,00 | 110 |
| Рентабельность перманентного капитала | 1,59 | 1,59 | 1,99 | 112 | 0,98 | 0,52 | 1,55 | 126 |



увеличилась, и ее средний темп роста составил 109% по сравнению с «Газпром трансгаз Ставрополь», темп роста которого составил 103%.

Фактическая рентабельность производства по сравнению с плановой рентабельностью снизилась на 7,12%, на это отклонение повлияли следующие факторы: увеличение балансовой прибыли, увеличение средней стоимости ОПФ и сокращение рентабельности производства, сокращение оборотных средств.

Выводы

Проведенный анализ показал, что фактическая рентабельность производства «Газпром трансгаз Махачкала» выше, чем на аналогичном предприятии на 2,36%, так как на данном предприятии балансовая прибыль и оборачиваемость капитала значительно выше. Анализ эффективности действующей системы корпоративного управления компании рассмотрим, как элемент объекта управления и классифицируем по следующим признакам:

- средства труда (здания, сооружения, машины и оборудование, транспортные средства, инструменты и т.д.);
- предметы труда (топливо, сырье и материалы, запасные части и т.д.);
- трудовые ресурсы (численность работников, движение численности, рабочее время и т.д.);
- финансовые ресурсы (денежная наличность в кассе, на расчетном счете, в прочих расчетах; дебиторская и кредиторская задолженность и прочие денежные средства).

В современных условиях одной из первоочередных задач является достаточное владение информацией об издержках, доходах и расходах, имуществе и финансах предприятия, которая содержится в системе бухгалтерской отчетности. Однако «существующие формы бухгалтерской отчетности, используемые подборки экономической информации не дают ответа на многие вопросы», поэтому на предприятиях создаются системы, действующие параллельно с системой бухгалтерского учета.

Проблема содержания и формы представления информации связана с информационными возможностями и с потребностями управления предприятием. Для контроля за информацией о финансовых и ресурсных потоках и создания конкретных форм ее предоставления на предприятиях введен также процесс бюджетирования.

Основу системы управления финансами и ресурсами на предприятии «Газпром трансгаз Махачкала» можно представить в виде определенной системы, имеющей следующие достоинства:

1. Работа предприятия представляет собой процесс, расчлененный в пространстве и времени, что позволяет наблюдать изменение распределения средств предприятия.

2. Модель позволяет иначе взглянуть на некоторые статьи расходов предприятия, такие как налоги, зарплата, обучение и пр.
3. Модель претендует на форму консолидированного отчета, потому как учитывает ТМЦ (материалы, сделки в незавершенном производстве, готовая услуга) как в стоимостном, так и в натуральном выражении, причем оба выражения находятся в глубокой взаимосвязи.

Таким образом, результаты показали, что текущее техническое и технологическое состояние действующих трубопроводных систем ОАО «Газпром» характеризуется физическим износом и моральным старением основного технологического оборудования и систем инженерного обеспечения газотранспортной системы и поэтому возрастает роль реконструкции действующих объектов деятельности Газпрома. При сохранении законтрактованных объемов товарного газа требуются значительные и все возрастающие капитальные вложения.

В настоящее время ГТС испытывает такие проблемы, как старение металла труб газопроводов и изоляционного покрытия, накопление коррозионных повреждений, что в свою очередь приводит к увеличению числа отказов, незапланированным остановкам и потерям транспортируемого газа. Следовательно, повышение надежности ГТС за счет проведения работ по реконструкции линейной части является особо актуальным вопросом на современном этапе развития магистрального транспорта газа. Из-за неудовлетворительного технического состояния, увеличивается общая протяженность участков газопроводов со сниженным рабочим давлением.

В этих условиях реконструкция остается единственным средством поддержания безопасности ЕСГ, под которым понимается достаточно сложный производственно-технологический комплекс, который включает все звенья «газовой цепочки», находящийся в собственности компании ОАО «Газпром».

Результаты сравнительной оценки экономической эффективности выявили, что на предприятии «Газпром трансгаз Ставрополь» существует проблема неэффективного управления дебиторской задолженностью. В отличие от производственных запасов и незавершенного производства, которые достаточно статичны и не могут быть в короткие сроки изменены, поскольку в значительной степени определяются сутью технологического процесса, дебиторская задолженность представляет собой весьма динамичный элемент оборотных средств, существенно зависящий от принятой в компании политики в отношении покупателей продукции.

Так как дебиторская задолженность представляет собой иммобилизацию собственных оборотных средств, т.е. она невыгодна предприятию, логично сделать вывод о его максимально возможном сокращении.



С точки зрения эффективного управления предприятием важно не только увеличение оборотных средств, но и недопущение последующего роста задолженности выше установленного предела. В данной ситуации возникают достаточно типичные проблемы в управлении дебиторской задолженностью:

- отсутствие достоверной информации о сроках погашения обязательств компаниями-дебиторами;
- недостаточная регламентированность работы с просроченной дебиторской задолженностью;
- отсутствие данных о росте затрат, связанных с увеличением размера дебиторской задолженности и временем ее оборачиваемости;
- отсутствие оценки кредитоспособности покупателей и эффективности коммерческого кредитования.

В результате проведенного анализа нами сделан вывод, что основными направлениями повышения эффективности транспортировки газа по магистральным газопроводам в ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» и ООО «Газпром трансгаз Махачкала» являются:

- поддержание пропускной способности на максимуме технически возможной;
- расширение ГТС в целях увеличения объемов принимаемого газа, в том числе и газа независимых производителей;
- обеспечение новых маршрутов транспортировки газа;
- снижение эксплуатационных затрат газотранспортных организаций;
- установление справедливых тарифов на транспортировку и цен на газ.

Список использованных источников

1. *Виноградова О.В.* Рынки газа: угрозы и риски для России // Нефтегазовая вертикаль. 2013. № 10.
2. Газпром в цифрах 2009–2013. Справочник. 2014. — URL: <http://www.gazprom.ru/i/posts/97/827102/gazprom-in-figures-2009-2013-ru.pdf> (дата обращения: 16.10.2014).
3. *Иванов А.С., Матвеев И.Е.* Состояние мировой энергетики на рубеже 2013 года // Бурение и нефть. 2013. № 1.
4. *Мещерин И.В.* Глобализация рынка природного газа. — М.: Газпром ВНИИ природного газа, 2011. — 348 с.
5. *Панаедова Г.И.* Рынок нефти и нефтепродуктов РФ в условиях турбулентности экономики : научная монография. — Ставрополь: Изд-во СКФУ, 2014. — 153 с.
6. *Панаедова Г.И.* Локальные рынки нефти и нефтепродуктов Северо-Кавказского экономического района: анализ, проблемы и направления развития // Региональная экономика. 2012. № 15(246). — С. 2–8.
7. Почему не работает нефтегазовый локомотив экономики? // Бурение и нефть. 2014. № 10.
8. URL: <http://www.gazprom.ru/about/subsidiaries/list-items> (дата обращения: 16.10.2014).
9. URL: <http://www.gazprom.ru/about/subsidiaries/list-items/gazprom-transgaz-makhachkala> (дата обращения: 16.10.2014).
10. URL: <http://stavropol-tr.gazprom.ru> (дата обращения: 16.10.2014).

Literature

1. *Vinogradova O.V.* Markets of gas: threats and risks for Russia // The Oil and gas vertical. 2013. № 10. [«Rynki gaza: ugrozy i riski dlja Rossii, Neftegazovaja vertikal». 2013. № 10.
2. Gazprom in figures 2009–2013. Reference book. 2014. — URL: <http://www.gazprom.ru/i/posts/97/827102/gazprom-in-figures-2009-2013-ru.pdf> (date of the address: 16.10.2014). [«Gazprom v cifrah 2009–2013». Spravochnik. 2014]. — URL: <http://www.gazprom.ru/i/posts/97/827102/gazprom-in-figures-2009-2013-ru.pdf> (data obrashhenija: 16.10.2014).
3. *Ivanov A.S., Matveev I.E.* Sostoyaniye of world power at a boundary of 2013 // Drilling and oil. 2013. № 1. [«Sostojanie mirovoj jenergetiki na rubezhe 2013 goda»], Burenie i neft'. 2013. № 1.
4. *Meshcherin I.V.* Globalization of the market of natural gas. — M.: Gazprom of all-union scientific research institute of natural gas, 2011. — 348 p. [«Globalizacija rynka prirodnogo gaza»]. M.: Gazprom VNII prirodnogo gaza, 2011. — 348 p.
5. *Panayedova G.I.* Markets of oil and oil products of the Russian Federation in the conditions of turbulence of economy: scientific monograph». — Stavropol: Publishing house of SKFU, 2014. — 153 p. [«Rynok nefti i nefteproduktov RF v uslovijah turbulentsnosti jekonomiki: nauchnaja monografija»], Stavropol': Izd-vo SKFU, 2014. — 153 p.
6. *Panayedova G.I.* Local markets of oil and oil products of North Caucasus economic region: analysis, problems and directions of development // Regional economy. 2012. № 15(246). — PP. 2–8. [«Lokal'nye rynki nefti i nefteproduktov Severo-Kavkazskogo jekonomicheskogo rajona: analiz, problemy i napravlenija razvitija»], Regional'naja jekonomika. 2012. № 15(246). — PP. 2–8.
7. Why the oil and gas engine of economy doesn't work? // Drilling and oil. 2014. № 10. [«Pochemu ne rabotaet neftegazovyj lokomotiv jekonomiki?»], Burenie i neft'. 2014. № 10.
8. URL: <http://www.gazprom.ru/about/subsidiaries/list-items> (date of the address: 16.10.2014).
9. URL: <http://www.gazprom.ru/about/subsidiaries/list-items/gazprom-transgaz-makhachkala> (date of the address: 16.10.2014).
10. URL: <http://stavropol-tr.gazprom.ru> (date of the address: 16.10.2014).

Комплексная оценка эффективности энергетических компаний в области нефинансовой отчетности. Система индексации IES (Innovation, Efficiency, Sustainability)

М.В. Афанасьева, руководитель Центра технологического форсайта и инновационного менеджмента в энергетике (НТЦ ИЭС), ГУ Институт энергетической стратегии

Аннотация. В статье представлена оригинальная методика оценки уровня и динамики развития энергетических компаний в области нефинансовой отчетности на основании системы индексации IES (Innovation, Efficiency, Sustainability), применимость которой была проверена в рамках проектов Института энергетической стратегии. В исследовании впервые реализуется формализуемый и параметризуемый комплексный подход к оценке уровня устойчивого развития, активности компании в области инновационного развития и частно-государственного партнерства. Система зарекомендовала себя в качестве эффективного инструмента в области риск-менеджмента и бенчмаркинга энергетических компаний.

Ключевые слова: стратегический менеджмент ТЭК, системы индексирования, система индексации IES (Innovation, Efficiency, Sustainability)

Integrated assessment of the effectiveness of energy companies in non-financial reporting area. Indexing system IES (Innovation, Efficiency, Sustainability)

M.V. Afanasyeva, Head of Centre for Technology Foresight and Innovation Management in Energy (STC IES)

Abstract. This article presents the non-financial reporting field original methodology of the level and dynamics of energy companies development assessing based on the indexing system IES (Innovation, Efficiency, Sustainability), the applicability of which has been tested in the Institute of Energy Strategy's projects framework. The research realizes first formalized and implemented parameterized integrated approach to assessing the sustainable development level, the company's activities in the field of innovation and the development of public-private partnership. The system has established itself

Key words: fuel and energy complex strategic management, indexing systems, indexing system IES (Innovation, Efficiency, Sustainability)

УДК 338.001.36

В мировой практике оценки эффективности деятельности предприятий ТЭК до сих пор не выработана система и культура разработки универсальных инструментов анализа, оптимизации и оценок деятельности, позволяющих охватить все основополагающие современные вопросы развития компаний и отраслевых комплексов в целом (подробнее см. [1]).

В общем случае система комплексного анализа должна быть предназначена для описания долгосрочных глобальных тенденций мировой динамики на макро- и мезо-уровнях и в то же время обладать возможностью «спускаться» к анализу перспектив развития отдельных элементов рассматриваемых агентов и областей с учетом складывающихся макро-тенденций мирового развития. На *рис. 1* представлен концептуальный подход к анализу деятельности ком-

паний предприятий, используемый в ведущих практиках анализа и моделирования сложных систем¹ и нашедший отражение в предлагаемом исследовании.

Система индексации IES (Innovation, Efficiency, Sustainability) разработана в 2011 году Институтом энергетической стратегии с целью представления единого объективного рейтинга мировых энергетических компаний.

Среди наиболее значительных и уникальных для мировой практики особенностей разработанной системы можно выделить следующие: учет всех осново-

¹ См. например: Проекты и риски будущего: Концепции, модели, инструменты, прогнозы / Отв. ред. А.А. Акаев, А.В. Коротаев, Г.Г. Малинецкий, С.Ю. Малков. — М: КРАСАНД, 2011. — 432 с.: Глава 10 Иерархическая система моделирования мировой динамики / С.Ю. Малков.



Источник: ГУ ИЭС



Рис. 1. Концептуальный подход к анализу деятельности предприятий

полагающих направлений развития компании и его эффективности для экономики, общества, окружающей среды, инновационного прогресса и государств деятельности; возможность сопоставления компаний различных отраслей деятельности; возможность сопоставления вне зависимости от масштаба субъекта; реализация на основе общепринятых стандартов отчетности и открытых данных; прозрачность расчетов; достижимость эталонов за счет использования реальных показателей для масштабирования; отсутствие экспертных оценок.

Предлагаемая система индексации впервые представляет исчерпывающий список ведущих российских энергетических компаний в сопоставлении с мировыми лидерами, дает возможность оценки уровня их развития по всем основополагающим направлениям деятельности, проведение конкурентного анализа по различным направлениям. Данный подход позволяет превентивно определить риски в стратегическом управлении, производственной, маркетинговой, научно-технической, социальной и экологической политике компании, а также сформировать рекомендации по их преодолению и оптимизации деятельности в среднесрочной и долгосрочной перспективах. Система может быть использована на макро-уровне (международный/межотраслевой контекст), отраслевом/региональном и, при развитии и расширении системы показателей и адаптации (система индексации IES In-Depth Analysis), частном уровне.

Примечательно, что в представленной системе оценки используется более 40% параметров, основанных на (или содержащих) физические, а не экономические величины, что повышает уровень доверия к полученным результатам.

Рассматриваемая методология, в силу своей универсальности также может быть адаптирована для других субъектов деятельности, в том числе компа-

ний других отраслей промышленности, регионов. Полученные результаты исследований были представлены в ежегодных докладах РСПП о состоянии делового климата в России (2012–2014 годы), а также в ряде отраслевых изданий.

В структуре системы индексации IES (см. табл. 1) представлены индексы экономической эффективности, экологической и социальной ответственности, инновационной активности и эффективности частного-государственного партнерства, которые рассчитываются на основе средней оценки по включенным в них относительным показателям (всего в системе 18 оригинальных показателей).

Для выделения показателей, используемых для расчета в рамках каждого индекса, был проведен многосторонний мониторинг открытых данных российских и зарубежных компаний с целью определения наиболее подходящих с учетом следующих критериев: соответствие идеологии индекса, равнозначность (равнозначимость) показателей внутри одного блока, отсутствие корреляции между показателями внутри индекса IES и всех индексов системы индексации, доступность показателя или входящих в него параметров (достаточная частота упоминания в открытых отчетностях компании, возможность вычисления). Использование относительных показателей и реальных результатов компаний для масштабирования, а также ряд других характеристик системы позволяет оценивать эффективность деятельности компаний безотносительно их масштаба.

Вес каждого индекса в итоговом индексе IES составляет 0,2, при этом первые три индекса, взятые с равными весами, характеризуют уровень устойчивого развития компании (индекс устойчивого развития). При анализе интерес представляет как рассмотрение каждого указанного направления по отдельности, так и общих групп индексации: «Устойчивое развитие», «Индекс IES».

Таблица 1

Система показателей и внутренних параметров системы индексации IES

| Индекс | Название показателя | Формула расчета показателя, входящие параметры | Размерность итогового параметра |
|---|--|---|---------------------------------|
| IES | | | |
| Устойчивое развитие | | | |
| Экономическая эффективность | Рентабельность | | коэф. |
| | Производительность труда | | долл./чел. |
| | Удельное энергопотребление* | ** | коэф. |
| | Нефинансовая стоимость | $\frac{\text{Капитализация}}{\text{выручка}}$ | коэф. |
| Экологическая ответственность | Охрана окружающей среды | | коэф. |
| | Удельные выбросы в атмосферу вредных веществ* | $\frac{1}{\text{Валовые выбросы в атмосферу вредных веществ}}$ | 1 / (т/т у.т) |
| | Удельное водопотребление* | $\frac{1}{\text{Общее водопотребление / добыча}}$ | 1 / (м ³ /т у.т) |
| | Удельное количество отходов* | $\frac{1}{\text{Общее кол-во отходов за год / добыча}}$ | 1 / (т/т у.т) |
| Экологическая ответственность | Охрана труда и обеспечение промышленной безопасности | | коэф. |
| | Выплаты социального характера | | коэф. |
| | Благотворительность | $\frac{\text{Благотворительность}}{\text{выручка}}$ | коэф. |
| | Производственный травматизм* | $\frac{1}{\text{Число пострадавших / добыча}}$ | 1 / (чел./млн т у.т.) |
| Инновационная активность | Финансирование НИОКР | Объем финансирования НИОКР | коэф. |
| | Нематериальные активы | | коэф. |
| | Освоенность технологий | Среднее арифметическое между индикативными параметрами, отражающими количество используемых компанией инновационных технологий по трем направлениям: базовые, процессные, прорывные технологии*** | коэф. |
| Эффективность частно-государственного партнерства | Инвестиционная активность | $\frac{\text{Инвестиции}}{\text{выручка}}$ | коэф. |
| | Эффективность налоговой политики | $\frac{\text{Налоги}}{\text{выручка}}$ | коэф. |
| | Диверсификация деятельности | Среднее арифметическое между индикативными параметрами, отражающими анализ количества регионов и отраслей деятельности компаний**** | коэф. |

Источники: ГУ ИЭС, работы автора, 2013

* Для расчета индекса используется обратное значение показателя, так как он носит отрицательную характеристику.

** Для электроэнергетических и диверсифицированных компаний в параметре «добыча» учитывается генерация электроэнергии, приведенная к условным единицам (т у.т.).

*** Индикативный параметр вычисляется как отношение имеющихся у агента (компании) критериев (в данном случае технологий) к общему списку критериев. Списки технологий для вычисления индикативных параметров формируются каждые 5 лет на основе материалов Банка энергетических технологий ИЭС.

**** Алгоритм расчета и структура индикативных параметров, входящих в данный показатель представлен в [1]

На сегодняшний день в систему индексации включены 52 российские и зарубежные энергетические компании (табл. 2). Индексирование проводится с использованием относительных параметров, рас-

считанных на основе статистических данных из открытых источников, с проведением масштабирования относительно максимальных и минимальных значений фактических данных общей выборки ком-



Таблица 2

Энергетические компании, включенные в мониторинг

| Отрасль | Российские компании | Зарубежные компании |
|-------------------|---|--|
| Нефтегазовый блок | ОАО «Газпром» Группа Газпром ОАО «НК «Роснефть» ОАО «ЛУКОЙЛ» ОАО «ТНК-ВР Холдинг» ОАО «Сургутнефтегаз» ОАО «Газпром нефть» ОАО «Татнефть» ОАО АНК «Башнефть» ОАО НК «РуссНефть» ОАО «НОВАТЭК» | Exxon Mobil Corporation BP p.l.c. Royal Dutch Shell plc TOTAL S.A. Eni S.p.A. Statoil ASA Chevron Corporation ConocoPhillips PetroChina Company Limited PETRÓLEO BRASILEIRO S.A. — PETROBRAS |
| Электроэнергетика | ОАО «РусГидро» Госкорпорация «Росатом» ОАО «РАО Энергетические системы Востока» ОАО «ОГК-1» — ОАО «Энел ОГК-5» ОАО «ТГК-1» — ОАО «ТГК-14» | Electricite de France (EdF) E.ON SE Exelon Corporation Fortum Corporation |
| Угольный блок | ОАО «СУЭК» ОАО ХК «СДС-Уголь» ОАО «Русский Уголь» | BHP Billiton Limited Xtrata plc Anglo American plc |

Источник: ГУ ИЭС, 2012

паний (в рамках анализа на макро-уровне) начиная с 2008 года. В анализе для удобства восприятия компании разбиты по отраслевому признаку².

Ниже кратко представлен результат оценки деятельности энергетических компаний за 2008–2012 годы — индекс IES (макроуровень, предполагающий межотраслевое и международное сопоставление энергетических компаний).

В целом за 5 лет в число нефтегазовых компаний, у которых индекс IES значительно снизился, входят 3 из 10 зарубежных и 6 из 11 российских (см. рис. 2). С учетом того, что лидером является иностранная компания (ConocoPhillips, индекс IES в 2012 году равен 0,34), о зарубежных компаниях можно сказать как о более успешных и эффективных по сравнению с российскими. В целом уровень индекса IES существенно выше за рубежом, за исключением компании ОАО «НОВАТЭК» — лидера отечественного рынка.

Политику электроэнергетических компаний за 5 лет можно охарактеризовать как стабильную, за исключением компаний ОАО «РАО Энергетические системы Востока», ОАО «ОГК-1», ОАО «ОГК-2», ОАО «Э.ОН Россия» (ОГК-4), ОАО «Энел ОГК-5», ОАО «ТГК-6». Большинство компаний за этот период повысили значение итогового индекса, за исключением Fortum Corporation, ОАО «ОГК-2», ОАО «Э.ОН Россия» (ОГК-4), ОАО «Энел ОГК-5», ОАО «ТГК-5», ОАО «ТГК-6». Уровень индекса для данного сектора не очень высокий по сравнению с нефтегазовыми компаниями, в связи с этим компаниям необходимо осуществлять разумную политику, с увеличением эф-

фективности в направлении устойчивого развития. Что касается российских компаний, то большинство из них сопоставимы по уровню с зарубежными и как уже было отмечено, 2 отечественные компании показывают наибольший рост в секторе.

В группе угольных энергетических компаний наиболее высокие показатели по индексу IES показывают зарубежные компании сектора. 2 из 3, представленных в индексе российских компаний, показали рост в 2012 году, тогда как 2 из 3 зарубежных — снижение. Однако объективно делать выводы о динамике нельзя, так как как раз в 2012 году большинство компаний не предоставили данные в открытый доступ о большинстве показателей, входящих в индекс (ввиду низкой полноты нефинансовой отчетности даже по базовым, наиболее часто используемым показателям, представленным в системе индексации IES, в рамках методологии для анализа возможна пролонгация полученных ранее значений показателей на 2 года). В целом, за 5 лет наблюдается положительная тенденция, все компании из представленных повысили свой уровень в 2012 году по сравнению с 2008 годом. Ситуацию на рынке можно назвать стабильной, однако компаниям следует изменить политику в области полноты предоставления информации (преимущественно в области экологических и социальных показателей).

В целом за рассмотренный период максимальные значения индекса IES не превысили отметки 0,35 для всех отраслей. Характерно общее отставание угольного и электроэнергетического сектора. Нефтегазовые компании показали самые высокие и, что немаловажно, стабильные результаты по всей применяемой системе индексации (табл. 2), что говорит о необходи-

² Подробнее о проекте см. [1].

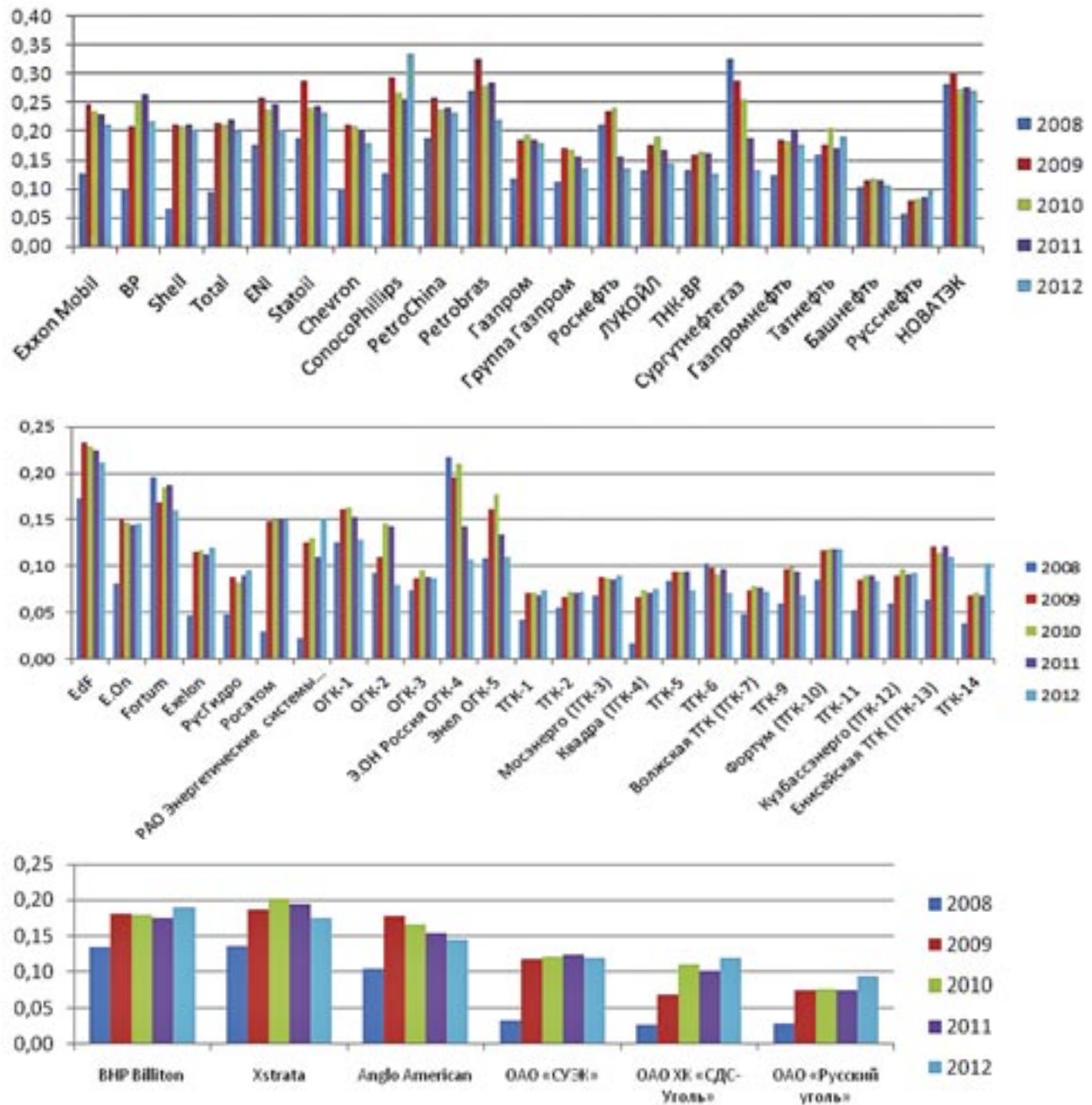


Рис. 2. Значения индекса IES для российских и зарубежных нефтегазовых, электроэнергетических и угольных компаний, 2008–2012 годы

мости многостороннего обновления компаний угольной и электроэнергетической отрасли, а также повышения качества представляемой ими отчетности. Примечательно, что в число абсолютных лидеров внутри отраслевых блоков входят и российские компании, по результатам за 2012 год это компании:

- ОАО «НОВАТЭК» (нефтегазовые компании, индексы экономической эффективности, экологической ответственности, устойчивого развития);
- ОАО «Газпром нефть» (нефтегазовые компании, индекс социальной ответственности);
- ОАО «Фортум» (ТГК-10) (электроэнергетические компании, индекс экономической эффективности);

- ОАО «Энел ОГК-5» (электроэнергетические компании, индекс экологической ответственности);
- Госкорпорация «Росатом» (электроэнергетические компании, индекс эффективности частно-государственного партнерства).

Представим эталонную компанию, результаты индексирования которой основаны на средних для отрасли значениях показателей, входящих в структуру системы индексации IES³. Рассмотрим ее рейтинг в рамках периода 2008–2012 годов (см. рис. 3).

³ Показатели для расчета индексов взяты на основе арифметической средней по отраслевым блокам.



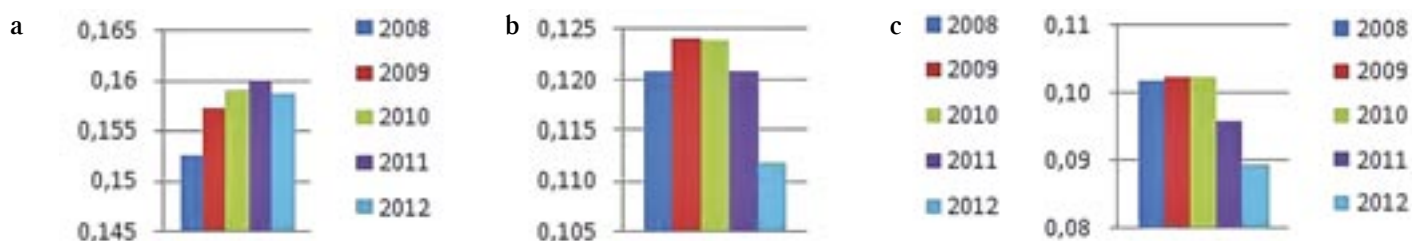
Таблица 3

Средние значения семейства индексов IES за 2011–2012 годы

| Индекс | Нефтегазовые компании | | Электроэнергетические компании | | Угольные компании | |
|---|-----------------------|------|--------------------------------|------|-------------------|------|
| | 2011 | 2012 | 2011 | 2012 | 2011 | 2012 |
| Экономическая эффективность | 0,25 | 0,25 | 0,26 | 0,25 | 0,21 | 0,22 |
| Экологическая ответственность | 0,12 | 0,11 | 0,03 | 0,02 | 0,06 | 0,06 |
| Социальная ответственность | 0,10 | 0,09 | 0,09 | 0,09 | 0,03 | 0,03 |
| Устойчивое развитие | 0,16 | 0,15 | 0,12 | 0,12 | 0,10 | 0,10 |
| Инновационная активность | 0,28 | 0,27 | 0,10 | 0,11 | 0,19 | 0,19 |
| Эффективность частно-государственного партнерства | 0,22 | 0,22 | 0,06 | 0,06 | 0,12 | 0,13 |
| IES | 0,19 | 0,19 | 0,11 | 0,11 | 0,12 | 0,13 |
| IES, максимумы | 0,28 | 0,33 | 0,22 | 0,21 | 0,19 | 0,19 |

Источник: ГУ ИЭС, 2013

Примечание: цветом выделены максимумы по рассматриваемому индексу в межотраслевом сопоставлении за 2011 и 2012 годы.



Источник: ГУ ИЭС, 2013

Рис. 3. Рейтинг устойчивого развития для эталонной энергетической компании (представляет средние значения по отрасли), 2008–2012 годы: а) нефтегазовый сектор; б) электроэнергетический сектор; в) угольный сектор.

Таблица 4

Сравнение полученных средних результатов для российских и зарубежных компаний, 2012 год

| Индекс | Нефтегазовые компании | | Электроэнергетические компании | | Угольные компании | |
|---|-----------------------|---------------------|--------------------------------|---------------------|---------------------|---------------------|
| | Зарубежные компании | Российские компании | Зарубежные компании | Российские компании | Зарубежные компании | Российские компании |
| Экономическая эффективность | 0,25 | 0,27 | 0,25 | 0,28 | 0,25 | 0,24 |
| Экологическая ответственность | 0,13 | 0,08 | 0,03 | 0,06 | 0,07 | 0,01 |
| Социальная ответственность | 0,05 | 0,06 | 0,13 | 0,05 | 0,05 | 0,01 |
| Устойчивое развитие | 0,14 | 0,14 | 0,14 | 0,13 | 0,12 | 0,08 |
| Инновационная активность | 0,39 | 0,17 | 0,31 | 0,12 | 0,30 | 0,17 |
| Эффективность частно-государственного партнерства | 0,29 | 0,19 | 0,09 | 0,05 | 0,19 | 0,14 |
| IES | 0,22 | 0,15 | 0,16 | 0,11 | 0,17 | 0,11 |
| IES, максимумы | 0,34 | 0,27 | 0,21 | 0,29 | 0,19 | 0,12 |

Источник: ГУ ИЭС, 2014

Примечание: цветом выделены максимумы по рассматриваемому индексу в межотраслевом сопоставлении за 2011 и 2012 годы.

Уровень индекса устойчивого развития эталонной компании, для всех секторов, входящих в ТЭК, снижается для электроэнергетического и угольного секторов с 2010 года, для нефтегазового — с 2012 года. В 2012 году падение индекса устойчивого развития составило менее 1% для нефтегазового сектора, в электроэнергетическом — на 8,11%, в угольном секторе — на 7,10% по сравнению с 2011 годом. Данная тенденция является негативной для общего развития

отраслей и требует комплексных мер по ее устранению.

Интерес представляют также результаты сравнения средних значений для российских энергетических компаний с зарубежными конкурентами (табл. 4)

В блоке нефтегазовых компаний уровень устойчивого развития одинаков для российских и зарубежных компаний, последние отстают по индексу социальной ответственности и экономической эффективности

Источник: ГУ ИЭС, 2013

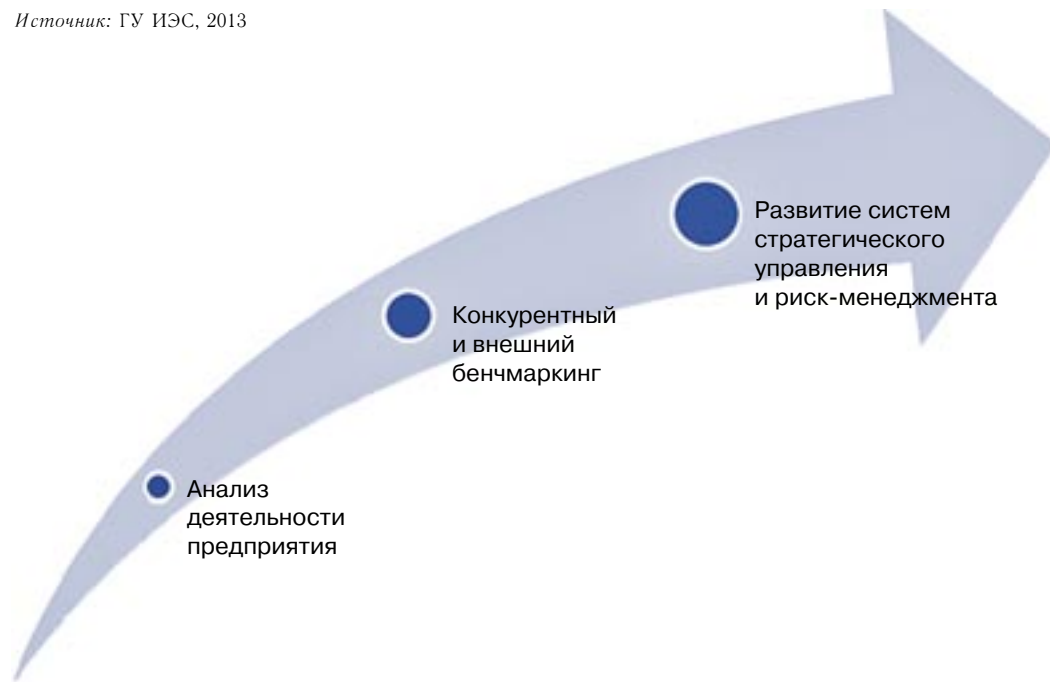


Рис. 4. Возможности применения системы индексации IES

сти. Итоговый индекс IES для зарубежных компаний превышает результат российских в 1,26 раза.

Для электроэнергетического блока наблюдается незначительное преимущество зарубежных компаний в области устойчивого развития, обоснованное высоким показателем значением индекса социальной ответственности, по индексам экономической и экологической эффективности зарубежные компании отстают от российских. Итоговый индекс IES для российских электроэнергетических выше его значения для зарубежных в 1,53 раза.

Для блока угольных компаний наблюдается отставание российских предприятий от зарубежных по всем рассматриваемым направлениям. Значительное отставание российских компаний от зарубежных наблюдается и в областях инновационной активности и эффективности часто-государственного партнерства по всем отраслевым секторам.

Показатели российских компаний в большинстве случаев ниже зарубежных внутри одной отраслевой группы, что может быть обусловлено следующими факторами:

- отсутствием соответствующей информации и низким качеством представления открытых данных.
- низкой технологической оснащенностью относительно зарубежных компаний, что приводит к неэффективному использованию производственных мощностей и рабочей силы, низкой эффективности процессов и т.д.;
- свойственной России олигополистической конкуренцией.

Необходимо отметить, что российские компании не так сильно отстают от зарубежных по большин-

ству направлений анализа эффективности деятельности (к примеру, в случае индекса экономической эффективности российские компании получили сопоставимые с зарубежными результаты), в отличие от стереотипа их крайне низкой оценки, сложившегося за счет преимущественной ориентации на анализ абсолютных, а не относительных показателей.

Результаты индексирования могут быть применены в области корпоративного бенчмаркинга (включая межотраслевой бенчмаркинг) и риск-менеджмента компаний ТЭК. При изменении выборки для масштабирования в рамках анализа на мезоуровне представляется анализ внутри региональных и узкоотраслевых групп, произвольных выборок компаний, для анализа на частном уровне производится учет макротенденций корпоративного сектора, тенденций мезоуровня (для спектра групп, определяемого в зависимости от компании), более глубокий бенчмаркинг на основе расширенной системы показателей (о формировании расширенных систем показателей более подробно представлено в [1], в частности, возможен анализ в области клиенториентированности, что не представляется возможным в рамках общей системы IES ввиду отсутствия подходящих по рассматриваемым условиям (см. выше) показателей для анализа общей выборки компаний⁴) с анализом

⁴ По этой же причине невозможно включение в систему отдельного блока в области энергоэффективности. Ключевые показатели, доступный для расчета на основе открытой отчетности и актуальный для всех компаний выборки (к примеру, показатель «снижение потерь в электросетях» актуален только для электроэнергетических компаний) — «Удельное энергопотребление» (табл. 1). Понятие энергоэффективности также косвенно связано с показате-



ключевых конкурентов и лидеров в сопоставлении с рассматриваемой компанией. Представленное исследование представляет достаточно эффективный инструментарий в области развития стратегического менеджмента предприятий ТЭК и может быть развито в дальнейшем по следующим направлениям:

- рассматриваемая методология в силу своей универсальности может быть адаптирована для других субъектов деятельности (регионы) и отраслей промышленности, а также использоваться в ряде проектов для составления единых рейтингов;
- в настоящее время ведется работа по включению четвертого блока — горно-металлургических ком-

- паний, что позволит охватить в индексировании все основные производственные компании и ведущую часть российской экономики (до 35% ВВП и около 87% экспортных доходов по данным за 2012 год);
- возможна детализация по интересующим периодам анализа при предоставлении необходимых статистических сведений;
- возможно развитие и детализация каждого блока представленного в системе индексации с целью получения более углубленного анализа (анализ на частном уровне на основе систем комплексных показателей) — разработка углубленной системы индексации — IES In-Depth Analysis.

Список использованных источников

1. Афанасьева М.В., Белогорьев А.М., Станкевич Ю.А. Оценка корпоративной эффективности в ТЭК России: методология и результаты // Под ред. В.В. Бушуева. — М.: ИЦ «Энергия», 2014. — 160 с.
2. Бушуев В.В., Белогорьев А.М., Аполонский О.Ю. Устойчивое развитие нефтегазовых компаний: от теории к практике // Под ред. В.В. Бушуева. — М.: ИЦ «Энергия», 2012. — 88 с.
3. Материалы ГУ Институт энергетической стратегии (ГУ ИЭС)

Literature

1. Afanasyeva M.V., Belogoryev A.M., Stankiewicz J.A. Evaluation of corporate efficiency in the energy sector of Russia: methodology and results // Ed. V.V. Bushuev. — Moscow: PC «Energia», 2014. — 160 p.
2. Bushuev V.V., Belogoryev A.M., Apolonsky O.J. Sustainable development of oil and gas companies: from theory to practice // Ed. V.V. Bushuev. — Moscow: PC «Energia», 2012. — 88 p.
3. Institute of Energy Strategy (IES) materials.

лями, представленными в индексе экологической ответственности. Важным условием является также отсутствие корреляции в рамках представленной системы показателей, равновесность показателей между собой, доступность показателя и его однозначность (в [1] данные факторы представлены более широким спектром) — для показателей энергоэффективности по текущему состоянию в области нефинансовой отчетности это условие соблюсти на сегодняшний день, к сожалению, нельзя. Таким образом, в системе IES в рамках индексов экономической эффективности и экологической ответственности представлены возможные на сегодняшний день для межотраслевого анализа для направления энергоэффективности показатели.



Риск и прибыль: методика точного управления сбалансированным развитием корпорации

Б.М. Карабанов, директор по методологии ГК «Инталев», МБА

А.Н. Богатко, ведущий консультант по системам управления ГК «Инталев», кандидат экономических наук

Аннотация. Статья показывает, что современные корпорации, хотя и развиваются, но, тем не менее, теряют прибыль в стратегических объемах. Показано, что причины этих потерь имеют методологический характер, связанный с точностью управления развитием. В статье приведена логика точного метода стратегического управления развитием корпорации. Показывает, каким образом применение этой логики может значительно увеличить стратегическую прибыль корпораций. Статья указывает, что на основе логики точного метода стратегического управления развитием корпораций разработана методика, позволяющая непосредственно на практике применять логику этого метода. Методика позволяет вычислять параметры стратегий развития корпораций, как на снижающихся, так и на растущих рынках, направленные, в конечном итоге, на получение корпорацией всей той максимально возможной прибыли, которую они могут получить на этих рынках.

Ключевые слова: ????????????????????

Risk and profit: precise control methodology of corporation balanced development

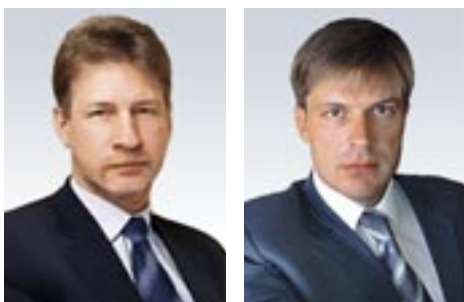
B.M. Karabanov, Methodology Director, «Intalev» Group of Companies, MBA

A.N. Bogatko, Management Systems Lead Consultant «Intalev» Group of Companies, PhD in Economics

Abstract. This article shows that today corporation, though evolving, but, nevertheless, lose profits in strategic volumes. The causes of these losses have a methodological character associated with the accuracy of development management. The article describes the logic of the strategic exact method of the corporation management. It shows how the application of this logic can significantly increase the corporation strategic profit. Based on this method, developed a technique allows to apply the method directly in practice. The technique allows to calculate the development strategies parameters, both falling and growing markets, to get ultimately the maximum possible profit that they can get in these markets.

Key words: :: ????????????????????

УДК 65.01.



Современные корпорации действуют в условиях жесткой конкуренции, и потому вынуждены осуществлять инвестиции: устанавливают

новое оборудование, разрабатывают и внедряют новые прогрессивные технологии, повышают квалификацию персонала, используют более технологичные сырье и материалы и т.д. Также корпорации ведут работу, направленную на повышение своей производительности. Подобные вложения должны давать ощутимые практические результаты, масштаб которых можно представить, исходя из объемов средств, которые отечественные корпорации инвестируют в свое развитие.

Несколько примеров.

Корпорация ГМК «Норильский никель» приводит данные о том, что стратегическая программа ее развития предполагает модернизацию всех перерабатывающих переделов. Общие капитальные вложения — 1,5 млрд долл. США. Они позволят уже в 2016–2017 годах реализовать масштабные проекты по модернизации входящих в состав корпорации фабрик и заводов¹.

Корпорация «ЕВРОЦЕМЕНТ групп» приняла программу модернизации производства предприятий на 2013–2018 годы, направленную на повышение их конкурентоспособности в долгосрочной перспективе. Одними из главных результатов модернизации заводов станет рост производственных мощностей на 15%².

В корпорации «РусГидро» утверждена Программа комплексной модернизации гидроэлектростанций с бюд-

¹ URL: <http://www.nornik.ru>

² URL: <http://www.eurocement.ru>



жетом 445,5 млрд руб. и сроком реализации до 2025 года. Предполагается увеличить мощности генерирующих объектов на 779 МВт, а выработку электроэнергии на 1,3 млрд кВт·ч в год³.

Корпорация «Газпром» скорректировала свою инвестиционную программу на 2014 год, увеличив ее объем на 22% до 1,026 трлн руб. В соответствии с утвержденной в 2013 году инвестиционной программой компании на 2014 год, общий объем вложений составлял 806 млрд руб.⁴

Иркутская нефтяная компания (ИНК) намерена инвестировать в 2014 году 9 млрд руб. Как ожидается, будет сформировано более 450 новых рабочих мест. Проект планируется вводить в эксплуатацию постепенно, полностью завершив в 2019 году. Инвестиции в проект с 2010 года по конец 2013 года составили 9,8 млрд руб.⁵

Однако, строя подобные планы, за скобками оставляют ответ на один вопрос: вложив такие значительные средства и получив прирост мощностей, получит ли корпорация при этом максимальный прирост прибыли? Ведь прирост мощностей должен сопровождаться ростом производительности, которая, по сути, и обеспечит окупаемость сделанных в модернизацию и совершенствование корпорации инвестиции. Если же прирост мощности останется на том же уровне производительности оборудования, или увеличит ее, но не в должной мере, то прибыль вырастет не до максимального значения, и часть возможной прибыли, которую могла бы получить корпорация, будет для нее потеряна.

Это можно представить следующим образом:

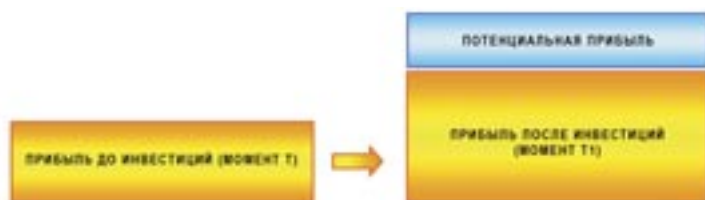


Рис. 1. Соотношение потенциальной (возможной) прибыли и прибыли, реально зарабатываемой корпорациями

Прибыль корпорации, которую она зарабатывает в текущий момент времени T при текущем уровне производительности, за счет инвестиций в модернизацию и развитие в перспективе увеличится (момент времени T_1) на некоторую величину. Но при этом корпорация может не подозревать, что возможная прибыль могла бы быть больше — на величину, которая на *рис. 1* показана как «Потенциальная прибыль». Т.е. это та прибыль, которую корпорация может зарабатывать, но не зарабатывает. Почему же она теряет ее?

Причина в методе, которым корпорации определяют объемы инвестиций и параметры мощностей, на формирование которых эти инвестиции направляются.

Фактически, в разных корпорациях методы принятия инвестиционных решений могут быть разные. Однако существует метод, применение которого позволяет получать результаты, наилучшие из всех возможных. Этот метод объясняется с помощью графика, представленного на *рис. 2*.

Представленная на рисунке модель оперирует теми же категориями, которые применяются на практике, а именно:

- валовой объем затрачиваемых ресурсов и валовой объем выпуска продукции (горизонтальные оси);
- валовой объем инвестиций и валовая прибыль (вертикальные оси).

На модели:

- дугообразная трехцветная линия — линия уровня эффективности, — ее форма объективна: она определена физическими законами; практически, эта форма определяет производительность корпорации;
- наклонные прямые линии — зеленая, синяя и красная (\square_1 , \square_2 и \square_3) — это линии конъюнктуры. Своим наклоном они характеризуют состояние конъюнктуры корпорации.

График модели демонстрирует, что в заданных конъюнктурных условиях:

- для получения максимально возможной прибыли корпорация должна последовательно достичь точно определенного уровня эффективности (производительности): не больше и не меньше. А именно, уровня, обозначенного на модели точкой \square_2 : этот уровень называется уровнем оптимума развития. Только в этом случае, в заданных конъюнктурных условиях прибыль корпорации будет максимально возможной — по оси валовой прибыли она показана зеленой вертикальной линией ($ТС_0ТС_2$). Стратегия развития, соответствующая данной логике, называется стратегией нормально сбалансированного развития;
- если же корпорация достигнет меньшего уровня эффективности (производительности), обозначенного на модели точкой \square_1 , то в заданных конъюнктурных условиях она получит меньшую валовую прибыль, чем максимально возможную. По оси валовой прибыли синяя вертикальная линия ($ТС_0ТС_1$) меньше зеленой. Стратегия развития, соответствующая данной логике, называется стратегией метасбалансированного развития;
- если же корпорация достигнет большего уровня эффективности (производительности), обозначенного на модели точкой \square_3 , то в заданных конъюнктурных условиях она все равно получит меньшую валовую прибыль, чем максимально возможную. По оси валовой прибыли красная вертикальная

³ URL: <http://www.up-pro.ru>

⁴ URL: <http://www.oilcapital.ru>

⁵ URL: <http://www.vedomosti.ru>

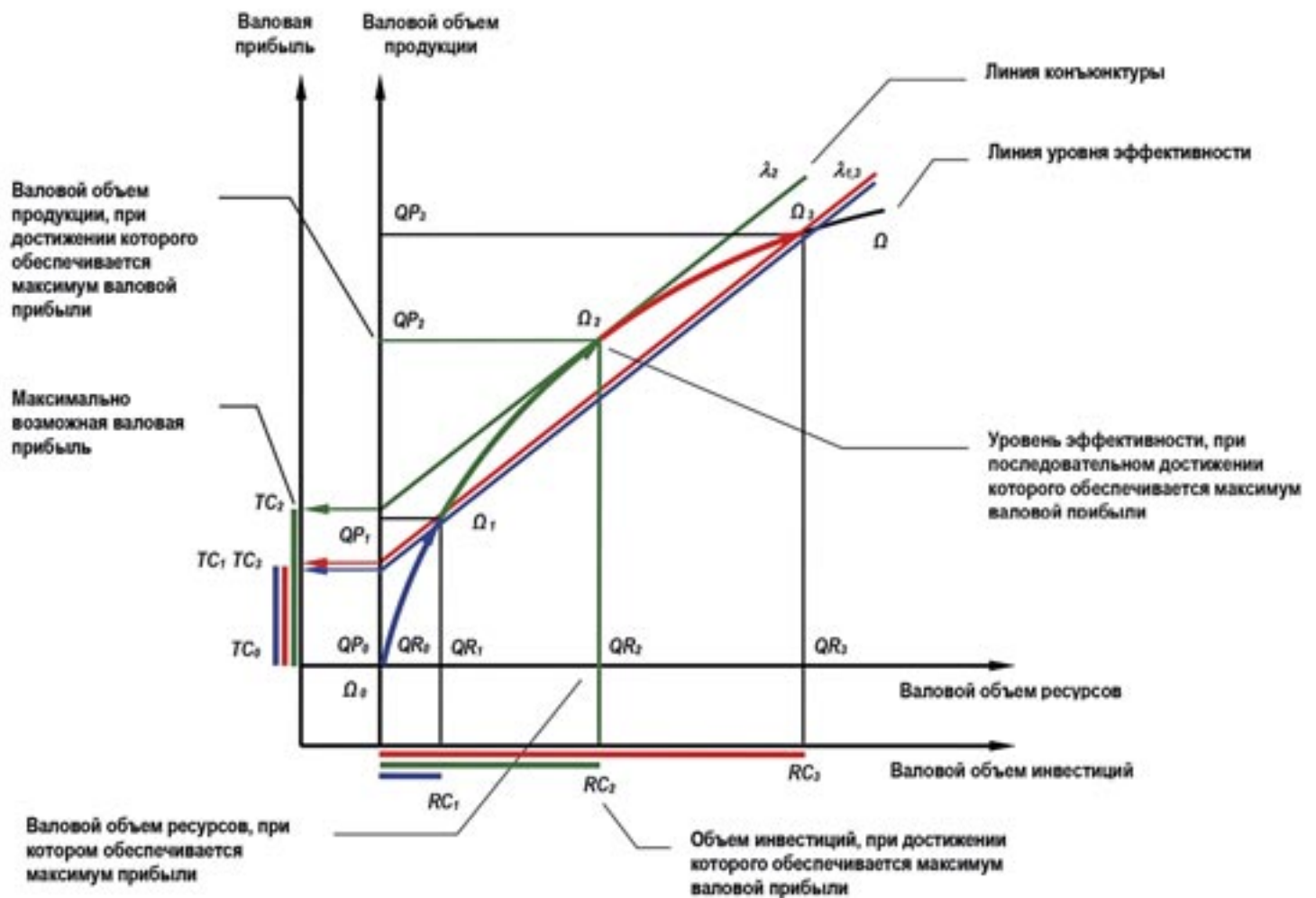


Рис. 2. Модель стратегического сбалансированного развития корпорации (по Нобелевскому лауреату Дж.Р. Хиксу)

линия (TC_0TC_3) меньше зеленой. Стратегия развития, соответствующая данной логике, называется стратегией гиперсбалансированного развития.

Модель устанавливает точное соответствие между:

- объемом валовых инвестиций и валовой прибылью от этих инвестиций. Только при объеме инвестиций в RC_2 корпорация получает максимально возможную прибыль TC_2 : при любом другом объеме, — как меньшем, так и большем, — прибыль корпорации не будет максимально возможной;
- производственными мощностями корпорации и валовыми инвестициями в них относительно критерия максимизации прибыли. При инвестициях RC_2 , мощности корпорации должны через последовательное использование ресурсов в объеме QR_2 обеспечить производство продукции в объеме QP_2 : только в этом случае корпорация получит максимально возможную прибыль TC_2 .

Из модели следует, что в момент достижения уровня оптимума эффективности корпорация, полностью вернув инвестиции и сформировав дополнительные инвестиционные фонды, должна ввести в эксплуата-

цию новые мощности увеличенного масштаба и т.д.

Важно подчеркнуть следующее. Модель отражает объективную логику развития корпорации. Только следование этой логике позволяет корпорации зарабатывать максимально возможную прибыль. И наоборот, любые отклонения от нее будут приводить к потерям прибыли в стратегических объемах. Развитие корпорации, осуществляемое с логикой рассмотренной модели, называется точным стратегическим сбалансированным развитием.

И потому возвращаемся к ранее заданному вопросу: а зарабатывают ли отечественные корпорации в результате своих колоссальных инвестиций тот максимум прибыли, который они могут реально заработать? Например, уверен ли ГМК «Норильский никель», что объем инвестиций в 1,5 млрд долл. — это и есть точка RC_2 , такая, что корпорация достигнув оптимума своего развития Ω_2 , последовательно используя объем ресурсов QR_2 и произведя объем продукции QR_2 , получит максимально возможную валовую прибыль TC_0TC_2 ?

Аналогично, позволят ли намерения «ЕВРОЦЕМЕНТ групп» увеличить мощности на 15%, получить



максимум валовой прибыли? И приведет ли рост отдачи компании «РусГидро» к получению максимально возможной прибыли?

Ответ отрицательный. Без непосредственного применения логики модели невозможно привести корпорацию к оптимуму развития, и, следовательно, к получению максимально возможной прибыли. Иначе говоря, если эта логика не применяется, то можно обоснованно утверждать, что отечественные корпорации, осуществляя инвестиции в колоссальных объемах, теряют, при этом, и колоссальные прибыли.

На основе стратегической модели сбалансированного развития корпорации разработана методика, позволяющая на практике применять ее логику, — методика точного стратегического управления сбалансированным развитием корпоративных структур.

Методика точного стратегического управления сбалансированным развитием корпоративных структур обеспечивает стратегическое финансово-производственное моделирование развития корпорации. Формально она представляет собой инструментарий, позволяющий вычислять точные параметры ряда взаимосвязанных планов развития корпорации, выполнение которых обеспечивает ей получение максимально возможной прибыли. Весь ряд таких планов и образует стратегический план сбалансированного развития корпорации.

Принципиальным отличием методики является следующее. Есть пропорции между затратами и выпуском. Рост производительности является результатом последовательных изменений этих пропорций, — причем изменений объективных, — зависящих от организационных и технических причин. Однако этими изменениями можно управлять финансовыми методами; причем управлять таким образом, чтобы корпорация, в итоге, зарабатывала тот максимум прибыли, который она может заработать. Методология позволяет точно вычислять эти пропорции; соответственно, вычислять объемы и порядок финансирования, оптимальные для достижения той производительности, которая, в итоге, обеспечивает корпорации получение максимума прибыли.

Как следствие решения задачи по точному стратегическому сбалансированному развитию корпорации, методика позволяет решать задачи по оптимизации рисков этого развития и выработки стратегий конкурентной борьбы корпорации.

А именно, инвестиции в развитие экономики корпорации сопряжены с риском, — как с конъюнктурным, так и организационно-производственным. Методика позволяет вырабатывать такие планы развития, при которых достижения заданных целей, — как по объемам выпуска, так и по объемам валовой прибыли, осуществляется последовательными вложениями таких объемов капитала, величины которых точно со-

ответствуют достижению этих целей. Поэтому, методика оптимизирует риски финансово-производственной деятельности корпорации. А именно, она оптимизирует риски вложений капитала:

- в недостаточные мощности, и, соответственно, в производство объемов продукции, меньшие, чем объемы, которые требуются конъюнктуре, — т.е. она снижает риски потери валовой прибыли за счет не достаточных объемов сбыта;
- в избыточные мощности, и, соответственно, в производство объемов продукции, большие, чем объемы, которые требуются конъюнктуре, т.е. она снижает риски потери валовой прибыли, либо за счет высокой себестоимости продукции, либо за счет невозможности реализации избыточных объемов этой продукции.

Методика позволяет разрабатывать стратегии конкурентной борьбы корпорации, направленные, в конечном итоге, на максимизацию ее прибыли. А именно:

- стратегия метасбалансированного развития характеризуется меньшими объемами выпуска продукции, но более высокой рентабельностью. Поэтому, данная стратегия может использоваться для удержания позиций на снижающихся рынках сбыта за счет ценовой конкуренции. Корпорация должна развиваться на таких рынках по этой стратегии вплоть до выхода из них ее конкурентов;
- стратегия гиперсбалансированного развития характеризуется большими объемами выпуска продукции, но меньшей рентабельностью. Поэтому, данная стратегия может использоваться для захвата позиций на растущих рынках сбыта за счет масштабной реализации продукции. Корпорация должна развиваться на таких рынках по этой стратегии вплоть до захвата всех свободных объемов рыночных ниш, — с целью исключения возможностей захвата этих объемов ее конкурентами.

После достижения целей как стратегии метасбалансированного развития, так и стратегии гиперсбалансированного развития, корпорация должна переходить к стратегии нормально сбалансированного развития, т.е. к стратегии получения всей прибыли, которую она может получить на захваченных рынках.

Управленческие принципы, приведенные в настоящем материале, позволяют значительно улучшить стратегические финансово-производственные результаты деятельности корпорации. Они дают точное и объективное понимание того, как корпорация должна, и как она не должна развиваться. Это понимание обеспечивает принятие управленческих решений, приводящих к получению корпорацией наилучших стратегических финансово-производственных результатов.



* * *

Особое значение методика точного стратегического управления сбалансированным развитием корпоративных структур приобретает в современной эконо-

мической ситуации в России. В условиях санкций США и Евросоюза против нашей страны, она становится фактором развития отечественных корпоративных структур.

Список использованной литературы

1. Федосеев А.В., Карabanов Б.М. Битва за эффективность. 1-е изд. — М: Альпина Паблшер, 2013. — 288 с.
2. Добровольский Е., Карabanов Б., Боровков П., Глухов Е., Бреслав Е. Бюджетирование шаг за шагом. 2-е изд., дополн. — СПб.: Питер, 2014. — 480 с. (серия «Технология вашего успеха»).
3. Богатко А.Н. Методология высокоточного управления сбалансированным развитием корпоративных структур. — М.: Финансы и статистика, 2014. — 208 с.
4. Хикс Дж.Р. Стоимость и капитал. Пер. с англ. / Общ. ред. и вступ. ст. Р.М. Энтова. — М.: Издательская группа «Прогресс», 1993. — 488 с.

Bibliography

1. Fedoseev A.V., Karabanov B.M. Battle for effectiveness. 1st Ed. — Moscow: Alpina Publisher, 2013. — 288 p.
2. Dobrovolskiy E., Karabanov B., Borovkov P., Glukhov E., Breslav E. Step by step Budgeting. 2nd Ed. — St. Petersburg: Piter, 2014. — 480 p. («The technology of your success» Series).
3. Bogatko A.N. High precision management methodology in balanced development of the corporate systems. — Moscow: Finance and Statistics, 2014. — 208 p.
4. Hicks J.R. Vaue and Capital. — Oxford. At The Clarendon Press, 1963.



Налоговый маневр в российской нефтяной отрасли

В.В. Понкратов, кандидат экономических наук, директор Центра финансовой политики Института финансово-экономических исследований ФГБОУ ВПО «Финансовый университет при Правительстве Российской Федерации»

Аннотация. В статье проанализированы варианты налогового маневра в нефтяной отрасли и последствия их реализации для российской экономики. В ближайшие годы страны Таможенного союза должны выработать единую политику в сфере топливно-энергетического комплекса и гармонизировать системы вывозных таможенных пошлин на нефть и продукты ее переработки. Автором сформулированы предложения по совершенствованию системы налогообложения добычи нефти в России.

Ключевые слова: Совершенствование налогообложения нефтедобычи, налог на добычу полезных ископаемых, таможенная пошлина.

Tax maneuver in the Russian oil industry

V.V. Ponkratov, Cand. Econ. Sci., director of the Center of a financial policy of Institute of financial and economic researches Financial university under the Government of the Russian Federation

Аннотация. In the article options of tax changes in oil industry and its consequences for the Russian economy are analysed. Over next years countries of the Customs union have to develop common policy for fuel-energy complex and harmonize export customs duties on oil and products of its processing. The author made suggestions how to improve taxation of oil production in Russia.

Ключевые слова: Improvement of the taxation of oil production, tax on mining, customs duty.

УДК 338.45:622



Наличие экспортных пошлин является наиболее существенным отличием российской системы налогообложения нефтегазового сектора с точки зрения международной практики. Другими существенными особенностями российской системы налогообложения является то, что ставка налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) для углеводородного сырья является специфической и слабо дифференцированной. Двенадцатилетняя практика применения НДПИ 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 малодобитных скважин, сохраняется множественность налоговых плате-

жей, 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. Новации по НДПИ 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.

Сырьевая база российской нефтяной промышленности оценивается примерно в 10% мировой, по этому показателю страна уступает Саудовской Аравии, Канаде и Ирану. При этом перспективы наращивания сырьевой базы России рассматриваются как очень значительные — ресурсы нефти составляют более трети мировых, а наиболее достоверная их часть — перспективные ресурсы (категории С₃) — оцениваются более чем в 12 млрд т. Распределение запасов и ресурсов нефти и конденсата по нефтегазовым регионам России неравномерно. Две трети добычи российской нефти в 2012 году, как и ранее, пришлось на Западно-Сибирский НГБ; большая ее часть получена из недр Ханты-Мансийского АО. Следует, однако, отметить, что как объем, так и доля

Сырьевая база российской нефтяной промышленности оценивается примерно в 10% мировой, по этому показателю страна уступает Саудовской Аравии, Канаде и Ирану. При этом перспективы наращивания сырьевой базы России рассматриваются как очень значительные — ресурсы нефти составляют более трети мировых, а наиболее достоверная их часть — перспективные ресурсы (категории С₃) — оцениваются более чем в 12 млрд т. Распределение запасов и ресурсов нефти и конденсата по нефтегазовым регионам России неравномерно. Две трети добычи российской нефти в 2012 году, как и ранее, пришлось на Западно-Сибирский НГБ; большая ее часть получена из недр Ханты-Мансийского АО. Следует, однако, отметить, что как объем, так и доля



ХМАО в добыче нефти в последние годы уменьшаются. Причиной этого является сокращение дебитов скважин на эксплуатируемых месторождениях, многие из которых разрабатываются 40 лет и более, а также относительно худшие промысловые характеристики вводимых в строй объектов. Более половины (56% в 2012 году) нефти Западно-Сибирского бассейна добывается на 20 месторождениях, 18 из которых находятся на территории Ханты-Мансийского АО, одно — на территории ЯНАО и одно (Ванкорское) — в Красноярском крае. Лидером по объемам добычи нефти с 2007 года является Приобское месторождение; в 2011 году на нем добыто 39,3 млн т, или 8% российской нефти. Самотлорское месторождение, которое в течение многих лет давало максимальные объемы нефти, занимает вторую строчку — 26,3 млн т. Запасы его выработаны более чем на 70%. Волго-Уральский НГБ ежегодно поставляет около 20% суммарного объема нефти, добытой в Российской Федерации. В 2012 году его доля составила 22,7%, или 110,2 млн т. Главную роль в добыче нефти продолжает играть крупнейшее в Республике Татарстан Ромашкинское месторождение — несмотря на то, что его запасы выработаны уже на 88%; на нем было добыто 15,2 млн т. Остальную добычу обеспечивает почти тысяча месторождений [1].

Необходимо отметить следующие проблемы неф-

тегазового 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 [2];
- 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.

В сентябре 2013 года в России был начат «нало-



говый маневр» в нефтяной сфере, заключающийся в повышении базовой ставки НДС при добыче нефти и одновременном снижении ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую, а также ставок вывозной таможенной пошлины на светлые нефтепродукты (кроме бензинов). Данные новации были закреплены с принятием Федерального закона 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». При добыче нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной ставка НДС установлена 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 ряд коэффициентов (подробнее см. ниже).

Наиболее существенные изменения коснулись способа исчисления ставок НДС в отношении газа горючего природного и газового конденсата. Ранее существовали абсолютные величины этих ставок, а с 1 июля 2014 года были введены формулы для их расчета. При добыче газа горючего природного и газового конденсата с 1 июля 2014 года ведены следующие ставки НДС:

- 42 руб. за 1 тонну 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) [3].

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 применить на практике и вызовет проблемы в налоговом администрировании. Кроме того, не все значения показателей, необходимых для расчета величины налоговой ставки, доступны добывающим компаниям.

Ставки вывозной таможенной пошлины на нефть сырую снижены с существовавшего с 2012 года уровня 60% до 59% в 2014 году, 57% в 2015 году и 55% в 2016 году.

Следует отметить, что и до начала налогового ма-

невра Правительство Российской Федерации в последние годы 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 [4]. 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 [5]. Конечной целью налоговых новаций является начало активной геологоразведки в регионе с прогнозными ресурсами углеводородов 100 млрд т условного топлива.

Согласно проекта основных направлений налоговой политики Российской Федерации на 2015 год и плановый период 2016–2017 годов будет продолжена работа по дальнейшей реализации налогового маневра. При этом дальнейшие шаги будут определяться с учетом достигнутых договоренностей между Российской Федерацией, Республикой Беларусь и Республикой Казахстан по принципам функционирования общих рынков нефти и нефтепродуктов в рамках Единого экономического пространства [6].

В части акцизного обложения предполагается, что ставки акцизов на моторное топливо будут определяться с учетом комплекса факторов, в том числе, прогнозируемого уровня инфляции, недопущения значительного роста цен, принятых соответствующими нормативными правовыми актами ограничений сроков производства и обращения моторных топлив 3-го и 4-го классов и необходимости формирования доходов до-



рожных фондов. С учетом предусмотренного техническим регламентом перехода с 2016 года на производство автомобильного бензина и дизельного топлива не ниже 5-го класса на 2017 год предлагается установить единую ставку акциза на автомобильный бензин, не соответствующий 5-му классу, в размере 13 332 руб. за 1 тонну, на автомобильный бензин 5-го класса — в размере 10858 рублей за 1 тонну, на дизельное топливо, не соответствующее 5-му классу — 7735 руб. за 1 тонну, на дизельное топливо 5-го класса — 5970 руб. за 1 тонну. На прямогонный бензин на 2017 год предполагается установить ставку акциза с учетом планируемого уровня инфляции на уровне, превышающем максимальную ставку акциза на автомобильный бензин, в размере 15 325 руб. за 1 тонну.

В настоящее время в правительстве обсуждается изменение параметров реализуемого налогового маневра в нефтяной отрасли. Связано это с тем, что согласно достигнутых ранее договоренностей с 1 января 2015 года Россия утрачивает возможность устанавливать для других стран-участниц Таможенного союза какие-либо квоты или компенсации. Сейчас ежегодная российская помощь, по оценкам различных ведомств, составляет от 6,5 до 10 млрд долл. США, после снятия ограничений она может вырасти до 30–40 млрд, что является непосильной нагрузкой на бюджет с учетом демонстрируемых российской экономикой околонулевых темпов роста. Возможны следующие сценарии:

- 1) умеренный — страны-участницы Таможенного союза договорятся о гармонизации таможенных пошлин. В этом случае сохранятся запланированные ранее темпы снижения ставок вывозных таможенных пошлин и компенсирующего роста ставок НДС;
- 2) шоковый — все ограничения отменяются и Белоруссия и Казахстан не гармонизируют пошлины с российскими, а фиксируют их на существенно более низком уровне. К примеру Казахстан с 1 апреля 2014 года повысил вывозную экспортную пошлину на нефть с 60 до 80 долл. США за тонну (напомню, что в этот период в Белоруссии и России она составила 387 долл. США за тонну). В этом случае возможно ожидать резкого снижения экспортной пошлины на сырую нефть, при одновременном резком повышении НДС по нефти до уровня, позволяющего компенсировать выпадающие доходы бюджета. Тогда базовая ставка НДС по нефти вырастет с запланированных 520 руб. за тонну до 1000–1100 руб. за тонну. Это сразу приведет к существенному повышению внутрироссийской цены на бензин и дизельное топливо.

Фактически эти два сценария находят свое отражение в позициях Министерства энергетики и Министерства финансов России, которые были представ-

лены на правительственном заседании 27 мая 2014 года [7].

Минфин предлагал форсировать снижение экспортной пошлины на нефть, светлые нефтепродукты и масла, сократив соответствующие ставки более чем вдвое уже в 2016 году, а также отказаться от повышения пошлины на темные нефтепродукты до 100% уже в 2015 году, как это заложено в бюджете, ограничившись 75%. Для компенсации выпадающих доходов бюджета Минфин предлагал вдвое повысить ставку НДС на нефть: до 1005 руб. на тонну в 2016 году против текущих 493 руб. Для купирования роста стоимости автомобильного топлива вследствие роста внутрироссийских цен на нефть, вызванного резким ростом НДС, предлагалось существенное сокращение акцизов. По расчетам Минфина, бюджетные последствия будут невелики: –7 млрд руб. в 2015 году и +87 млрд руб. в 2016 году. В результате предложенных новаций Минфин ожидал роста розничных цен на топливо в следующие два года примерно на 1,5–2 руб. за литр. Сокращение акцизов вынуждает Минфин искать для пополнения региональных дорожных фондов новый источник, которым, видимо, станет целевое отчисление 8–10% нефтяного НДС.

Министерство энергетики предложило вариант близкий к действующим параметрам реализуемого в настоящее время налогового маневра.

Россия является страной с огромной территорией, расположенной в северной части континента и индустриальным экономическим укладом, что предопределяет повышенный внутренний спрос на энергоносители. При кратном росте базовой ставки НДС и неизменной формуле расчета, налоговые обязательства нефтедобывающих компаний существенно возрастут, что немедленно отразится на стоимости топливно-энергетических ресурсов внутри страны и вызовет мультипликативный рост цен в базовых отраслях промышленности, транспорта и сельского хозяйства.

Напомню, что в настоящее время применяется следующая формула определения ставки НДС по нефти:

$$\text{НДС} = 493 \cdot \text{КЦ} \cdot \text{КВ} \cdot \text{КЗ} \cdot \text{КД} \cdot \text{КДВ},$$

где КЦ — коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть; КВ — коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретного участка недр; КЗ — коэффициент, характеризующий величину запасов конкретного участка недр; КД — коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти; КДВ — коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья.

За исключением КЦ все остальные коэффициенты в указанной выше формуле являются понижающими. Коэффициент, характеризующий динамику мировых



цен на нефть, в сентябре 2014 года составил 11,6997 [8]. Рассмотрим типичную ситуацию, когда у нефтедобывающей компании нет оснований для применения прочих коэффициентов к ставке НДС по нефти. Тогда ставка НДС составит $493 \cdot 11,6997 = 5767,9521$ руб. за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной. В случае принятия предложений Минфина по повышению базовой ставки НДС до 1005 руб. за тонну, реальная ставка НДС составит 11758,1985 руб. за тонну нефти. Таким образом рост НДС составит 5990,2464 руб. что незамедлительно приведет как минимум к пропорциональному росту цены на нефть на внутреннем рынке.

В сентябре 2014 года был представлен согласованный правительственный вариант налогового маневра в нефтяной отрасли. Его планируется провести за 3 года — с 2015 по 2017 год. НДС в 2015 году составит 775 руб./т против 530 руб./т, предусмотренных в настоящее время, в 2016 году — 873 руб./т против 559 руб./т, в 2017 году — 950 руб./т.

Планируется, что вывозная экспортная пошлина на нефть сырую будет сокращаться быстрее параметров, заложенных в Федеральном законе от 30 сентября 2013 года № 263-ФЗ, и составит в 2015 году 42%, 36% — в 2016 году и 30% — в 2017 году. При этом вывозная таможенная пошлина на дизельное топливо составит: в 2015 году — 48%, в 2016 году — 40%, в 2017 году — 30%, на бензин — 78, 61 и 30% соответственно. Пошлина на мазут достигнет 100% в 2017 году.

Планируется, что бюджет получит в 2015 году на 198,3 млрд руб. меньше, чем предусмотрено Законом о бюджете на 2014 год и плановый период 2015–2016 годов (в 2016 году — больше на 120 млрд, в 2017 году — на 77,8 млрд). Расчеты показывают, что при данных параметрах налогового маневра маржа нефтепереработки снизится в среднем с 55 до 30 долл. США на тонну.

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 углеводо-



родного 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 подорвать 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 [9].

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 недостаточны льготы по НДС.

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, т.е. платежа собственнику ресурса за пользование данным ресурсом, в нашем случае 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. Возможные варианты отказа от корректировки базовой ставки НДС в зависимости от мировых цен на нефть:

— привязка ценового коэффициента в расчете ставки НДС к внутрироссийским ценовым индикаторам. Основным источником информации может стать российская нефтяная биржа;

— изменение порядка применения коэффициента, характеризующего динамики мировых цен на нефть (КЦ). Экономически целесообразно применять КЦ к базовой ставке НДС только по экспортируемому углеводородному сырью. С точки зрения администрирования несложно отследить направление товарных потоков по добытой нефти, так как транспортная инфраструктура принадлежит государственной компании «Транснефть». Потребуется вменение в обязанность компании-недропользователю подавать соответствующие сведения, необходимые для обоснования применения ставки НДС без увеличения на КЦ;

— полный отказ от применения ценового коэффициента при определении ставки НДС при добыче нефти. 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.

На мой взгляд, наиболее предпочтительным является третий вариант, хотя он может стать невыгоден для отрасли при резком снижении цены на нефти и потребует оперативных действий со стороны правительства и законодателей.

В качестве базового сценария развития системы налогообложения добычи нефти целесообразно продолжить дифференциацию НДС по нефти, основываясь на базовых критериях. Необходимо расширить льготы в отношении добычи трудноизвлекаемых запасов нефти [10].

2. *Налог на прибыль.* Базовый налог российской налоговой системы, который уплачивается всеми хо-

зяйствующими 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. Развитые страны активно применяют подобный механизм с целью поддержания рентабельности деятельности и уменьшения налогообложения прибыли отдельных отраслей добывающей промышленности.

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. 3.1 Закона РФ «О таможенном тарифе» формуле, добавив еще несколько интервалов изменения: 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 95 долл./баррель (692 долл./т), а также сохранить тенденцию возрастания доли таможенной пошлины при росте экспортной цены.

4. *Система платежей, установленная законом «О недрах», — ренталс.* По нашему мнению, данная система должна 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.

Библиографический список

1. Аналитический доклад «Состояние минерально-сырьевой базы нефти и конденсата Российской Федерации на 01.01.2013». — URL: http://www.mineral.ru/Facts/russia/156/506/3_01_oil.pdf (дата обращения: 29.10.2014).
2. Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2030 года.
3. 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».
4. Распоряжение 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.правительство.рф/gov/results/18899> (дата обращения: 29.10.2014).
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 12 апреля 2012 года № 443-р «О стимулировании новых шельфовых проектов».
6. Основные направления налоговой политики Российской Федерации на 2015 год и плановый период 2016 и 2017



годов. — URL: http://www.minfin.ru/ru/tax_relations/policy/index.php (дата обращения: 29.10.2014).

7. Налогового шока для нефтяников не будет. — URL: <http://www.vedomosti.ru/finance/news/27057241/nalogovogo-shoka-dlya-neftyanikov-ne-budet> (дата обращения: 29.10.2014).

8. Письмо Федеральной налоговой службы 20 октября 2014 года № ГД-4-3/21605@ «О данных, необходимых для исчисления НДС в отношении нефти, за сентябрь 2014 года».

9. *Понкратов В.В.* Совершенствование системы налогообложения добычи нефти и газа с учетом углеводородного потенциала российской экономики // *Налоги и финансовое право.* 2012. № 7.

10. *Понкратов В.В.* Налогообложение добычи нефти и газа в Российской Федерации: ретроспективный анализ, действующая система, направления совершенствования : монография. — Ижевск, 2011.

References

1. Analiticheskij doklad «Sostojanie mineral'no-syr'евой bazy nefti i kondensata Rossijskoj Federacii na 01.01.2013». — URL: http://www.mineral.ru/Facts/russia/156/506/3_01_oil.pdf (дата обращения: 29.10.2014).

2. Jenergeticheskaja strategija Rossijskoj Federacii do 2030 goda.

3. Federal'nyj zakon ot 30.09.2013 g. № 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».

4. Rasporjazhenie ot 3 maja 2012 g. №700-r «O predlozhenii Minjenergo Rossii o klassifikacii proektov po razrabotke uchastkov neдр, sodержashhих запасы трудноизвлекаемой нефти, opredelennyh na osnove pokazatelej pronicaemosti kollektorov i vjazkosti nefti». — URL: <http://www.pravitel'stvo.rf/gov/results/18899/> (дата обращения: 29.10.2014).

5. Postanovlenie Pravitel'stva Rossijskoj Federacii ot 12 aprelja 2012 goda № 443-r «O stimulirovanii novyh shel'fovых proektov».

6. Osnovnye napravlenija nalogovoj politiki Rossijskoj Federacii na 2015 god i planovыj period 2016 i 2017 godov. — URL: http://www.minfin.ru/ru/tax_relations/policy/index.php (дата обращения: 29.10.2014).

7. Nalogovogo shoka dlja neftjanikov ne budet. — URL: <http://www.vedomosti.ru/finance/news/27057241/nalogovogo-shoka-dlya-neftyanikov-ne-budet> (дата обращения: 29.10.2014).

8. Pis'mo Federal'noj nalogovoj sluzhby 20 oktjabrja 2014 g. №GD-4-3/21605@ «O dannyh, neobhodimых dlja ischislenija NDPI v otnoshenii nefti, za sentjabr' 2014 goda».

9. *Ponkratov V.V.* Sovershenstvovanie sistemy nalogooblozhenija dobychi nefti i gaza s uchetom uglevodorodnogo potenciala rossijskoj jekonomiki // *Nalogi i finansovoe право.* 2012. № 7.

10. *Ponkratov V.V.* Nalogooblozhenie dobychi nefti i gaza v Rossijskoj Federacii: retrospektivnyj analiz, dejstvujushhaja sistema, napravlenija sovershenstvovaniya: monografija. — Izhevsk, 2011.



Russian Oil&Gas Industry Week

НАЦИОНАЛЬНЫЙ
НЕФТЕГАЗОВЫЙ
ФОРУМ

22-24 октября 2014 ЦМТ, Москва

www.oilandgasforum.ru



Сохранить устойчивую роль России на энергетических рынках

Делегаты второго Национального нефтегазового форума сошлись во мнении о необходимости скорейшего введения НФР и о продолжении выполнения программы по импортозамещению

22 по 24 октября в московском Центре международной торговли прошел второй Национальный нефтегазовый форум. Форум организован Министерством энергетики РФ совместно с Российским союзом промышленников и предпринимателей, Торгово-промышленной палатой РФ, Российским газовым обществом и Союзом нефтегазопромышленников России. Его посетили более 1400 человек. Среди делегатов были топ-менеджеры топливно-энергетических компаний, члены Правительства РФ, лидеры профессиональных общественных организаций и представители профильных высших учебных заведений. Активное участие в Форуме также приняли ключевые зарубежные компании-партнеры, среди которых ExxonMobil, Statoil, BP, Shell, Schneider Electric и Schlumberger. Программа Форума, состоявшая из 18 тематических сессий, была составлена таким образом, чтобы охватить весь спектр актуальных вопросов российского ТЭК в условиях новых экономических и геополитических вызовов. Все это позволяет заявить, что Форум стал наиболее актуальной отраслевой площадкой для диалога нефтегазового бизнеса и власти.

Программа каждого из трех дней Форума была посвящена отдельной теме, определяющей содержание проходящих пленарных заседаний, рамочных дискуссий и «круглых столов».

Темой первого дня Форума стало устойчивое развитие и экономика роста. Открыл пленарную часть мероприятия саммит лидеров нефтегазовой отрасли, в

котором приняли участие заместитель председателя Правительства РФ Аркадий Дворкович, министр энергетики РФ Александр Новак, министр природных ресурсов и экологии РФ Сергей Донской, президент РСПП Александр Шохин, генеральный директор ОАО «Сургутнефтегаз» Владимир Богданов, председатель Совета директоров ОАО «Газпром» Виктор Зубков,





генеральный директор ОАО «Зарубежнефть» Сергей Кудряшов и вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» Леонид Федун. Модератором дискуссии выступил президент фонда «Сколково» Виктор Вексельберг. В обсуждении спикеры сделали основной акцент на прогнозировании новых сценариев развития ситуации на глобальном рынке нефти и газа, а также на определении первоочередных мер по купированию негативных последствий от снижения цен на нефть, усиливающейся международной конкуренции и вступивших в силу с августа 2014 года секторальных санкций.

Аркадий Дворкович отметил, что основная задача правительства — сохранить устойчивую роль РФ на энергетических рынках, для чего необходимо продолжить реализацию планов по модернизации нефтеперерабатывающих мощностей и разработку перспективных месторождений в Сибири, на Дальнем Востоке и российском Севере. Для этого будет осуществлено изменение налогового законодательства — на данный момент нюансы «налогового маневра» в нефтегазовой отрасли уже согласованы между Правительством и топливо-энергетическими компаниями. Вице-премьер также отметил, что снижение цен на нефть может вызвать сокращение притока инвестиций в нефтегазовую отрасль, при этом подчеркнув, что Правительство всегда закладывало в бюджет вероятность этих событий.

Иной способ финансовой поддержки отраслевых компаний, предусматривающий использование средств Фонда национального благосостояния, был предложен Александром Новаком и Сергеем Донским. Тем не менее, Аркадий Дворкович заметил, что ФНБ «не безразмерный» и его объема может не хватить на удовлетворение нужд всех компаний. Позже, в перерыве, Леонид Федун заявил, что «ЛУКОЙЛ» также может подать заявку на средства Фонда. «Если все будут подавать, то и мы подадим», — сказал Леонид Федун.

Завершая первую сессию форума, Александр Новак отметил, что ключевая проблема отрасли за-

ключается в ужесточении конкуренции на мировом рынке нефти и газа. В качестве первоочередных мер для преодоления этих вызовов он назвал модернизацию и налоговые стимулы. В частности, Министр высказался за скорейшее введение налога на финансовый результат. Это предложение нашло поддержку у Аркадия Дворковича, отметившего, что данный вопрос будет вынесен на обсуждение с Правительством РФ в ближайшее время.

Во время перерыва А. Новак также выступил на пресс-брифинге, где ответил на острые вопросы повестки дня.

Тема развития международной рыночной ситуации получила продолжение на пленарной сессии **«Россия на новых сырьевых рынках: стратегия, долгосрочное планирование и прогнозирование мировой энергетики»**. Пленарную сессию открыл заместитель Министра энергетики РФ Алексей Текслер. «Основной вызов — глобальная конкуренция, наша задача — быть впереди», — отметил он. Участники обсудили освоение новых нефтегазовых центров с крупными сырьевыми ресурсами и перспективное взаимодействие с рынками растущего спроса, в первую очередь в АТР.

В ходе пленарной сессии **«Современная экономическая и налоговая политика национальной нефтегазовой отрасли: в поисках компромисса между фискальной и стимулирующей функцией»** был вновь поднят вопрос изменения налоговой политики для нефтегазовой отрасли. Во многом именно налоги способны стимулировать ее развитие в условиях ухудшающейся конъюнктуры глобальных рынков и трудности в поддержании прежних уровней нефтедобычи. Заместитель министра энергетики РФ Кирилл Молодцов заявил, что на 2014 год уровень добычи составил 526–528 млн т в год, что является переломным показателем из-за истощения месторождений в главной нефтегазоносной провинции (Западная Сибирь). В связи с этим, основной задачей энергетической отрасли является стимулирование разведки и разработки новых запасов углеводородов. «На сегодняшний день только 18% месторождений стимулируются по территориальному признаку и экономической эффективности», — отметил Кирилл Молодцов.

Выступавший следом заместитель министра финансов РФ Сергей Шаталов отметил, что для стимулирования разработки месторождений Правительство формирует новую налоговую политику и ищет компромиссные решения между интересами государства и компаниями нефтегазового сектора. В частности, обсуждается вопрос предоставления льгот на разработку нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами.

Наиболее оживленную дискуссию вызвал уже упоминавшийся в начале дня «налоговый маневр», предполагающий поэтапное повышение НДС на



нефть с одновременным снижением экспортных пошлин на нее и светлые нефтепродукты. Представители бизнеса и власти согласились, что данное решение сможет стимулировать отрасль в краткосрочной перспективе, но в дальнейшем этот налоговый режим может негативно отразиться на уровне нефтедобычи.

Присутствовавший на сессии губернатор ЯНАО Дмитрий Кобылкин отметил, что при разработке новой налоговой политики для нефтегазовой отрасли необходимо принять наиболее конструктивные и комплексные решения.

Представители нефтегазовых компаний также согласились, что крайне важно сохранять умеренные налоговые ставки. По словам президента ОАО «АНК «Башнефть» Александра Корсика, добыча развивается, пока доходы компании позволяют выплачивать НДС. Сильно возросшая ставка может заставить многие компании отказаться от этой деятельности.

В целом, участники дискуссии по поводу налоговой политики согласились, что новые налоговые правила должны охватывать отрасль в целом и ставить в равные условия всех игроков — от гигантов до малого бизнеса. Создание новых налоговых правил необходимо осуществить в кратчайшие сроки.

Закрыл первый день Форума «круглый стол» **«Перспективы развития конкуренции в нефтегазо-**

вом комплексе России: рыночные механизмы и политические стимулы», где обсуждалась возможность замены жесткой политики регулирования на рыночные механизмы, которые бы позволили компаниям вести успешную конкурентную борьбу, как на внутреннем, так и на внешнем рынках.

«Конкуренция, если посмотреть немножко шире, с точки зрения инвестиционного климата, порождает определенное доверие между властью и бизнесом, между бизнесом и обществом. В этой связи преимущества от конкуренции вполне очевидны. Вместе с тем, до сих пор не ясны издержки, которые российская экономика несет в виду той слабой конкуренции, которую сегодня мы имеем не только в нефтегазовой отрасли, но в целом», — отметил заместитель председателя комитета РСПП по энергетической политике и энергоэффективности Юрий Станкевич, выступивший модератором дискуссии.

В ответ на это начальник управления по стратегическим исследованиям в энергетике Александр Курдин выразил мнение, что конкуренция, пусть неидеальная, лучше, чем ее отсутствие, а заместитель руководителя ФАС России Анатолий Голомолзин отметил, что в целом ситуация на рынке все больше становится понятной его участникам. Это позволяет рассчитывать на устойчивую ситуацию развития в





Заместитель председателя Правительства РФ А.В. Дворкович



Генеральный директор
ОАО «Сургутнефтегаз»
В.Л. Богданов



Министр энергетики РФ А.В. Новак

будущем. Оптимистично настроен и вице-президент по связям с инвесторами ОАО «ЛУКОЙЛ» Андрей Гайдамака, отметивший, что отечественные нефтегазовые компании уверенно действуют на международных рынках, где она выражена намного сильнее, чем внутри России.

Вместе с тем главный экономист ВР России Владимир Дребенцов предупредил, что в условиях, когда российским компаниям придется конкурировать одновременно и на западном, и на восточном рынках, жизненно важно научиться контролировать издержки, учиться снижать их. Это поможет российским игрокам оставаться конкурентоспособными.

Генеральный директор «АссоНефть» Елена Корзун посвятила свое выступление необходимости разработки концепции по созданию понятных конкурентных условий для предприятий малого и среднего бизнеса, работающих в нефтегазовом секторе.

В завершение участники пришли к выводу, что сокращение избыточного присутствия государства, продуманная антимонопольная политика, поддержка малых и средних энергетических предприятий — это необходимые базовые условия, способствующие формированию конкуренции и развитию малого и среднего бизнеса в нефтегазовом секторе страны.

В завершении первого дня Форума Александр Новак провел встречу с ветеранами нефтегазовой отрасли, где отметил их вклад в развитие топливно-энергетического комплекса России, и со студентами профильных вузов, которые придут на смену текущему поколению работников нефтегазовой промышленности.

* * *

Основной темой второго дня Форума, 23 октября, стали прорывные технологии разведки и добычи углеводородов. День стартовал с совместного заседания Консультативного совета по инновационному разви-

тию нефтегазового комплекса Минэнерго России и технологической платформы «Технологии добычи и использования углеводородов». Участники совещания обсудили меры стимулирования, обеспечивающие вовлечение в инновационные проекты нефтегазовой отрасли игроков разного уровня.

«Только экономические стимулы могут повлиять на внедрение инноваций», — подчеркнул заместитель министра энергетики Алексей Текслер, подтверждая один из главных тезисов первого дня.

Первый проректор по стратегическому развитию НИУ РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина Михаил Силин пояснил, что технологическая платформа «Технологии добычи и использования углеводородов» — коммуникационный инструмент для органов власти, науки и бизнеса. «Большинство западных нефтегазовых компаний опираются на научные исследования университетов, — отметил М. Силин. — В планах же российских компаний не выделены статьи для финансирования исследований с внешними научными организациями».

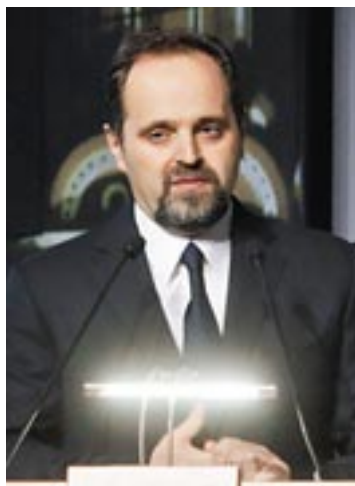
В ответ на это замечание проректора Андрей Гайдамака заметил: «Привлекать деньги и убедить инвесторов — этому надо учиться». Он пригласил участников пленарной сессии принять участие в круглом столе по развитию венчурных фондов, который проведет компания «ЛУКОЙЛ» 25 ноября.

Следом вице-президент, исполнительный директор кластера энергоэффективных технологий фонда «Сколково» Николай Грачев рассказал о положительном опыте привлечения денежных средств в разработки новых технологий. Так в сколковском кластере «Энергоэффективность» сейчас успешно работают порядка 45 компаний, треть из них вышла на уровень коммерциализации.

Тема импортозамещения и стимулирования работы машиностроительной отрасли в интересах нефте-



Губернатор Ямало-Ненецкого автономного округа Д.Н. Кобылкин



Министр природных ресурсов и экологии РФ С.Е. Донской



Вице-президент ОАО «ЛУКОЙЛ» Л.А. Федун

газового комплекса, где зависимость от иностранных технологий составляет почти 80%, получила развитие в ходе «круглого стола» **«Будущее отраслевого машиностроения и нефтегазового сервиса в условиях секторальных санкций: локализация и реализация комплексной программы импортозамещения»**. Модератором обсуждения выступил Кирилл Молодцов.

Стимулирование производителей в этой области должно вестись совместно представителями отрасли, которые являются конечными потребителями этих технологий, и государством. Со стороны последнего ведется активная деятельность по поддержке производителей путем субсидирования научно-исследовательских и опытно-конструкторских разработок. «Мы уделяем основное внимание разработке отечественных технологий для освоения арктического шельфа, а именно ноу-хау для геологоразведки, бурения и добычи находящихся там углеводородов», — отметил заместитель министра энергетики, говоря про локализацию технологий в рамках импортозамещения. Помимо участия в финансировании новых разработок, от бизнеса ожидается ориентация на комплексность и долгосрочность заключаемых контрактов.

Технологические аспекты применения передовых технологий для добычи трудноизвлекаемых углеводородов на шельфе были рассмотрены на конференции **«Освоение ресурсов российского континентального шельфа: экологические риски, технологические вызовы и инфраструктурные решения»**.

Открывая сессию, директор консалтинга IHS Максим Нечаев отметил, что запасы, которые имеет Россия на арктическом шельфе, являются одними из крупнейших в мире. Тем не менее, освоение шельфа неразрывно связано с экономическими и технологическими сложностями, обсуждение которых уже затрагивалось на Форуме: падение мировых цен на нефть,

ограничение доступа к западным технологиями и наличие экологических рисков.

Подводя итоги, участники сделали вывод о том, что в ближайшем будущем темпы развития мировой энергетики во многом будут определяться эффективностью работ по освоению континентального шельфа, на котором сосредоточен огромный объем мировых запасов нефти и газа. Разработка нефтегазовых месторождений на шельфе отличается огромной капиталоемкостью проектов, колоссальной ответственностью, крайне высокими экономическими рисками.

Одновременно с обсуждением добычи на шельфе проходил «круглый стол» Российского газового общества, посвященный развитию внутреннего рынка газа.

Кирилл Молодцов сообщил участникам, что в ближайшее время Министерством будет представлен генеральный план развития газовой промышленности, в котором ключевое место отведено Восточной программе, направленной на создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи, транспортировки газа и газоснабжения для развития экспорта этого природного ресурса на рынки стран АТР.

Следом президент НП «Российское газовое общество», заместитель председателя Комитета Государственной Думы по энергетике Павел Завальный рассказал об усилении конкуренции между производителями газа на внутривосточном рынке, где доля независимых производителей составляет 27%. С учетом того, что 40% газа экспортируется, то на российском рынке независимым игрокам почти удалось добиться паритета.

В преддверии запуска биржевых торгов газом, намеченных на 24 октября, с докладом выступил президент Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой биржи Алексей Рыбников. Ожидается, что



Председатель Совета директоров ОАО «Газпром»
В.А. Зубков

на биржевой площадке будет реализовываться порядка 10% от общего объема поставок природного газа на внутренний рынок. Из них 17,5 млрд куб. м в год будет поставлять ОАО «Газпром», и не менее этого объема — независимые поставщики газа. «По результатам введения биржевой торговли газом мы рассчитываем получить сформированные индикаторы спотовых цен на месяц, декаду (неделю) и на сутки (двое) вперед», — отметил Алексей Рыбников.

Завершился второй день Форума двумя круглыми столами. В дискуссии **«Перспективы развития геологоразведки под призмой устойчивого спроса на углеводороды»** представители российской нефтегазовой отрасли во главе с президентом Союза нефтегазопромышленников России Геннадием Шмалем обсудили проблемы развития геологоразведки в стране.

По мнению спикеров, перспективы развития геологоразведки возможны лишь при кооперации государства и нефтегазового сектора. Главной проблемой геологоразведки является отсутствие единой организации, которая отвечала бы за прирост запасов. Российская геология также сталкивается с рядом других трудностей: отсутствием достоверной геологической информации и недостаточностью государственного финансирования. Геннадий Шмаль предложил консолидировать научный потенциал в этой области: «Остатки научных институтов нужно собрать и создать единый орган влияния и координации деятельности в геологоразведке».

Ввиду большого потенциала разрабатываемых месторождений российские нефтегазовые компании до недавнего времени не испытывали необходимости в реализации расширенных программ разведочных работ. Основными перспективными районами для прироста запасов на сегодняшний день являются Восточная Сибирь и Дальний Восток. Ввиду этого, государство стремится принять необходимые решения для ускорения разработки данных регионов путем создания механизма привлечения компаний путем льготной налоговой системы.

Завершая дискуссию, участники круглого стола пришли к выводу, что отечественная геологоразведка на данном этапе переживает переломный момент. В свою очередь, господдержка и инвестирование со стороны нефтегазовых компаний способны изменить курс развития российской геологоразведки.

Параллельно состоялась панельная дискуссия **«Трудноизвлекаемые и нетрадиционные энергоресурсы: мировой опыт и российские перспективы»**, в ходе которой международные и российские эксперты нефтегазовой отрасли дали оценку ключевым аспектам разработки, освоения и переработки нетрадиционных и трудноизвлекаемых углеводородов и их влияния на рынки традиционных энергоносителей.

Заместитель генерального директора по науке и инновационной деятельности ОАО «РИТЭК» Виктор Даришев представил в своем выступлении результаты реализации и перспективы развития технологии термогазового воздействия на залежи Баженовской свиты. Говоря о результатах, он подчеркнул, что при реализации термогазового воздействия наблюдается рост пластового давления по всем реагирующим скважинам, а также снижение вязкости и плотности нефти.

Директор по аналитике Московского нефтегазового центра ЕУ Денис Борисов отметил, что на сегодняшний день нет ни у кого сомнений, что тот объем потенциальной ресурсной базы именно по ТриЗам в России составляет те миллиарды тонн, о которых мы сегодня слышим. «Можно констатировать тот факт, что никто не верит, что в ближайшие 10–15 лет та сырьевая ресурсная база по ТриЗам, которая есть в России, будет реализована тем или иным образом и тут важным методом является применение современных методов повышения нефтеотдачи пластов», — подчеркнул он.

Участники уделили особое внимание необходимости направить силы на инновационное развитие отрасли в рамках реализации концепции импортозамещения. «Следует проводить политику, связанную с необходимостью стимулировать добывающие компании и бизнес, в том числе, путем создания инновационных компаний. Это поможет обеспечить максимально эффективную разработку месторождений», — подчеркнул директор по инновациям и развитию,



НП «Национальная ассоциация по экспертизе недр»
Антон Чупилко.

* * *

В продолжение второго дня Форума, третий и последний день мероприятия, начался с обсуждения проблем переработки и сбыта, а также модернизации нефтегазовой отрасли.

На утреннем брифинге **«Аналитический обзор глобальных и локальных рынков нефтепродуктов»** обсуждалась перспектива продвижения российских сортов нефти на международном рынке и создание **«российского ценового маркера»**. Как отметил в своем выступлении директор по развитию бизнеса Argus Media Михаил Перфилов, для создания независимого маркера экспортеры продавать нефть сейчас по фиксированной цене с поставкой в будущем, в то время как Правительству следует изменить налоговые правила для стимулирования форвардных продаж. Также эксперт считает необходимым усовершенствование логистики: обеспечение свободного доступа к инфраструктуре для хранения сырья и неограниченные возможности для его вывоза морским транспортом.

Проведя сравнительный анализ сортов нефти Ugals или ВСТО, Михаил Перфилов высказал мнение, что для российского маркера ВСТО более привлекателен. «Смеси ВСТО — это самый большой объем предложения среди представленных на рынке АТР сортов. Кроме того это региональная нефть с коротким плечом доставки», — отметил он.

В рамках брифинга партнер ООО «Оливер Вайман» Дмитрий Гречкин вновь поднял вопрос рисков из-за падения нефтяных цен, однако отметил, что за последние 10 лет выросла значимость и других ключевых рисков, среди которых он выделил задержки исполнения крупных проектов по добыче нефти и газа. «Срочная необходимость в модернизации нефтеперерабатывающих мощностей и освоении новых месторождений выдвигают этот риск на второе место», — сказал Дмитрий Гречкин.

В числе потенциальных мероприятий по снижению ключевых рисков в части цен на нефть для российских нефтяных компаний он также назвал хеджирование цен, динамическое планирование и бюджетирование, оптимизацию продаж и затрат на внутреннем рынке при помощи трейдинга, присутствие по всей цепочке стоимости для сглаживания эффектов цены по сегментам.

Тема модернизации производства была также затронута в середине дня на объединенной панельной дискуссии, посвященной модернизации нефтеперерабатывающего комплекса России и поиску баланса между социальными и рыночными механизмами ценообразования на моторное топливо.

На сегодняшний день российская нефтеперерабатывающая промышленность продолжает оставаться одной из крупнейших в мире, но по структуре производства продукции и по степени технической оснащенности заводов Россия до сих пор существенно отстает от передовых стран.

Генеральный директор ОАО «ВНИПИнефть» Владимир Капустин обозначил ключевые проблемы, характерные для нефтепереработки России: низкую глубину переработки нефти, высокую изношенность основных фондов и итоговое низкое качество нефтепродуктов.

В ответ на это заместитель директора департамента переработки нефти и газа Минэнерго России Юрий Злотников, в своем докладе отметил, что в соответствии с имеющимися прогнозами, в результате углубления переработки нефти, объем первичной переработки к 2020 году снизится до уровня 256 млн т





Президент Союза нефтегазопромышленников России Г.И. Шмаль, заместитель министра энергетики РФ К.В. Молодцов, министр энергетики РФ А.В. Новак, президент РГО, заместитель председателя Комитета по энергетике Государственной Думы РФ П.Н. Завальный

при том, что фактически в 2014 году ожидается переработка 287,5 млн т. При этом поменяются доли продуктов нефтепереработки: в значительной степени увеличится производство топлива для реактивных двигателей (на 66%), также ожидается рост производства автомобильного бензина (на 34%). Также, согласно прогнозам, вырастет производство дизельного топлива, при этом, глубина его переработки увеличится до 85% к 2020 году. Основой для таких прогнозов являются планы по модернизации нефтеперерабатывающих мощностей, которая пройдет в два этапа. В ходе первого этапа планируется повысить качество производимого топлива с перехода на производство топлива экологического стандарта «Евро-4» в 2015 году и «Евро-5» в 2016 году. Второй этап, рассчитанный на исполнение до 2020 года, будет ориентирован на углубление переработки, а также, на процесс переработки нефтяных остатков.

Генеральный директор ООО «Издательский дом «ИнфоТЭК» Наталья Шуляр заявила, что проблема производства высокооктановых продуктов вызвана отказом от применения ряда зарубежных технологий. Государственные программы направлены на повышение эффективности производства, развитие отечественного машиностроения, увеличение глубины переработки и стимулирования производства светлых нефтепродуктов. Наталья Шуляр предостерегает, что увеличение налоговой нагрузки, в частности увеличе-

ние НДС, выльется в повышение цен на бензин и, в итоге, скажется на конечных потребителях.

«Бензин не является продуктом переработки нефти, а является продуктом налоговой нагрузки. Именно так нужно объяснять потребителю», — добавила она, пояснив, что стоимость бензина формируется именно налоговым бременем. «Налоговый маневр» влияет на рост цен на нефтепродукты, тем самым, повышая цены во всей экономической цепочке. Этот косвенный эффект снизит спрос на нефтепродукты и автомобили. Таким образом, при всей необходимости выработки новых налоговых правил, необходим тщательный анализ межотраслевых эффектов от предлагаемого «налогового маневра».

Генеральный директор ООО «ИнфоТЭК-КОНСАЛТ» Тамара Канделаки отметила, что на сегодняшний день рынок нефтепродуктов России имеет выраженную структуру: дефицит светлых нефтепродуктов и профицит мазута и дизельного топлива. Данная ситуация вызвана нехваткой технологий, оборудования и катализаторов, необходимых для первичной переработки. Она подтвердила насущность срочного углубления переработки добываемой нефти, так как высокие таможенные пошлины на темные нефтепродукты и мазут, а также процесс их постепенной замены на природный газ в Европе, сделают экспорт нерентабельным.

Начальник отдела департамента по развитию нефти и нефтехимии ОАО «Газпром нефть» Олег Ведерников подчеркнул, что сегодня именно Правительство должно стимулировать переход отрасли к глубокой переработке и повышению качества моторного топлива.

Вновь был рассмотрены риски понижения нефтяных цен. Генеральный директор Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков Виктор Рябов озвучил статистику по данным Минфина, говорящую, что из-за этих процессов бюджет недополучает 70 млрд руб.

Завершая выступление, В.Рябов подчеркнул, что в соответствии с Генеральной схемой развития нефтяной отрасли до 2020 года, сегодня важнейшей задачей для нефтяных компаний является повышение глубины переработки нефти до 80%. Это позволит полностью удовлетворить внутренний спрос на такие продукты, как бензин, дизельные топлива и авиационный керосин, а также создать резервы для удовлетворения растущего рынка и сезонного спроса. Кроме того, итогом модернизации нефтеперерабатывающей отрасли РФ должно стать увеличение ее кон-



курентоспособности на мировом рынке нефтепродуктов в новых геополитических условиях.

Вопрос импортозамещения и модернизации был затронут на стенде Schneider Electric, где состоялась встреча Кирилла Молодцова с директором по стратегии и развитию бизнеса компании Schneider Electric Михаилом Турундаевым, обсудивших проблемы импортозамещения и локализации. Стороны обсудили и наметили пути дальнейшего развития взаимодействия в области локализации программного обеспечения, вопрос импортозамещения которого сейчас стоит особенно остро.

Завершил программу Форума «круглый стол» **«Нефтегазохимическая и перерабатывающая отрасли: стимулы и вызовы для отечественной переработки полимеров»**, соорганизатором которого выступила компания «СИБУР». Его участники обсудили тенденцию к увеличению доли инновационной, технологичной и наукоемкой продукции, служащей базовым сырьем для создания конечного продукта с высокой добавочной стоимостью.

Как отметил Кирилл Молодцов, «именно нефтегазохимическая отрасль за последние 12–14 лет развивалась по тем задачам, которые сама себе ставила». Теперь перед участниками рынка стоит новая задача — увеличить количество потребления пропиленов на российском рынке, а также стимулировать развитие переработки, чтобы уменьшить долю импортируемых продуктов, произведенных из российских углеводородов.

В последние годы многое было посвящено разрешению этого вопроса, однако задача перехода «сырьевых запасов» к «высокой добавочной стоимости» требует нового осмысления и решений со стороны игроков рынка и регуляторов. Участники дискуссии высказали предложение разработать механизм кооперации, способный помочь переработчикам «быть услышанными». Кирилл Молодцов ответил, что Министерству нужны максимально быстрые сигналы от участников рынка, чтобы оперативно реагировать на предложения.

Кроме того, К. Молодцов сообщил, что в первой декаде декабря 2014 года ожидается, что Правительство РФ утвердит разработанную Министерством энергетики Стратегию развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года. Документ основан на «Плане развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года», утвержденным приказом Министерства энергетики в 2012 году.

Реализация Стратегии позволит повысить конкурентоспособность отечественного химического комплекса до уровня промышленно развитых стран, реализовать сырьевой и инновационный потенциал, улучшить социально-экономическую ситуацию в стране, укрепить национальную безопасность за счет обес-

печения компонентной базой ряда ведущих отраслей российской промышленности гражданского и оборонного характера.

* * *

Подводя итоги Форума, можно выделить следующие выводы:

1. Правительство и представители российских нефтяных компаний сошлись во мнении, что налог на финансовый результат необходимо ввести в самом ближайшем времени. Это позволит избежать падения уровня добычи нефти в среднесрочной перспективе. При этом реализация пилотных проектов на основе налогообложения финансового результата начнется не ранее первой половины 2015 года.
2. Возможность создания государственной нефтесервисной компании с элементами монополии была неоднозначно встречена экспертным сообществом, так как ее появление окажет негативное влияние на геологоразведку и добычу. Эти опасения разделяют как представители вертикально интегрированных нефтяных компаний, так и Федеральной монопольной службы.
3. На данный момент, несмотря на острую необходимость реализации программы импортозамещения оборудования для нефтегазовой отрасли, эта задача вряд ли может быть решена в скором времени из-за многочисленных проблем, связанных с отсутствием многих необходимых высококачественных разработок и с трудностями финансирования предприятий машиностроения.
4. Актуальной задачей является создание независимого экспертно-аналитического агентства, которое должно подготавливать и публично представлять достоверные отраслевые прогнозы относительно рыночной конъюнктуры российского и глобального рынков ТЭК.

Предложения по изменению регуляторной среды, выработанные в ходе работы Форума, будут озвучены Александром Новаком в ходе ноябрьского доклада Правительству.

Форум привлек большое внимание со стороны средств массовой информации — на мероприятие были аккредитованы более 250 представителей, среди которых было двенадцать телеканалов, включая федеральные (Первый канал, Россия 2, Россия 24, НТВ, ТВЦ) и зарубежные (ZDF (Германия), NHK (Япония)).

В 2015 году Форум, приобретший статус главного события отрасли, запланирован на 10–11 марта 2015 года на новой площадке, в ЦВК «Экспоцентр». Ожидается, что пленарная часть дополнится обширной экспозицией достижений компаний в области передовых технологий и инноваций ТЭК.

Мировой газовый рынок: основные тенденции, вызовы и возможности РФ по его обеспечению природным и сжиженным газом

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

Тема моего выступления — перспективы газа в мировом энергетическом балансе на ближайшие 25 лет, тенденции, которые мы, вероятно, будем наблюдать на мировых энергетических рынках, а также вызовы и возможности, которые возникают в связи с этим перед российской газовой отраслью.

Уже очевидно, что в среднесрочной перспективе углеводородный характер мировой энергетики сохранится. Темпы роста потребления энергии будут превышать темпы роста ее производства за счет возобновляемых источников, и структура мирового энергобаланса значительно не изменится.

По прогнозам, доля нефти и газа в мировом энергетическом балансе в ближайшие 25 лет снизится до 52%, доля угля — до 25%. На неуглеводородные источники энергии к 2040 году будет приходиться не более 23% общего энергобаланса. Наиболее высокие темпы роста прогнозируются у ВИЭ — благодаря удешевлению технологий и государственной поддержке их внедрения в развитых странах. К 2040 году на долю гидро, биоэнергетики и ВИЭ будет приходиться около 17% мирового энергопотребления и 12,5% выработки электроэнергии. Атомная энергетика также будет расти, в основном, в развивающихся

странах, но не столь существенно, и ее доля в мировом энергобалансе не изменится.

До 2040 года эксперты прогнозируют увеличение доли газа в мировом энергетическом балансе до 25% и более при 50%-ном росте общего глобального спроса на энергоресурсы. Укрепление позиций природного газа в мировом энергопотреблении основано на его неоспоримых экологических, экономических и технологических преимуществах. Ежегодный прирост составит 1,6–2%. При этом нужно сказать, что темпы роста использования газа в последний год несколько снизились — с 2,4 до 1,8%, и эта тенденция, очевидно, сохранится в ближайшие годы. Это связано с рядом причин, в том числе последствиями глобального экономического кризиса. Также развитие газовой индустрии сдерживает недостаток инвестиций и спад добычи на зрелых месторождениях.

В среднесрочной перспективе рост потребления газа будет обеспечиваться в основном развивающимися странами — за 30 лет он вырастет на 90%. Ежегодный прогноз развития энергетики мира и России Института энергетических исследований Россий-

Источник: ИНЭИ РАН

Источник: ИНЭИ РАН



Рис. 1. Прогноз потребления газа

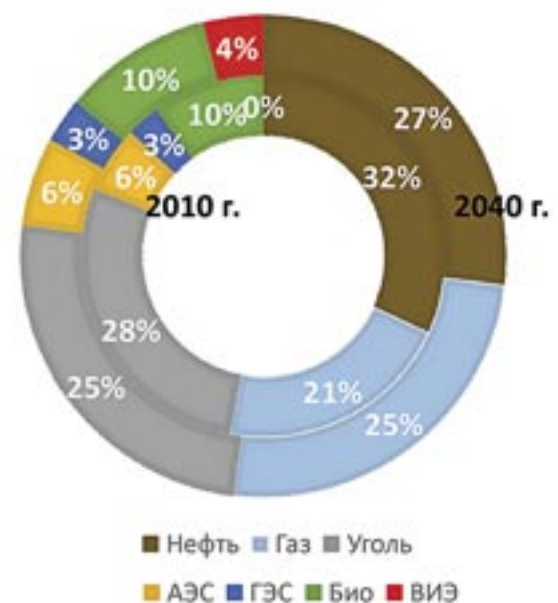


Рис. 2. Прогноз изменения структуры мирового энергетического баланса



Таблица 1

Потребление газа по регионам и крупнейшим странам мира

| | Потребление газа, млрд куб. м | | | | | | | Темпы роста, % | | |
|------------------------------------|-------------------------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|-------------|----------------|-------------|--------------|
| | 2010 | 2015 | 2020 | 2025 | 2030 | 2035 | 2040 | 2010-2020 | 2010-2030 | 2010-2040 |
| Северная Америка | 833 | 914 | 966 | 942 | 960 | 1000 | 998 | 1,5% | 0,7% | 0,6% |
| США | 675 | 738 | 772 | 731 | 738 | 769 | 762 | 1,4% | 0,4% | 0,4% |
| Европа | 594 | 560 | 579 | 602 | 596 | 605 | 598 | -0,2% | 0,0% | 0,0% |
| ЕС-28 | 543 | 498 | 507 | 529 | 513 | 508 | 496 | -0,7% | -0,3% | -0,3% |
| Развитая Азия | 178 | 199 | 176 | 180 | 183 | 177 | 169 | -0,1% | 0,1% | -0,2% |
| Япония | 99 | 123 | 91 | 87 | 83 | 80 | 69 | -0,9% | -0,9% | -1,2% |
| СНГ | 657 | 665 | 707 | 727 | 748 | 767 | 794 | 0,7% | 0,7% | 0,6% |
| Россия | 459 | 476 | 507 | 522 | 537 | 544 | 554 | 1,0% | 0,8% | 0,6% |
| Развивающаяся Азия | 390 | 576 | 696 | 869 | 1023 | 1143 | 1330 | 6,0% | 4,9% | 4,2% |
| Китай | 125 | 271 | 365 | 486 | 587 | 676 | 746 | 11,3% | 8,0% | 6,1% |
| Индия | 62 | 93 | 122 | 146 | 169 | 205 | 255 | 7,0% | 5,1% | 4,8% |
| Южная и Центральная Америка | 154 | 169 | 188 | 223 | 257 | 292 | 332 | 2,0% | 2,6% | 2,6% |
| Бразилия | 28 | 33 | 34 | 53 | 72 | 91 | 113 | 2,1% | 4,9% | 4,8% |
| Ближний Восток | 385 | 465 | 531 | 591 | 657 | 721 | 788 | 3,3% | 2,7% | 2,4% |
| Африка | 105 | 125 | 158 | 197 | 237 | 281 | 331 | 4,2% | 4,2% | 3,9% |
| Мир | 3295 | 3668 | 4011 | 4329 | 4661 | 5027 | 5340 | 2,0% | 1,7% | 1,6% |

Источник: ИНЭИ РАН

Источник: ИНЭИ РАН

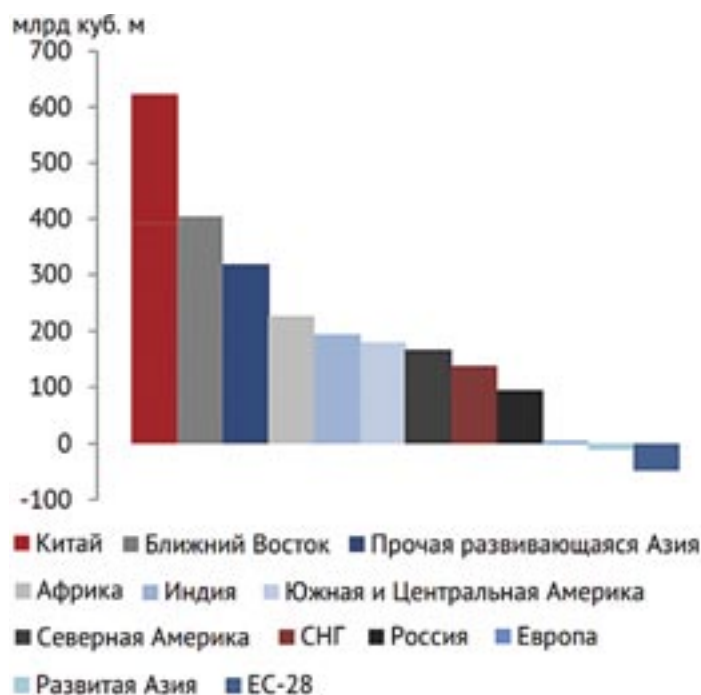


Рис. 3. Прогноз роста спроса на газ с 2010 по 2040 год

ской академии наук (уверен, коллеги более подробно расскажут о своих прогнозах и выкладках), предполагает, что только Китай может увеличить потребление газа до 620 млрд куб. м. Резкий рост покажут и другие страны Азии, а также Ближний Восток, где спрос на газ удвоится к 2040 году и составит порядка 400 млрд куб. м и Африка, где он утроится и превысит 200 млрд куб. м.

Большую динамику роста будет показывать сектор СПГ. Если объем трубопроводных поставок газа увеличился за последние 10 лет на 45%, то СПГ — на 110%. Доля СПГ в мировой торговле газом в настоящее время составляет 30%. По оценкам МЭА, к 2035 году межрегиональные поставки СПГ должны достигнуть почти 50% всей мировой торговли газом. Развитие торговли СПГ фактически уже превратило газовый рынок, до недавнего времени действовавший в региональном разрезе, в глобальный. Это создает как новые вызовы, так и новые возможности для стран-производителей газа.

При этом реальный сценарий развития рынка СПГ будет зависеть от многих факторов, в том числе реализации российских, среднеазиатских и иранских проектов поставок трубопроводного газа на растущий рынок АТР (в первую очередь, в Китай, Японию,

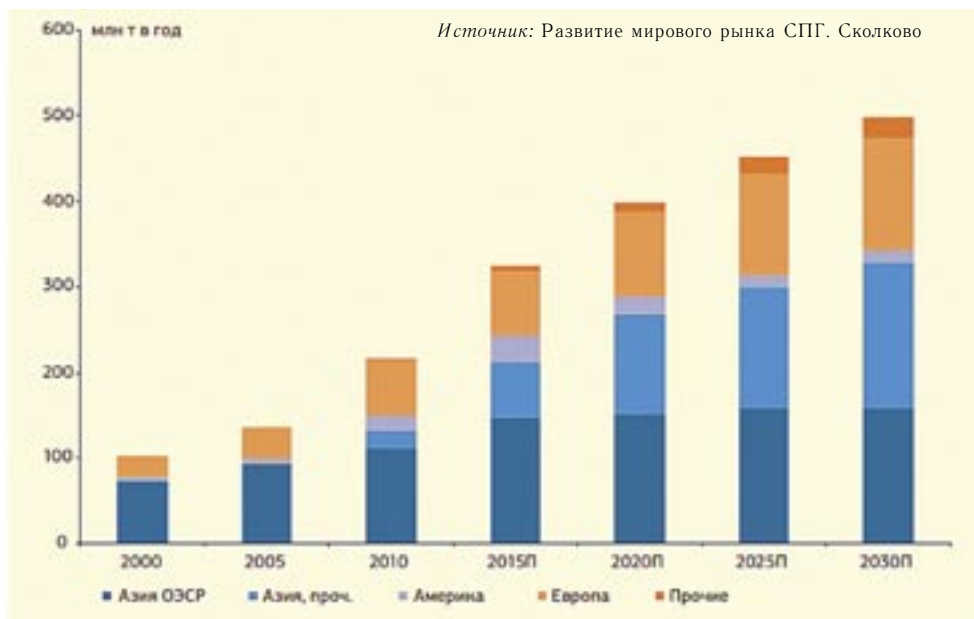


Рис. 4. Торговля СПГ по регионам

Южную Корею и Индию), а также стоимости СПГ.

Россия играет важнейшую роль в обеспечении мировой энергетической безопасности. Производя порядка 1,5 млрд т. н.э., Россия экспортирует 43% от своей общей добычи, что составляет 16% мировой межрегиональной торговли энергией. По итогам 2013 года доказанные запасы газа в России составили около 50 трлн куб. м, то есть, по разным оценкам, 23–24% мировых, добыча — 19,7%. Доля России в мировой торговле газа составила более 21%. В основном это трубопроводный газ.

Сегодня основным экспортным рынком сбыта российского газа является Европа. Сохранение стабильных отношений с традиционными потребителями российских энергоресурсов является одним из приоритетов внешней энергетической политики, обозначенных и в действующей Энергетической стратегии России, и в ее проекте до 2035 года. Россия адаптирует систему своих контрактов к современным тенденциям развития рынка путем увеличения гибкости долгосрочных контрактов без разрушения их базовых принципов. Доля спотовой составляющей в контрактах достигает 40%. Газпром изменяет ценовые параметры контрактов в соответствии с рыночной ситуацией. При этом мы последовательно выступаем именно за долгосрочные контракты и привязку цен на газ к нефтяной корзине, что позволяет гарантировать долгосрочную гибкость, надежность и безопасность поставок, соответственно, более справедливо распределять риски, связанные с реализацией дорогостоящих газовых проектов.

Нужно сказать, что страны АТР такой подход не ставят под сомнение, в том числе и при поставках СПГ как по долгосрочным, так и по краткосрочным контрактам. Видимо, для них вопрос надежности и

безопасности поставок стоит на первом месте. Эксперты МВФ предполагают, что в среднесрочной перспективе тесная связь между ценами на газ и долгосрочными контрактами с привязкой к нефти на рынке АТР сохранится. В Европе же продолжится снижение доли контрактов с нефтяной привязкой в пользу спотовой составляющей с тенденцией к снижению стоимости газа. Учитывая, что этот процесс имеет квазирыночный характер, возникает вопрос, как это скажется на надежности, гибкости и безопасности поставок газа в среднесрочной и, тем более, долгосрочной перспективе? Не проиграет ли в конце концов Европа в глобальной конкуренции за газ?

Энергетическая стратегия России предполагает дальнейшее расширение кооперации, совместное создание и обмен активами, взаимную интеграцию компаний в энергетическом бизнесе. Многие годы мы работали в этом направлении. Примеры — это и совместная разработка месторождений, шельфовые проекты, транспортные коридоры. Однако две недели назад глава «Газпрома» Алексей Миллер заявил на международном газовом форуме в Санкт-Петербурге, что сегодня «Газпром», в частности, критически анализирует свои действия в русле этой стратегии, которыми он руководствовался в Европе, создавая проекты с иностранными партнерами по всей цепочке стоимости от геологоразведки и далее в добыче, транспорте, хранении, распределении газа. Рынок Европы сегодня не является рынком потребителя, «поэтому мы должны задаться вопросом, а надо ли идти к конечному потребителю», заявил глава «Газпрома», и над этим вопросом, действительно, стоит подумать.

Опять же согласно последнему прогнозу развития мировой энергетики ИНЭИ РАН, Евросоюз к 2040 году сократит свое потребление газа почти на 50 млрд куб. м — в силу вялого экономического роста, активного энергосбережения, в результате политики, направленной на продвижение альтернативных видов топлива и решения геополитической задачи по снижению энергозависимости от России. При этом потребность Европы в импортном газе в обозримом будущем будет расти, и к 2035 году составит порядка 185 млрд куб. м. Собственно европейская добыча газа падает, и к 2040 году падение составит около 40%.

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, Египта, Нигерии. При этом Египет в ближайшее время из-за роста внутреннего спроса и снижения собственной добычи станет импортером газа.

К тому же сегодня эти страны, опирающиеся на традиционные механизмы поставок газа на европейский рынок и привязку контрактов к нефтяной корзине, также, как и Россия, испытывают трудности при взаимодействии с вводимыми ЕС законодательными нормами, содержащимися в Третьем энергопакете. При том, что практика применения норм Третьего пакета, которую мы наблюдаем уже пять лет, и сроки его внедрения дают основания полагать, что он не достигает тех целей, ради которых разрабатывался. Пока внутри Европы Третий пакет привел лишь к росту сетевых тарифов на 12% и цен на газ для конечных потребителей на 27–32%.

Экспорт СПГ из США, который может быть использован, прежде всего, как инструмент политического давления на Россию, с экономической точки зрения является не столь уж выгодным и по возможным объемам поставок вряд ли закроет растущую потребность Европы в газовом импорте. Максимальный объем экспорта американского газа оценивается в 50–60 млрд куб. м, и, по оценкам экспертов, большая его часть уйдет в АТР и другие рынки.

Кроме того, аналитики прогнозируют рост внутреннего спроса на газ в Северной Америке, на 20% к 2040 году. Прогнозируется увеличение доли газа в энергобалансе Северной Америки к 2040 году с 31 до 38%. При этом доказанные запасы газа в США составляют чуть более 9 трлн куб. м (4,3% мировых запасов), 40% которых приходится на сланцевый газ.

Возникает вопрос: каким образом будет обеспечиваться этот спрос в долгосрочной перспективе? И как это скажется на себестоимости добычи и цене на газ, если, по прогнозам, более 50% увеличения добычи произойдет за счет сланцевого газа?

Скорее всего, 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.

Плюс к тому не будем забывать, что СПГ, в отличие от трубопроводного газа, гораздо более мобилен и, как я уже сказал, всегда готов «уйти» на премиальные рынки. Что мы, собственно, и наблюдаем

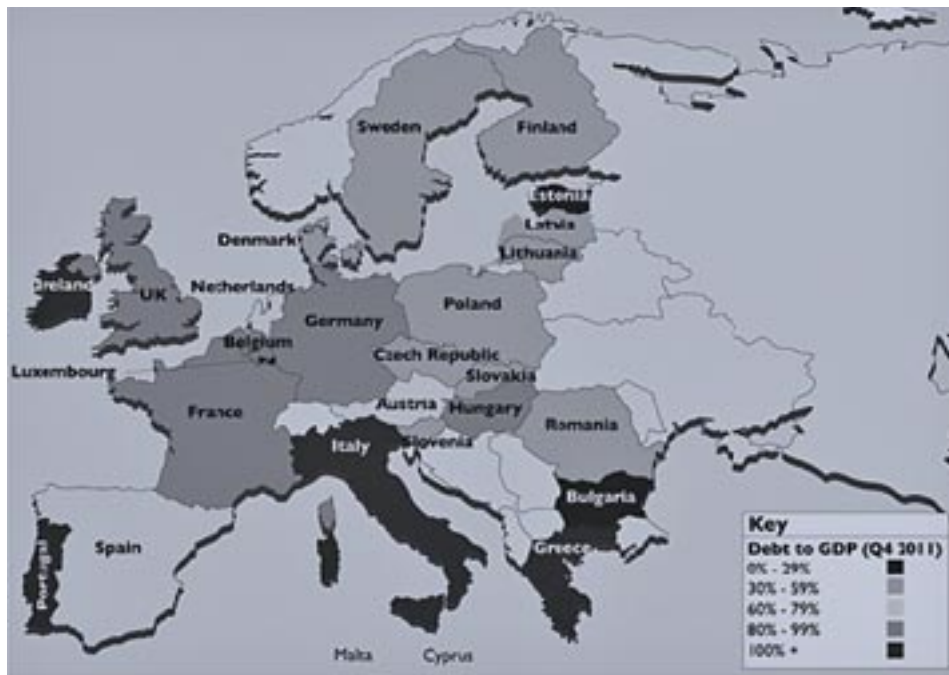


Рис. 5. Отношение государственного долга к ВВП, в %

сейчас. При том, что объем поставок СПГ в мире остался стабильным в 2013 году, география поставок заметно изменилась. Импорт странами Евросоюза сжиженного природного газа за два года сократился в 2 раза. СПГ сегодня предпочитает рынок Азиатско-Тихоокеанского региона, где цены выше в 1,35 раза.

Поставки российского трубного газа обладают гораздо большей степенью гибкости, надежности и предсказуемости и по объемам, и по ценовым условиям, основанным на традиционной модели ценообразования с нефтяной и спотовой привязкой. Однако, они, безусловно, требуют более четких гарантий и долгосрочных обязательств со стороны потребителей, также и по объемам, и по ценам. И если мы не получим таких гарантий, возможно, потребуется корректировка нашей стратегии взаимодействия с ЕС в газовой сфере.

В этой ситуации энергетический рынок стран

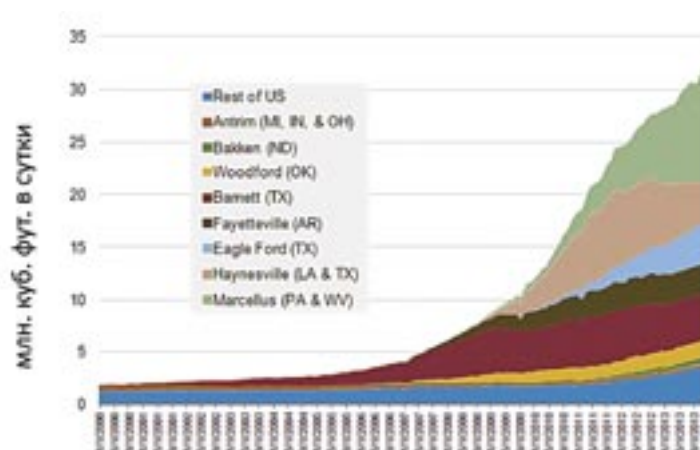


Рис. 6. Добыча сланцевого газа в США

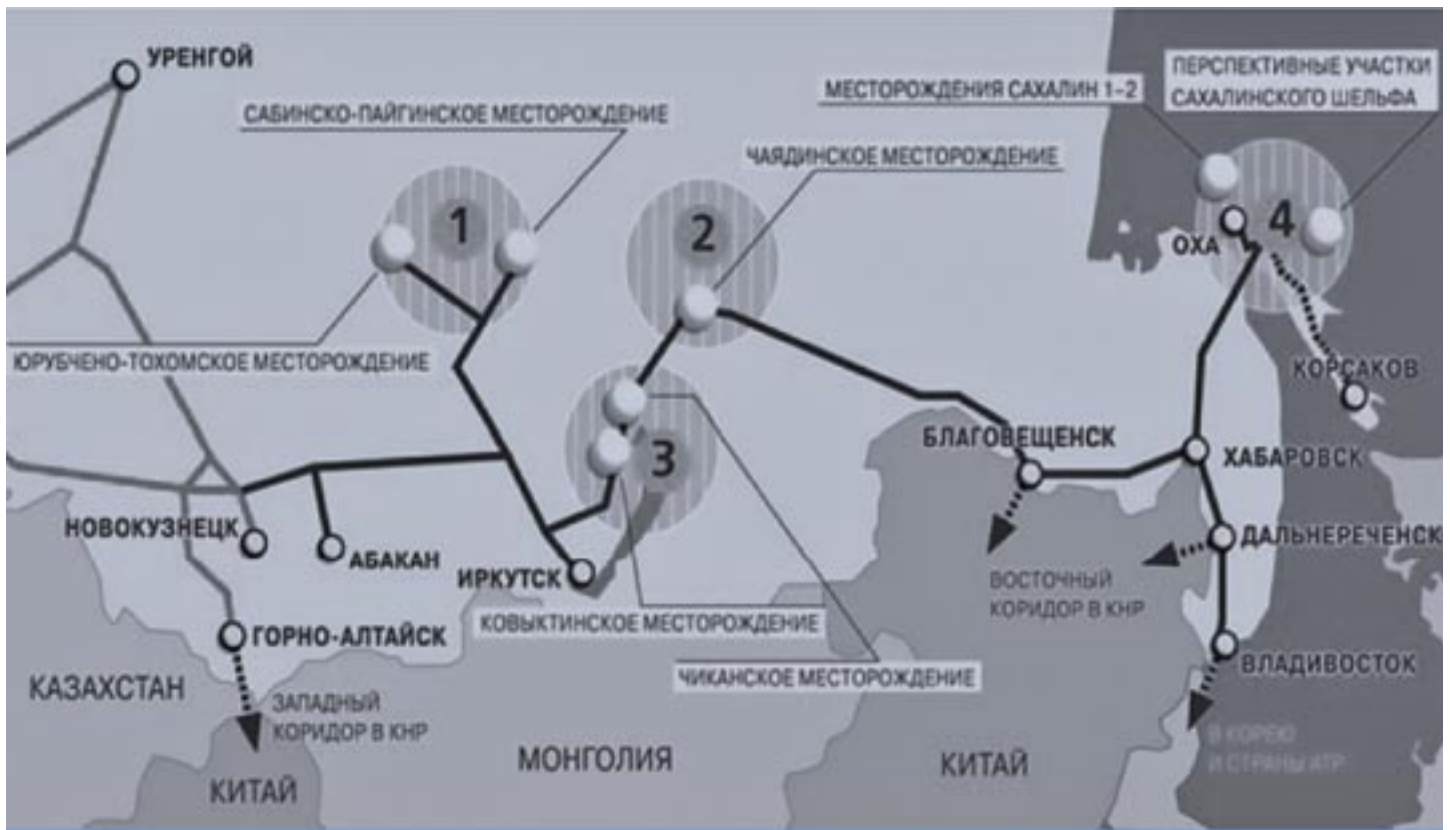


Рис. 7. Восточные маршруты

АТР, и ранее обозначенный государством в качестве основного для поставок газа, включая СПГ и продукцию газохимии, при реализации Восточной газовой программы, становится все более привлекательным для России. Он дает более высокую и справедливую цену на газ с привязкой ее к нефтяной корзине и предсказуемыми условиями. Емкость этого рынка велика и, в чем никто не сомневается, будет расти быстрыми темпами, особенно если, как прогнозируют ученые, в ближайшее десятилетие может достигнуть пик добычи угля в Китае и в Индии, а промышленные производства будут выводиться в другие развивающиеся страны Азии.

Дополнительные возможности экспорта российского газа в этот регион к 2030 году оцениваются Министерством энергетики РФ на уровне 135 млрд куб. м, в том числе 80–90 млрд куб. м трубопроводного газа.

Зависимость российского энергетического экспорта от европейского рынка будет снижаться в пользу рынка АТР. По подсчетам специалистов, при нормальном сценарии развития событий доли этих рынков могли бы сравняться к 2030 году. Развитие нынешней политической ситуации может ускорить эти процессы.

Уже сегодня Россия добилась успехов в продвижении на рынок АТР. Прежде всего, я имею в виду подписание контракта о поставках газа в Китай по восточному маршруту и переговоры о поставках из

Западной Сибири, которое предполагает строительство газопровода «Алтай». Есть предложение строительства газопровода через Казахстан. Рассматриваются варианты организации трубопроводных поставок газа в Японию, Южную Корею и даже в Индию.

В приоритете для рынка АТР — не только трубопроводные поставки. Россия увеличивает количество своих СПГ проектов, которые начнут работать уже с 2018 года, и планирует к 2020 году завоевать 12% рынка СПГ, а к 2030 — не менее 15% с учетом динамики роста потребления СПГ. Как поставщик СПГ на рынок АТР Россия обладает определенными конкурентными преимуществами, такими как наличие сырьевой базы для долгосрочных контрактов, относительно низкая себестоимость добычи, удобная логистика и короткое транспортное плечо.

Конечно, энергетический рынок АТР — зона жесточайшей конкуренции, причем не только с другими производителями и поставщиками, но и с новыми, стремительно развивающимися технологиями добычи. Китай уже добывает сланцевый газ. Япония заявила о намерении начать промышленную добычу газа океанских газогидратов в 2018 году. Планируется организация спотовой торговли газом для стран АТР. В этих условиях принципиальное значение будут иметь формула цены на газ и сроки вывода продукции на рынки, а также надежность и безопас-



ность поставок на длительную перспективу.

Хотел бы отдельно подчеркнуть — надежность и безопасность — это важная экономическая категория, которая должна учитываться в формуле цены. И России здесь есть, чем подтвердить свою репутацию: на европейском пространстве Россия на протяжении более 40 лет исполняет все контрактные обязательства и международные соглашения по поставкам энергоресурсов, выступая в качестве надежного поставщика в любых политических условиях.

Кроме того, важной гарантией развития энергетических проектов на восточном направлении является нормативно-правовая поддержка их со стороны государства. Как вы знаете, в прошлом году был принят целый ряд принципиально важных законов. Это, прежде всего, закон, вводящий формульный подход к исчислению НДС на газ и комплексно учитывающий сложность добычи газа, в том числе, на шельфе и в восточных районах страны. Далее — закон о мерах налогового и таможенно-тарифного стимулирования освоения углеводородов континентальном шельфе, который, по сути, наконец-то создал специальную правовую базу для работы на шельфе. И третий — безусловно, исторический закон о либерализации экспорта СПГ.

Эти законы вступили в действие недавно, поэтому пока сложно оценить практику их применения. На мой взгляд, сегодня в отрасли созданы необходимые базовые правовые условия. При этом еще на этапе их разработки было понятно, что они не в полной мере

удовлетворяют потребности в совершенствовании нормативной базы. Дальнейшая работа постоянно ведется и в соответствующих министерствах, и в Государственной Думе. Российское газовое общество вместе со специалистами компаний, непосредственно работающих на российском шельфе, работает сегодня над пакетом изменений в соответствующее законодательство. По готовности они будут внесены в Государственную Думу.

Также у нас создается рабочая группа по снижению административных барьеров. Я полагаю, что РГО может быть хорошей площадкой для консолидации мнений специалистов отрасли по тому, какие именно отраслевые проблемы и каким образом должны быть решены при помощи законодательного регулирования, и предлагаю вам, коллеги, также внести свой вклад в такую работу ради общего блага.

Резюмируя сказанное, хотел бы отметить, что мировой рынок углеводородов с каждым годом, с появлением новых технологий и новых игроков, становится полем все более жесткой конкуренции. Я уверен, российской газовой отрасли все же удастся удержать флагманские позиции в этой сфере, выйти на новые рынки и направления, произвести адекватную вызовам перегруппировку сил и акцентов в развитии отрасли, привлечь к совместной работе международных партнеров и остаться одним из гарантов международной энергетической безопасности.





«Круглый стол» РГО

«Концепция развития внутреннего рынка газа: задачи и решения»

В ФОКУСЕ:

Цели и задачи развития внутреннего рынка природного газа в документах государственного стратегического планирования и в Договоре о Евразийском экономическом союзе • Создание условий для межтопливной конкуренции (в России в целом, по секторам потребления и в субъектах Российской Федерации) • Торговая инфраструктура рынка природного газа • Сочетание долгосрочных контрактов, биржевой и внебиржевой торговли • Перспективы и роль фьючерсных контрактов с природным газом • Транспортная инфраструктура рынка природного газа • Модель государственного регулирования • Участие независимых производителей газа в развитии газопроводов и газохранилищ • Обеспечение конкуренции производителей на внутреннем рынке природного газа • Развитие налогообложения участников рынка природного газа





«Круглый стол» РГО

«Сжатый и сжиженный газ на транспорте: результаты и перспективы»

В ФОКУСЕ:

Внутренний рынок газа представляет все больший интерес для российских и зарубежных производителей, которые полагают, что темпы внутреннего потребления имеют значительный потенциал роста на фоне общей макроэкономической и геополитической ситуацией. Одним из самых приоритетных направлений развития данного сегмента отрасли является применение газа в качестве моторного топлива. Являясь мировым лидером по добыче газа, Россия на сегодняшний день занимает крайне низкое место по использованию газомоторного топлива в экономике, хотя используется оно уже более чем в 80 странах мира, а мировой парк автомобилей, работающих на газомоторном топливе, неуклонно растет. Участникам предстоит обсудить ряд вопросов, связанных с экономическими, экологическими и инфраструктурными аспектами в рамках развития рынка газомоторного топлива в РФ.

Мировой опыт в ценообразовании на природный газ

С.Л. Комлев, начальник Управления структурирования контрактов и ценообразования Департамента анализа и оптимизации ООО «Газпром экспорт»

В связи с началом торгов природным газом на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже (СПбМТСБ) в экспертном сообществе и СМИ высказываются мнения о возможности использования цен, сформированных по результатам торгов на бирже, в качестве рыночных. Так, указывается, что «сформированные на ликвидном и прозрачном биржевом рынке цены признаются рыночными налоговым, антимонопольным и биржевым законодательством». Однако на наш взгляд, при сохранении реализации подавляюще большей части объемов вне биржи, в рамках контрактов с тарифным ценообразованием не представляется возможным говорить о свободном и независимом ценообразовании на газ.

Схожая ситуация наблюдается, например, на рынке Турции, где наряду с контрактами на поставку природного газа по регулируемым ценам функционирует торговая площадка, на которой заключаются контракты как с физической поставкой, так и без нее. Доминирующая на рынке компания «Боташ» ежемесячно публикует «равновесную цену», на которую независимые поставщики ориентируются как на результат торгов. На фоне быстрого роста объема торгов на площадке (с менее 1 млрд куб. м в 2009 году до более чем 14 млрд куб. м в 2013 году) цена газа, торгуемого на площадке, близка к ценам регулируемого рынка. Фактически «свободная рыночная» биржевая цена является осциллятором регулируемой оптовой цены для конечных потребителей (в настоящее время около 375 долл. за тыс. куб.м). Эта цена в

условиях повышенного сезонного спроса может немного превосходить регулируемую цену, либо быть ниже в ситуации профицита, но так или иначе является производной от установленного тарифа.

В условиях гибридной модели ценообразования, когда регулируемые цены сосуществуют одновременно с торговыми площадками, последние не могут давать независимый ценовой сигнал. До тех пор пока рынок газа не будет полностью либерализован (как это произошло с рынком Северной Америки), общий уровень цен торговых площадок будет определяться регулируемой ценой. В отдельные периоды цены торговых площадок могут краткосрочно варьироваться в связи, например, с ростом или падением спроса вследствие погодных условий. В условиях перепроизводства природного газа в РФ, биржевая цена окажется, вероятнее всего, ниже регулируемой.

В качестве иллюстрации действия гибридной модели ценообразования можно рассмотреть рынки Европы и АТР. На обоих этих рынках уровень цен торговых площадок определяется средней ценой портфеля долгосрочных контрактов, ценой, индексируемой по нефти/нефтепродуктовой корзине. Для ликвидных рынков ряда европейских стран (прежде всего северозападная Европа), где существуют как крупные оптовики, так и множество более мелких оптовиков второго уровня, характерно, что цена спота ниже цен долгосрочных контрактов примерно на величину стоимости надежности и гибкости поставок – опций долгосрочных контрактов, не применяемых в спотовых контрактах (рис. 1).

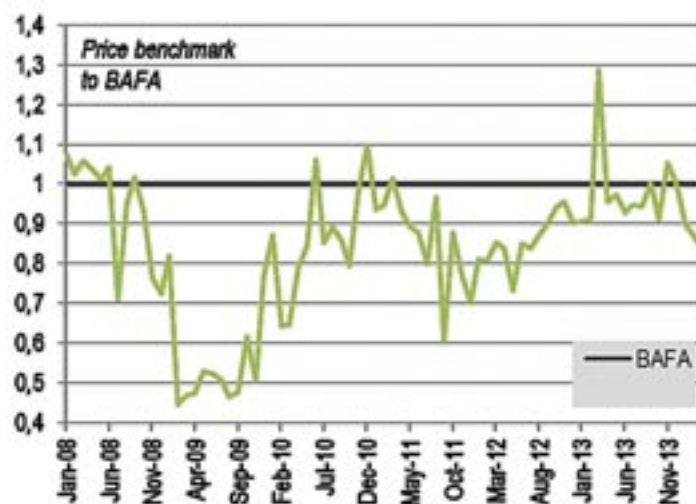


Рис. 1

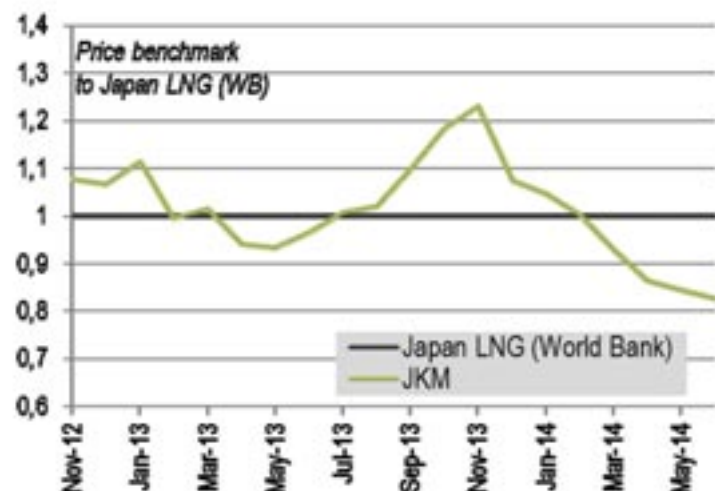


Рис. 2



Для менее ликвидных азиатских спотовых рынков, где отсутствуют хабы и число активных игроков невелико, характерно сезонное отклонение спотовых цен от цен долгосрочных контрактов на поставку СПГ (рис. 2). В этом случае отклонение спотовых цен от цен, привязанных к котировкам нефти, может быть как положительным, так и отрицательным в зависимости от спроса — с превышением зимой и более низкими уровнями в теплый период.

Будущая структура российского рынка газа может быть похожа на один из этих вариантов в зависимости от дальнейших мер регулирования, связанных, в частности, со стимулированием роста объема биржевых торгов. Тем не менее, высокая концентрация среди основных игроков на рынке и малая доля свободной торговли по сравнению с объемами, реализуемыми по тарифам, ограничивает возможность использования биржевой цены в качестве надежного и независимого рыночного индикатора.

Однако и либерализация цен по образцу США не может служить образцом для подражания. Ценообразование на основе спроса и предложения на рынке газа обнаружило его неспособность генерировать цену, которая способна поддержать инвестиционный

цикл в этой отрасли. Более пяти лет цена торговой площадки Хенри Хаб не покрывает стоимость добычи сухого сланцевого газа в США. Метан в настоящее время добывается здесь как побочный, сопутствующий продукт добычи СУГов и сланцевой нефти. Спрос на них привел к хроническому перепроизводству природного газа и опустил биржевые цены на него ниже себестоимости. Но такая ситуация не заботит производителей СУГов и сланцевой нефти, поскольку доходы от продажи этих углеводородов приносят прибыль. Метан является своего рода бесплатным приложением к основной деятельности. При отсутствии газопроводов он просто сжигается в факелах.

Системные дефекты ценообразования, основанного на спросе и предложении, и несовершенство рыночной структуры газового рынка служат доказательством важности модели ценообразования для РФ, основанной на привязке цены газа к нефтяным индексам. В качестве такого индикатора может быть использована средняя цена портфеля нефтепродуктовых контрактов в Европе за вычетом нетбэка до границы Германии. Именно эта цена может задать подлинно рыночный уровень цены для биржевых площадок в РФ.



Обзор мирового рынка переоборудования флота учетом жестких экологических норм. Экономика предлагаемых решений

С.И. Буянов, кандидат экономических наук, генеральный директор ЗАО «ЦНИИМФ»

А.С. Буянов, кандидат экономических наук, заведующий отделом ЗАО «ЦНИИМФ»

Ф.А. Морейнис, кандидат технических наук, заведующий отделом ЗАО «ЦНИИМФ»

Актуальность использования газомоторного топлива на морских судах различного назначения определяется планами введения норм по контролю за выбросами оксидов серы и азота и созданием особых районов, где эти выбросы будут контролироваться. Специальные нормы по ограничению выбросов принимаются также и для портов ЕС.

Стремление к использованию газомоторного топлива также связано с возможным дефицитом и дороговизной традиционного жидкого топлива. В настоящее время сжиженный природный газ (СПГ) в отечественном морском флоте для судовых энергетических установок не используется, за исключением восьми газозовов ОАО «СОВКОМФЛОТ».

По данным на начало 2014 года, в эксплуатации находилось 47 торговых судов различного типа и назначения (не считая газозовов), использующих СПГ в качестве второго вида топлива. В основном это автопассажирские паромы (20 ед.), построенные в 2012–2013 годах, суда обеспечения буровых платформ (12 ед.), буксиры и ряд грузовых судов. Кроме того, на начало 2014 года в портфелях заказов верфей мира насчитывалось еще 48 торговых судов с подобными двигателями, которые должны быть поставлены в течение 2014–2018 годов. По назначениям это такие же суда: паромы, суда обеспечения, буксиры, катера и транспортные суда.

Например, компания MatsonNavigationCo заказала два крупнотоннажных контейнеровоза с двухтопливными двигателями общей стоимостью 418 млн долл. на верфи AkerPhiladelphiaShipyardInc с поставкой в 2018 году.

С 17 марта 2014 года приступило к испытательным рейсам из портов Китая первое в мире грузовое судно-газоход, работающее только на СПГ. Это одно из двух судов дедвейтом 5 тыс. т, заказанное в КНР норвежской компанией Nor Lines AS.

По прогнозным оценкам в зарубежной морской прессе, общее число судов мирового флота с ис-

пользованием СПГ будет возрастать в значительной мере за счет переоборудования действующего тоннажа и может составить около 250 судов к 2016 году и около 1800 судов к 2020 году. В частности, по мнению DNV GL к 2020 году 1068 новых судов будет построено и от 600 до 700 судов будут преобразованы для работы на СПГ.

По прогнозу транснациональной брокерской компании Poten&Partners, мировое применение СПГ в качестве судового топлива достигнет 1 млн т в 2020 году и будет быстро увеличиваться до 8,5 млн т к 2025 году. Общий глобальный спрос на СПГ в мире к 2025 году возрастет до 400 млн т, из них 250 млн т в Азиатско-Тихоокеанском регионе.

Международное сообщество в лице Международной морской организации (ИМО) продолжает предпринимать усиленные меры по сокращению количества вредных веществ в судовом топливе.

В соответствии с требованиями приложения VI МК МАРПОЛ происходит планомерное ужесточение требований к содержанию оксидов серы, азота и углерода, а также твердых частиц в выбросах морских судов. При этом наиболее жесткие требования устанавливаются для районов контроля выбросов, к числу которых относятся Балтийское и Северное моря, прибрежные воды США и Канады, Карибское море, Средиземное море, побережье Японии, Малаккский пролив и др. В этих районах новые экологические требования поэтапно вводятся в действие в первую очередь.



Основные мероприятия для перехода на газомоторное топливо



Емкости для хранения газа на судне: а) вкладные цистерны типа С (криогенный топливный танк вместимостью 125 м³ (Chart Ferroх, Норвегия); б) контейнер-цистерны (контейнер-цистерна КЦМ-35/0,6, ОАО «Уралкриомаш»)

В 2022 году начинает действовать международное соглашение о придании Балтийскому морю статуса зоны особого контроля за выбросами окислов азота, и в соответствии с положениями конвенции МАРПОЛ статус района НЕСА предполагает, что все суда, построенные после 1 января 2022 года и эксплуатируемые в таком районе, должны иметь дизельные установки, отвечающие стандартам Уровня III.

Уже с 1 января 2015 года в зонах особого контроля за выбросами серы (Sulphur Emission Control Areas — SECA), в число которых входят Балтийское и Северное моря, содержание серы в судовом топливе не должно превышать 0,1% (сейчас 1%).

Более того, с 2020 года будет введено ограничение на содержание серы в судовом топливе на уровне не более 0,5% по всему миру. Однако оно может быть отложено на 5 лет, этот вопрос будет рассматриваться отдельно в 2018 году.

Особые требования для дизельных двигателей разработаны Европейским Союзом. В частности, выброс серы при нахождении в портах Евросоюза не должен превышать 0,1–0,2%. При невыполнении этого требования судно должно получать более дорогую береговую электроэнергию.

Газомоторное топливо позволяет полностью исключить выброс окислов серы и твердых частиц, почти исключить, снизить на 90% выбросы окислов азота и значительно, на 30%, уменьшить выбросы CO₂.

Основными преимуществами использования СПГ в качестве топлива в России являются:

- соответствие всем существующим экологическим стандартам с гарантией такого соответствия до 2025 года;
- возможность реализации больших объемов данного топлива с прибылью, так как внутренняя цена на газ в России ниже, чем его цена для европейского рынка;
- пониженный износ двигателя.

Использование СПГ в качестве топлива имеет ряд недостатков, главными из которых являются:

- отсутствие береговой инфраструктуры для поставки и хранения СПГ;

- высокая стоимость переоборудования судовых силовых установок:
 - на действующих судах не предусмотрены места для размещения термоизолированных низкотемпературных емкостей большого объема;
- отсутствие на рынке труда квалифицированных кадров.

Тем не менее, учитывая все отрицательные и положительные стороны применения сжиженного природного газа в качестве бункерного топлива, судовладельцы, готовясь к ограничениям, вводимым в 2015 году, пошли по пути использования сжиженного природного газа.

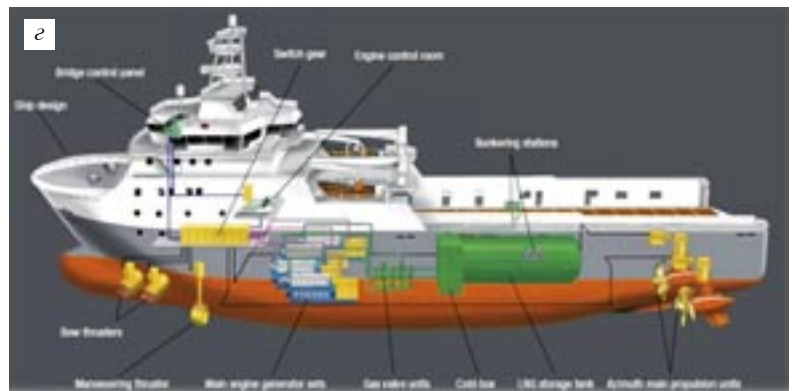
Государства, чьи воды входят в зоны контроля выбросов, активно поддерживают судовладельцев и операторов наземной инфраструктуры снабжения судов СПГ.

Флот США имеет в составе суда, которые уже 20 лет используют сжиженный природный газ. В Европе новые суда начинают строиться с использованием в качестве топлива СПГ, а существующий флот, эксплуатируемый на традиционном топливе, судовладельцы намерены либо отправить работать за пределы зон SECA, либо доработать топливную систему судов под длительное использование дизельного топлива.

В Европе количество терминалов СПГ, заводов по производству СПГ так же, как и бункеровочных станций, постоянно увеличивается.

Чтобы способствовать продвижению СПГ в качестве конкурентоспособной альтернативы другим видам топлива, в настоящее время в регионе Балтийского моря планируется ряд инициативных проектов, одним из которых является программа «СПГ в портах Балтийского моря». Порты-партнеры по проекту — Орхус, Хельсингборг, Хельсинки, Мальме — Копенгаген, Таллинн, Турку, Рига и Стокгольм. Проект был инициирован Организацией балтийских портов (ОБП — ВРО). Датой завершения проекта является 31 декабря 2014 года.

Цель проекта — разработка согласованного подхода к созданию инфраструктуры бункеровки судов СПГ в регионе Балтийского моря. Каждый из парт-



Система хранения СПГ и способы расположения ее на кораблях: а) общий вид системы хранения газа LNGPac; б) на палубе танкера-химовоза «Bit Viking»; в) на палубе парома «Viking Grase»; г) в трюме (проект судна обеспечения платформ)

неров проекта планирует развитие портовой инфраструктуры, чтобы в будущем предложить для судовладельцев возможности заправки судов сжиженным природным газом. В результате его осуществления в портах будут созданы объекты для бункеровки действующих судов, которые в дальнейшем могут служить ориентиром для других портов Балтики и других регионов ЕС.

Реализация программы внедрения газомоторного топлива не возможна без привлечения отечественных судоходных компаний (ОАО «Совкомфлот», ОАО «Северо-Западное пароходство» и др.), компаний ОАО «Газпром», ФГУП «Росморпорт».

Основные мероприятия при переходе на газомоторное топливо можно разделить на три группы.

1. Разработка нормативно-правовой базы.
2. Создание судов, использующих газомоторное топливо:
 - определение перспективных типов судов, на которых целесообразно использование СПГ;
 - определение объемов бункера СПГ и размещение его на выбранных судах;
 - определение характеристик основного и вспомогательного энергетического оборудования, работающего на газомоторном топливе.
3. Определение бункеровочной инфраструктуры по основным бассейнам: Балтийский, Черноморский, Каспийский, Дальневосточный, Северный, включая:

- перспективы строительства заводов по сжижению газа;
- оценка потребности в бункере СПГ;
- базовые порты погрузки с резервуарами хранения и подачи бункера СПГ на причал;
- использование плавучих бункеровщиков;
- использование цистерн-контейнеров;
- бункеровку из автоцистерн.

Предложения по мерам государственной поддержки перехода морского транспорта на использование газомоторного топлива

На морском транспорте цена бункеровочного топлива определяет переменные расходы по эксплуатации судна. В среднем доля расходов на топливо в общих годовых расходов эксплуатирующихся судов составляет 60–80% в зависимости от типа топлива.

Одним из положительных факторов, влияющих на внедрение газомоторного топлива, является его низкая стоимость по сравнению с традиционными для морского транспорта видами топлива (моторного, дизельного).

Цена на СПГ как бункерного топлива в настоящее время не определена, и необходимо иметь в виду, что когда СПГ станет одним из видов моторного топлива, его цена изменится под действием законов спроса и предложения.



Во избежание необоснованного роста стоимости газового топлива, возможно, потребуются ограничительные меры государственного регулирования.

К мерам государственной поддержки перехода морского транспорта на использование газомоторного топлива (СПГ) можно отнести следующие:

- предоставление преференций судоходным компаниям, использующим морские суда на природном газе, при проведении конкурсных процедур на право получения государственных и муниципальных заказов;
- выделение субсидий на возмещение части затрат на уплату процентов по кредитам и займам на приобретение морских судов, работающих на газомоторном топливе;
- разработка и реализация плана НИР и НИОКР, связанных со стимулированием использования на морском транспорте природного газа в качестве моторного топлива;
- снижение (обнуление) ставки ввозной таможенной пошлины на компоненты, необходимые для производства транспортных средств, использующих природный газ в качестве моторного топлива, а также на оборудование и механизмы, используемые для заправки транспортных средств природным газом и др.

Предварительный прогноз внедрения газомоторного топлива на морском транспорте может быть представлен отдельно по каждому бассейну.

Балтийский бассейн. Учитывая, что Балтийское море входит в районы контроля выбросов NECA и SECA, использование газомоторного топлива на судах, эксплуатирующихся в этом бассейне, наиболее перспективно.

К 2018 году предполагается окончание строительства завода по сжижению природного газа в районе Приморска.

Суда для экспорта СПГ из этого порта будут эксплуатироваться на газомоторном топливе. Можно ожидать, что вместимость этих судов будет 150–250 тыс. м.

В районе Приморска может быть построен бункеровочный причал и хранилища СПГ для бункеровки судов большого порта Санкт-Петербург.

Использование газомоторного топлива целесообразно на танкерах, вывозящих нефть и нефтепродукты из портов Приморск, Усть-Луга, Санкт-Петербург и Высоцк дедевейтом 30–150 тыс. т.

В качестве способа бункеровки этих судов можно использовать бункеровку у причала и бункеровку с плавбункеровщиков.

Сетка плавбункеровщиков должна включать суда вместимостью две, пять и десять тыс. м. СПГ. Также использование газомоторного топлива на следующих типах судов:

- автомобильно-пассажирский паром для линии Усть-Луга — Балтийск;



Системы бункеровки: а) с помощью автомобильных цистерн; б) с помощью плавучего бункеровщика; в) у причала

- контейнеровоз 4 000 TEU для линии Усть-Луга — Гамбург — Роттердам — Антверпен.

Целесообразно строительство бункеровочной базы в Калининграде.

Для портов Балтийского бассейна использование газомоторного топлива можно рекомендовать для буксиров.

Северный бассейн. Строительство завода по сжижению природного газа в порту Саббета и экспорт из этого порта СПГ и газового конденсата определяют использование СПГ на газовозах вместимостью около 170 тыс. куб. м для вывоза СПГ и танкерах дедевейтом около 100 тыс. т и 16 тыс. т для вывоза газового конденсата.



Предполагаемая схема размещения бункеровочных баз по морским бассейнам

Кроме того, целесообразно использование СПГ на судах обеспечения и ледокольных буксирах.

Целесообразно строительство бункеровочных причалов в портах Саббета и Мурманск, использование плавучих бункеровщиков.

Дальневосточный бассейн. В Дальневосточном бассейне работает завод по сжижению природного газа в порту Пригородное. Природный газ используется в энергетических установках отечественных газозавозов вместимостью около 150–170 тыс. м.

Проектируется также завод по сжижению в бухте Перевозная.

Наличие заводов по сжижению природного газа определяет возможность бункеровки судов, использующих газомоторное топливо.

В этом регионе также целесообразно строительство танкеров, паромов, контейнеровозов, универсальных сухогрузных судов, судов обеспечения и буксиров.

Бункеровочные базы могут быть построены на острове Сахалин и в районе Владивостока.

Целесообразно использование плавучих бункеровщиков.

Южный бассейн. Создание завода по сжижению и бункеровочной базы СПГ наиболее целесообразно в районе подхода к морю газопровода «Южный поток» — в районе Новороссийска. В Черноморском бассейне СПГ может использоваться также на танкерах, паромах, универсальных сухогрузных судах, буксирах и др.

Целесообразно использование плавучих бункеровщиков.

Каспийский бассейн. Учитывая удаленность российских газопроводов от этого бассейна, отсутствие планов по строительству заводов по сжижению, относительно небольшой грузооборот отечественных портов, можно считать, что до 2020 года на этом бассейне не будет создана инфраструктура по бункеровке СПГ и, соответственно, не появятся суда, использующие СПГ в качестве топлива.

В заключение (рис. 16) можно отметить, предварительные результаты экономических расчетов показали, что эксплуатация судов, использующих газомоторное топливо, экономически более выгодна, чем эксплуатация судов на MGO. При этом максимальное снижение расходов приходится на короткие линии и линии средней дальности.



Практические способы ускорения заправок на АГНКС

Я.А. Евдокимов, Е.П. Лавров, Д.Б. Цудиков, ООО «НПК «Ленпромавтоматика»



В настоящее время интенсивно развивается использование природного газа (КПГ) в качестве моторного топлива для автомобилей, автобусов, сельхозтехники.

К сожалению, есть два существенных недостатка, осложняющих перевод транспорта на КПГ:

- малая, по сравнению с жидким топливом, вместимость баллонов для КПГ, как следствие — уменьшенный запас хода транспортного средства;
- достаточно длительная процедура заправки баллонов на АГНКС.

Эти два обстоятельства вместе приводят к увеличению времени неэффективного использования транспорта — его простоя на АГНКС.

Данные недостатки полностью устранить невозможно, однако существуют способы их минимизации.

Рассмотрим факторы, влияющие на среднее время заправки автомобилей на АГНКС (рис. 1).

Влияние оказывает как непосредственно скорость заполнения баллонов, так и частота приезда автомобилей на заправку (через длину очереди и время ожидания).

При расчетной нагрузке АГНКС время ожидания в очереди является существенной составляющей времени заправки.



Рис. 1. Факторы, определяющие время заправки на АГНКС



Рис. 2. Способы повышения скорости наполнения баллонов

Из теории массового обслуживания следует, что частота приезда автомобилей на заправку будет нелинейно влиять на время ожидания, т.е. простоя на заправке. Практически это означает лавинообразное увеличение времени в очереди даже при умеренном увеличении потока автомобилей.

Напрямую на скорость заполнения баллонов влияет давление в аккумуляторах и пропускная способность ГЗК.

На частоту приездов автомобилей влияет объем баллонов, пробег до заправки и наполняемость баллонов.

Таким образом, можно предложить несколько способов увеличения скорости наполнения баллонов автотранспорта (рис. 2).

1. Увеличение давления в аккумуляторах. При очевидном выигрыше в скорости наполнения баллонов данный путь приводит к необходимости при-

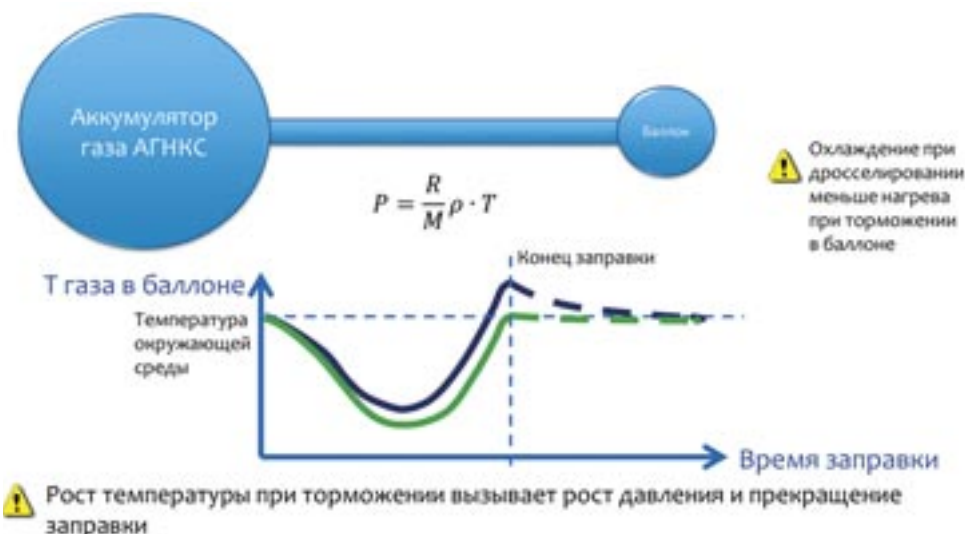


Рис. 2. Способы повышения скорости наполнения баллонов

менения более дорогостоящего оборудования (компрессоров, баллонов, трубопроводной арматуры и прочего). Кроме того, мы сталкиваемся с увеличением энергозатрат на сжатие газа.

2. Увеличение пропускной способности ГЗК также может оказать положительное влияние на скорость наполнения баллонов автотранспорта. Однако, здесь тоже есть свои подводные камни. Во-первых, это приводит к удорожанию ГЗК, поскольку при таком подходе увеличивается диаметр труб, проходной диаметр запорной арматуры и измерительного оборудования.

Во-вторых, пропускная способность заправочного оборудования автомобиля является неизменной, поэтому, увеличив пропускную способность ГЗК, мы можем не добиться нужного нам результата.

Рассмотрим более внимательно, какими факторами обусловлена наполняемость баллонов автотранспорта (рис. 3).

Снижение наполняемости баллонов вызывается следующим физическим явлением. При заправке газ расширяется, что вызывает его охлаждение (процесс близок к адиабатическому), а затем поток газа тормозится в баллоне, что вызывает его нагрев.

Если бы процесс протекал идеально, без трения, то температура возвращалась бы к исходному значению. Но поскольку прохождение газа через арматуру сопровождается трением, а теплообмен не успевает пройти в полной мере, то часть внутренней энергии газа при торможении переходит в тепло, и эта составляющая оказывается больше, чем составляющая охлаждения.

Газ в автомобильном баллоне оказывается нагрет по сравнению с аккумулятором. Разумеется, постепенно это тепло рассеивается, температура снижается до температуры окружающей среды, но это происходит в течение некоторого времени. При заправке же повышенный нагрев газа приводит к преждевременному повышению давления в баллоне и прекращению заправки. В результате в баллоне оказывается меньше газа, чем должно быть при таком давлении и температуре окружающей среды.



Таким образом, вырисовывается несколько очевидных способов повышения наполняемости баллонов (рис. 4).

1. Принудительное охлаждение газа, поступающего из аккумуляторов на ГНК ниже температуры окружающей среды. На практике это может быть достигнуто путем применения холодильных установок, что, конечно, ведет к удорожанию оборудования АГНКС и к увеличению стоимости владения. Тем не менее, данный способ может быть полезен в жарком климате.
2. Подземное размещение аккумуляторов. Опять-таки, приводит к усложнению и удорожанию АГНКС. Данный способ целесообразно применять при реконструкции АГНКС, поскольку на существующих АГНКС зачастую аккумуляторы и так размещены подземно.
3. Снижение нагрева непосредственно при заполнении баллонов. Об этом способе, на наш взгляд, оптимальном, мы и поговорим.

Из термодинамики известно, что минимальных потерь можно добиться при изотермическом процессе, т.е. полном теплообмене газа с окружающей средой при расширении. Такой процесс на практике недостижим, так как означает очень медленное движение газа. Но приближение к изотермическому процессу возможно.

Для этого нужно обеспечить несколько (как минимум два) этапа политропического расширения и как бы подтянуть наш график к изотерме (рис. 5).

На практике это означает, что нужно вести заправку баллона вначале от аккумулятора с меньшим давлением, а затем, по мере уменьшения перепада давлений, переключаться на большее давление.

Такое решение известно как двух- или трехступенчатая (или 2- или 3-линейная) заправка.

Для упрощения здесь рассматривается 2-линейная схема.

Далее мы увидим, что многоступенчатая заправка не только повышает наполняемость, но и снижает энергозатраты АГНКС (рис. 6).



Рис. 4. Способы повышения наполняемости баллонов

- Чем ближе процесс заправки к изотермическому, тем меньше рассеяние энергии и нагрев газа в баллоне.
- Чтобы приблизиться к изотермическому процессу, нужно разбить процесс на два или три этапа политропического расширения.

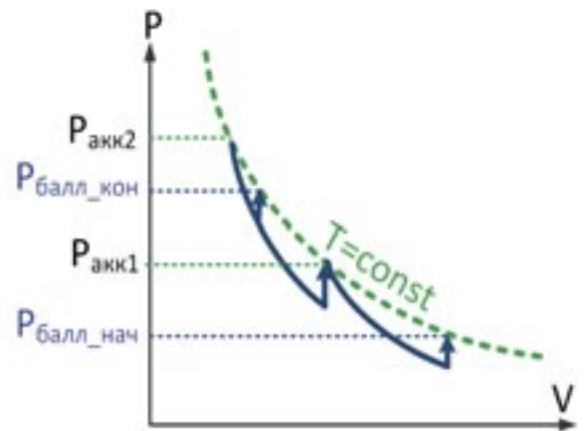


Рис. 5. Повышение наполняемости баллонов



Рис. 6. Уменьшение затрат энергии на сжатие

При заправке в баллоны газ расходует потенциальную энергию, запасенную в виде давления при работе компрессоров. На PV-диаграмме работа, совершаемая газом, выглядит как площадь под кривой.

По мере повышения давления в баллоне площадь уменьшается, каждая новая порция газа создает все меньшие и меньшие затраты энергии, которые суммируются между собой.

Нетрудно видеть (и можно доказать математически), что при многоступенчатой заправке расширение первых порций газа сопровождается меньшими за-

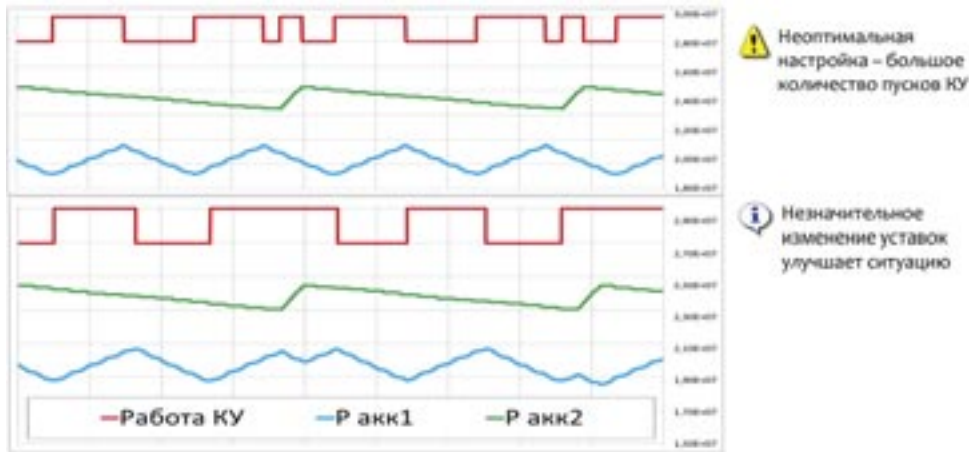


Рис. 7. Настройка «панели приоритетов» на конкретной АГНКС



Рис. 8. Оптимизация режима работы АГНКС

тратами энергии. В зависимости от соотношения низкого и высокого давления энергозатраты могут снижаться приблизительно до 9% при организации двухступенчатой заправки.

Нужно иметь в виду, что преимущества многоступенчатой заправки на практике могут быть сведены на нет неправильной настройкой автоматики.

Переключением заправки аккумуляторов управляет так называемая «панель приоритетов», которая может быть реализована как отдельное устройство или как часть автоматики компрессорных установок.

Представленные графики (рис. 7) отражают работу АГНКС при постоянном потоке заправок. Они получены при помощи математического моделирования процесса работы станции.

Верхний график показывает состояние компрессорной установки (включена/выключена), средний график показывает давление в аккумуляторе высокого давления, а нижний — давление в аккумуляторе низкого давления.

Нетрудно видеть, что неправильная настройка уставок давления в сочетании с определенной про-

изводительностью компрессоров и отбором на колонках может приводить к чрезмерно частым пускам компрессоров, а значит — к снижению ресурса и повышению энергозатрат на пусках.

Подбором более подходящих уставок давления можно значительно улучшить ситуацию.

Следовательно, при построении многоступенчатой заправки необходимо учесть достаточно много факторов и подобрать оптимальное соотношение параметров.

Оптимизацией режима необходимо заниматься при проектировании АГНКС: в зависимости от планируемой загрузки подбирать оптимальное количество и объем групп аккумуляторов, выбирать производительность компрессоров, а также при эксплуатации — подбирать оптимальные уставки «панели приоритетов», корректируя их в ходе работы станции (рис. 8).

Таким образом, видно, что многоступенчатая заправка КПП обеспечивает улучшение работы станции как для владельцев АГНКС, так и потребителей газомоторного топлива.

Благодаря увеличению наполняемости баллонов вырастает величина пробега между заправками, что, в свою очередь, повышает привлекательность станции для клиентов. Снижение энергозатрат при эксплуатации АГНКС, обеспечивает повышение прибыли для владельца станции.

В настоящее время в ЛПА ведутся работы по созданию методических рекомендаций и программного обеспечения, которое обеспечит автоматизированный поиск оптимальных режимов и состава оборудования АГНКС.

На основании вышеизложенного можно рекомендовать:

- исключить норму из документа «Оборудование автомобильной газонаполнительной компрессорной станции (АГНКС). Общие технические требования. Р Газпром 2-2.1-487-2010» о необходимости установки регулятора давления;
- применять многоступенчатые заправки (двух- и трех-линейные);
- предусматривать подземное хранение газа»;
- использовать методику расчета НПК «Ленпромавтоматика» для определения количества ступеней заправки.



Важная народно-хозяйственная задача

В.Ю. Журавлёв, заместитель директора по маркетингу и продажам ОАО «Пензкомпрессормаш»

Рост цен на жидкое моторное топливо вызвал повышенный интерес к альтернативным его видам, в частности и к компримированному природному газу (КПГ). Однако недостаточное развитие сети АГНКС значительно сдерживает перевод транспорта на этот вид топлива. Учитывая, что использование КПГ имеет целый ряд преимуществ, в частности приводит к улучшению экологии, долгосрочно обеспечивает транспорт и сельскохозяйственную технику топливом, а также снижает затраты предприятий на его приобретение, следует считать, что расширение сети АГНКС является важной народно-хозяйственной задачей.

Именно для решения этой задачи ОАО «Пензкомпрессормаш» со своим конструкторским бюро создали, совершенствуют и постоянно расширяют номенклатуру выпускаемых заправочных модулей (табл. 1). В 2000 году первый заправочный модуль МКЗ-50, был установлен на КС «Арская» Шеморданского ЛПУ МГ ООО «Газпром трансгаз Казань», где успешно работает и по настоящее время.

Процесс заправки транспорта модулем МКЗ-50 осуществляется оператором вручную, а автоматика работает только для его защиты и безопасной эксплуатации.

Совершенствуя далее заправочную технику, мы создали полностью автоматизированный модуль МКЗСА-50 У1, включив в его комплектность и модуль оператора. Весь процесс заправки данным модулем осуществляется автоматически, а оператор только контролирует процесс, который отображается на экране монитора (см. фото 1).

Один из модулей МКЗСА-100/30-200 У1, установленный в «Газпром трансгаз Томск» показан на фото 2.

Модули типа МКЗ первоначально были созданы нами для предприятий «Газпрома», т.е. объектов, где имеется потенциал давления природного газа в пределах 3,0–7,5 МПа. Для применения модулей на общегражданских заправках, необходимо было провести их модернизацию, в частности, внедрить коммерческий учет отпускаемого газа, создать новый ряд модулей с целью повышения их производительности и расширить диапазон давления на входе, т.е. обеспечить возможность подключения модуля не только к магистральному трубопроводу, но и к городским газовым сетям с потенциалом давления 0,3–1,2 МПа.

В настоящее время ОАО Пензкомпрессормаш выпускает широкий ряд модулей (краткая техническая характеристика приведена в табл. 2).

Таблица 1

Экономические и эксплуатационные показатели заправочного модуля МКЗ-50

| Наименование | Ед. изм. | 2002 год | 2003 год | 2004 год | 2005 год | 2006 год | ИТОГО |
|--|---------------------|----------|----------|----------|----------|----------|----------|
| Наработка | час | 523 | 737 | 819 | 843 | 866 | 3788 |
| Реализовано КПГ | тыс. куб. м | 122 | 217,374 | 272,47 | 272 | 250,173 | 1134,017 |
| Производительность компрессора | куб. м/час | 233,3 | 294,9 | 332,7 | 322,7 | 288,9 | 299,4 |
| Давление всасывания | МПа | 5,3 | 5,3 | 7,25 | 7,25 | 7,25 | — |
| Давление нагнетания | МПа | 19,6 | 19,6 | 24,5 | 24,5 | 24,5 | — |
| Работа с аккумулятором газа | — | Нет | Да | Да | Да | Да | — |
| Количество заправок | тыс. | 4,16 | 6,464 | 7,521 | 7,595 | 7,144 | 32,885 |
| Расход масла | кг/год | 4,7 | 7,5 | 8,8 | 9,4 | 9,5 | 33,9 |
| Удельный расход масла | кг/1000 куб. м | 0,0043 | 0,0034 | 0,0030 | 0,0031 | 0,0035 | 0,0033 |
| | кг/час | 0,0090 | 0,0102 | 0,0107 | 0,0112 | 0,0110 | 0,0105 |
| Расход электроэнергии (с учетом затрат на привод э/двигателя, освещение площадки, отопление операторной и др. нужды) | кВт·час | 22989 | 32960 | 37660 | 36380 | 38400 | 168389 |
| Удельный расход электроэнергии | кВт·час/1000 куб. м | 188,4 | 151,6 | 138,2 | 133,8 | 153,5 | 148,5 |
| | кВт·час/час | 44,0 | 44,7 | 46,0 | 43,2 | 44,3 | 44,5 |



Таблица 2

Модули компрессорные заправочные

| Без аккумулятора газа | МКЗСА-50 У1 МКЗСА-50-2 У1 | МКЗСА-100/30-200 У1 МКЗСА-100/30-250-2 У1 | МКЗСА-100/3-200 У1 МКЗСА-100/3-250-2 У1 | МКЗСА-150/12-200 У1 МКЗСА-150/12-250-2 У1 |
|--|------------------------------|--|--|--|
| Газ, подаваемый на заправку | Природный газ по ГОСТ 27577 | | | |
| Давление на входе, $гс/см^2$ | от 30 до 75 | | от 2 до 7 | от 6 до 12 |
| Подача при нормальных условиях, $нм^3/час$ | от 90 до 225 | от 180 до 450 | от 120 до 420 | от 270 до 580 |
| Давление заправки, $кгс/см^2$ | 200, 250 | | | |
| Температура газа на выходе, °С, не более | 60 | | | |
| Мощность приводного электродвигателя, $кВт$ | 22 | 37 | 55 и 37 | |
| Питание | ЗРЕН 50 Гц 220/380 В | | | |
| Время прямой заправки одного транспортного средства (ТС) до 200 $кгс/см^2$ с номинальным объемом 60 $нм^3$ газа, <i>мин.</i> , не более (количество заправок в сутки): | | | | |
| при $P_{вх} = 75$ $кгс/см^2$, $t = 20^\circ C$ | 16(75) | 8(150) | — | — |
| при $P_{вх} = 30$ $кгс/см^2$, $t = 20^\circ C$ | 40(30) | 20(60) | — | — |
| при $P_{вх} = 12$ $кгс/см^2$, $t = 20^\circ C$ | — | — | — | 6(190) |
| при $P_{вх} = 7$ $кгс/см^2$, $t = 20^\circ C$ | — | — | 9(130) | 12(100) |
| при $P_{вх} = 6$ $кгс/см^2$, $t = 20^\circ C$ | — | — | 10(120) | 13(90) |
| при $P_{вх} = 3$ $кгс/см^2$, $t = 20^\circ C$ | — | — | 20(60) | — |
| при $P_{вх} = 2$ $кгс/см^2$, $t = 20^\circ C$ | — | — | 30(40) | — |
| Габаритные размеры, <i>м</i> , не более: | | | | |
| МКЗ | 2,35·2,0·2,4 | 2,5·2,0·2,4 | 4,0·2,0·2,4 | |
| модуль оператора | 3,9·2,75·2,95 | | | |
| пост заправочный | В габарите МКЗ 600·350·1700 | | | |
| аккумулятор | — | (2,5·1,5·2,5) и (3·2·2,5) | 2,5·1,5·2,5 | (2,5·1,5·2,5) и (3·2·2,5) |
| Масса, <i>кг</i> , не более: | | | | |
| МКЗ | 3000 | 4000 | 6000 | |
| модуль оператора | 1500 | | | |
| пост заправочный | В объеме МКЗ 150 | | | |
| аккумулятор | — | 2000 и 3000 | 2000 | 2000 и 3000 |
| Количество одновременно заправляемых ТС: | | | | |
| без аккумулятора | 1 | | | |
| при наличии аккумулятора газа | — | 2 и 4 | 2 | 2 и 4 |
| Объем аккумулятора газа, $л^3$ | — | 1,7 и 3 | 1,7 | 1,7 и 3 |
| С аккумулятором газа | — | МКЗСА-100/30-200-2АК У1 МКЗСА-150/12-200-2АК У1 | МКЗСА-100/30-200-4АК У1 МКЗСА-150/12-200-4АК У1 | МКЗСА-100/3-200-2АК У1 |



В данный момент нами проводится работа по разработке и выпуску компрессорной установки обеспечивающую производительностью до 1200–1500 nm^3 .

Следует отметить, что ОАО «Пензкомпрессор-маш» руководствуется принципом поддержки отечественного производителя, поэтому компрессорные заправочные модули более чем на 90% состоят из узлов и деталей отечественного производства, включая компрессор собственной разработки и изготовления, которые ни в чем не уступают западным аналогам.



Конструктивно МКЗ состоят из двух модулей, один из которых является рабочим, а второй предназначен для оператора.

Рабочий модуль включает в себя компрессорную установку, системы очистки и осушки газа, трубопроводы, комплект датчиков, приборов, арматуры и является изделием полной заводской готовности. К модулю могут быть подсоединены один или два заправочных поста, один из которых предназначен для заправки транспорта давлением 20,0 МПа, а второй для заправки передвижных автогазозаправщиков (ПАГЗ) давлением 25,0 МПа (фото 3).

Модуль оператора представляет собой мобильное утепленное помещение, в котором расположены силовой щит, системы автоматики и коммерческого учета газа и др. и является так же изделием полной заводской готовности. Как рабочий модуль, так и модуль оператора не требуют специального фундамента.

Модули для работы от городских сетей с давлением 0,3–1,2 МПа комплектуются двухкаскадной компрессорной установкой, в которой компрессор первого каскада сжимает газ до 4,0–7,0 МПа, а компрессор второго каскада дожимает его до 20,0–25,0 МПа (фото 4).





Компрессоры всех типов модулей и газоохладители принудительно охлаждаются воздухом. Дополнительно по требованию заказчика модули могут комплектоваться аккумулятором газа. В этом случае возможна одновременная заправка до 4 транспортных средств. Как показал опыт эксплуатации модулей, применяемая в них прямая заправка транспорта (без аккумулятора), особенно при потенциале давления в трубе или после первого каскада равного 5,0 МПа и выше, является наиболее экономичной, так как не имеет дополнительных потерь энергии при сжатии газа до давления равного давлению в аккумуляторе и дросселировании его при заправке транспорта.

Все рабочие модули — не отапливаемые и не имеют принудительной вентиляции, так как закрыты просечными панелями, которые позволяют не иметь этих систем.

При эксплуатации модуля в холодном климате, он дополнительно комплектуется тепловой пушкой, подогретый воздух из которой по теплоизолированному воздуховоду подается под картер компрессора.



Учитывая, что автотранспортная техника, оснащенная газобаллонным оборудованием (ГБО), требует периодических осмотров и ремонтов, в соответствии с регламентом по их обслуживанию и ремонту необходимо всю систему освободить от метана и пропустить инертным газом, нами был разработан и поставлен заказчику модуль МКЗПА-50 У1 (ПВиАГ) «Пункт выпуска и аккумуляции газа» (фото 5). Основное назначение данного изделия — это освобождение газобаллонной системы транспорта от метана, его складирование в аккумуляторе и продувка системы азотом (фото 6), а после ремонта транспорта — его заправка.

В основе ПВиАГ находится разработанный нами и хорошо зарекомендовавший себя на протяжении многих лет эксплуатации компрессор (фото 7). Трубная обвязка и арматура заимствованы у МКЗСА. Хранение газа осуществляется в блоке аккумуляции газа, состоящего из 2 секций. Первая секция, состоящая из 8 баллонов объемом 99 литров каждый, задействуется при выпуске газа из автомобиля. После опорожнения газовой системы, газ из первой секции перекачивается во вторую, состоящую из 4 баллонов, и сжимается до давления 25,0 МПа. Существует возможность перекачивать газ из автомобиля сразу во вторую секцию, что уменьшает время опорожнения и экономит электроэнергию.

В настоящее время МКЗПА-50 У1 эксплуатируется на территории Краснотурьинской автоколонны Югорского УТТиСТ (Свердловская область) и одна единица поставлена для 11-го автобусного парка Москвы.

В процессе работы с заказчиками, мы, как правило, стараемся учитывать все их требования и создаем модификацию изделия, предназначенного работать в конкретных условиях, необходимых для заказчика.

Так, по договору с ОАО «Газпром» нами разработаны, изготовлены и поставлены для газопровода «Северный поток» шесть заправочных модулей



МКЗСА-50ВП-2 У1 (фото 8), которые установлены на территории Ленинградской и Вологодской областей. Эти модули в настоящее время монтируются на объектах и в ближайшее время будут проводиться пуско-наладочные работы с привлечением наших специалистов.

Особенностью поставленных на эти объекты модулей является то, что они, учитывая высокое давление в трубе (8,0–10,0 МПа), укомплектованы одноступенчатым компрессором 2ГУ2.

На 2015 год нами запланировано дальнейшее совершенствование своей продукции:

1. Модернизация системы автоматического контроля, управления и защиты АСКУЗ, внедрение вибромониторинга оборудования.
2. Внедрение новых алгоритмов работы компрессорного оборудования, для оптимизации работы АГНКС.
3. Разработка четырехступенчатого компрессора на базе 2ГУ2 с давлением всасывания 2–12 кгс/см² и нагнетания 250 кгс/см².
4. Разработка четырехрядной базы 4ГУ2 для повышения производительности компрессорных установок и, при этом, незначительного увеличения их габаритов.
5. Разработка пункта выпуска и аккумулярования газа с внедренным в каркас взрывозащищенным пультом управления и щитом силовым.
6. Разработка и создание аккумуляторного блока с возможностью работы с двумя и более компрессорными модулями, размещенными на одной площад-



ке АГНКС, и разработка алгоритма их работы.

В заключение следует отметить, что для продвижения на рынке таких моторных топлив, как КППГ и СПГ, необходимо развивать и наращивать сеть метановых заправочных станций, станций по переоборудованию ТС и их ремонту, и более интенсивно пропагандировать пользу и выгоду использования метана в качестве моторного топлива по всем возможным направлениям (газеты, журналы, телевидение и т.д.), а также среди владельцев и директоров крупных АТП и т.п.

О безопасности функционирования предприятий с вахтовым методом организации труда и непрерывным технологическим циклом

О.П. Андреев, А.К. Арабский, В.С. Крамар, ООО «Газпром добыча Ямбург», г. Новый Уренгой, Россия

Аннотация. В статье рассмотрены проблемы безопасности функционирования предприятий с непрерывным технологическим циклом и вахтовым методом организации труда в условиях Крайнего Севера и приравненных к ним территорий.

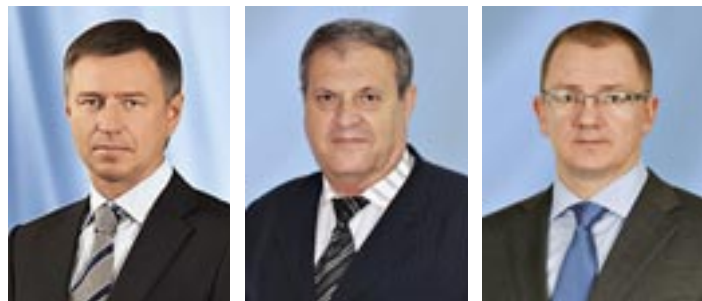
Ключевые слова: : вахтовый метод, безопасность предприятия, непрерывный технологический цикл.

About safety of the enterprises with the shift method of labour organization and the nonstop production

O.P. Andreev, A.K. Arabskii, V.S. Kramar, Gazprom dobycha Yamburg LLC, Novy Urengoy, Russia

Abstract. Safety problems of the enterprises with the nonstop production cycle and the shift method of the labour organization in the conditions of Far North and the territories equated to them are considered.

Keywords: shift method, safety of the enterprise, nonstop production cycle.



В преамбуле к симпозиуму, который прошел в Вене (Австрия, июль 2013 года) дано определение Вахтового метода работы как *long-distance commuting* или *fly-in/fly-out*. Исходя из этого определения, следует, что любой командированный, тоже вахтовик, так как он автоматически удовлетворяет этому определению: улетел — прилетел. И это не шутка. В 2012 году на базе ООО «Газпром добыча Ямбург» прошло заседание комитета Европейского делового конгресса «Человеческие ресурсы, образование и наука» по этой же проблеме, и выступающий от фирмы Shlumberger доказывал, что командировка и есть одна из форм вахтового метода организации труда, с чем просто невозможно согласиться.

В России до сих пор используют постановление Госкомтруда СССР, Секретариата ВЦСПС и Минздрава СССР от 1987 года «Об утверждении основных положений о вахтовом методе организации работ».

Это постановление по ряду параметров не согласуется с нормами действующего законодательства РФ ввиду его существенного изменения и, в первую очередь, с градостроительными нормами [1]. Кроме того в России появились и будет расширяться число предприятий, прежде всего в добывающих отраслях, использующих вахтовые формы организации труда на постоянной основе в течение всего их жизненного цикла. Примером такого предприятия является ООО «Газпром добыча Ямбург», первое в истории России, которое использует исключительно вахтовую форму организации труда уже тридцать лет при численности вахтового персонала свыше 10 тысяч человек при обустройстве и эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений Ямбург и Заполярное. За это время добыто свыше 5 трлн куб. м природного газа. Покажем, что вектор развития России в восточном и северном направлении именно такой.

На Международном Арктическом форуме «Арктика — территория диалога», в 2010 году с большой программной речью выступил Владимир Путин. Он сказал: «70% всей территории России находится на Севере! Среди ее достижений — ведущая роль в прокладке Северного морского пути, зарождение ледового флота, полярной авиации, создание сети стационарных и дрейфующих станций в Арктике. Именно наша страна накопила уникальный опыт строительства крупных городов и промышленных комплексов



Государственный геологический музей им. В. И. Вернадского РАН

Российско-французская металлогенетическая лаборатория



Рис. 1. Схема расположения новых точек экономического роста РФ

за Полярным кругом. Не всегда это было правильно, наверное, не всегда это было обоснованно и с экологической, и даже с экономической точки зрения. Отсюда первая по приоритету задача — создание качественных, комфортных условий для жизни людей в Арктике».

Вторая по приоритету задача — это поддержка новых точек экономического роста, схема расположения которых показана на рис. 1.

Их освоение потребует привлечение в регион масштабных отечественных и зарубежных инвестиций. При этом реализация промышленных проектов в российской Арктике должна удовлетворять самым строгим экологическим требованиям. Это принципиальная позиция Правительства Российской Федерации, которая будет реализована при освоении полуострова Ямал, Красноярского края, в Якутии, и на сотнях других производственных и инфраструктурных объектах, создаваемых государством или бизнесом.

В свою очередь, комментируя открытие арктического форума, губернатор Ямала Дмитрий Кобылкин отметил, что форум «Арктика — территория диалога» дает возможность утверждать: Арктика — зона мира и сотрудничества».

Ямал, занимая в Арктической зоне Российской Федерации центральное географическое положение, является опорной территорией для разработки шельфа Карского моря и освоения заполярных районов Восточной Сибири. Такие проекты, как освоение угле-

водородных месторождений полуострова Ямал, проект «Урал промышленный — Урал Полярный», станут ключевыми составляющими решения задачи, поставленной Президентом страны, а именно «превращение Арктики в ресурсную базу XXI века». Кроме того, стратегическая цель ЯНАО — переход от сырьевой к перерабатывающей специализации территории. Это третья по приоритету задача, для решения которой необходимо вложение серьезных средств в научную и природоохранную инфраструктуру.

Решение всех этих задач невозможно без предварительной оценки потенциала людских ресурсов, которые смогут их реализовать. Ситуация усугубляется тем, что в местах расположения потенциальных центров экономического роста России на ее Севере и Северо-Востоке плотность населения менее 1 человека на 1 квадратный километр. Но и это население, как правило, не имеет необходимой квалификации. Задача осложняется и тем, что наметилась четкая тенденция оттока пришлого населения из полярных поселков в крупные промышленные центры и южные территории России. В этой ситуации выходом из складывающегося положения является вахтовый метод организации труда, и альтернативы для освоения и развития перспективных центров экономического роста просто нет.

Вахтово-экспедиционный метод труда используется достаточно давно. Можно привести примеры отечественных станций «Северный полюс» или антарк-

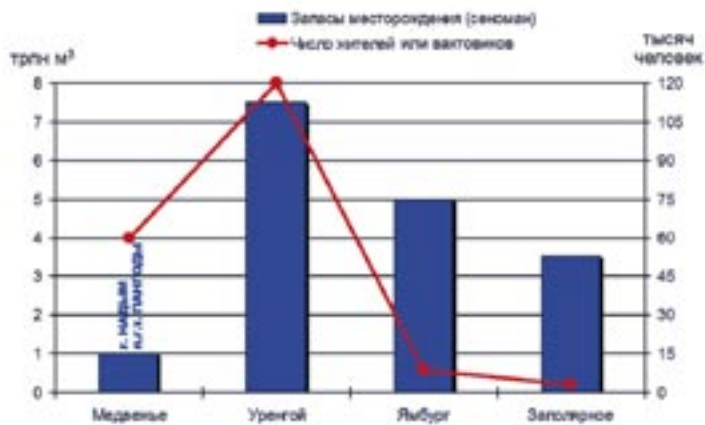


Рис. 2. Человеческие ресурсы, привлекаемые для освоения крупных месторождений газа в РФ

тических станций (отсюда и название «вахтово-экспедиционный метод организации труда»). Но эти вахты (экспедиции), как правило, малочисленные и не ограничены требованиями, предъявляемыми непрерывным технологическим процессом крупномасштабного производства. А оно требует привлекать на один — два порядка больше специалистов, способных реализовать его непрерывные технологические циклы на протяжении десятилетий. Покажем, что это так (см. рис. 2).

Месторождение Медвежье, с первоначально утвержденными запасами сеноманского газа около 1 трлн куб. м. Для его освоения построен город Надым и поселок городского типа Пангоды со всей необходимой инфраструктурой. В них проживают сейчас около 60 тыс. человек. Плюс на всех дальних промыслах построены общежития для вахтового персонала, эксплуатирующего непрерывно функционирующие газовые промыслы.

Месторождения Уренгоя, с первоначально утвержденными запасами сеноманского газа свыше 7,5 трлн куб. м. Для его освоения построен город Новый Уренгой. В нем сейчас проживает свыше 120 тыс. человек. Плюс — на всех дальних промыслах построены общежития для вахтового персонала. При этом люди из этих городов едут в жилые вахтовые комплексы на удаленные промыслы (автотранспортом или вертолетом) и работают вахтовым методом. Практически так же, как работают и на платформах Норвегии и Великобритании в Северном море. Единственное отличие — Абердин в Шотландии не пришлось строить, он уже был построен и давно.

Но идти по этому пути в условиях Крайнего Севера России — значит создавать новые города на всех крупных месторождениях полезных ископаемых. Хорошим примером такого подхода служит Но-



Рис. 3. Схема перемещения вахтового персонала ООО «Газпром добыча Ямбург»



рильск, в котором более 200 тысяч жителей. В крайне неблагоприятных природно-климатических условиях в нем живут и растут дети.

Альтернативное решение было найдено еще в советские времена и подтверждено в условиях современной России. Это освоение месторождений Ямбурга и Заполярного с первоначально утвержденными запасами сеноманского газа свыше 8,5 трлн куб. м, которое производилось исключительно с использованием вахтового метода организации труда, но на принципиально новой для него основе, без строительства новых городов и всей соответствующей инфраструктуры, в том числе школ и детских садов [2].

Максимальная численность вахтовиков по штатному расписанию достигала 15 тысяч человек, а сейчас — около 12 тысяч человек, которые приезжают трудиться на свои рабочие места из Москвы, Уфы, Краснодара, Тюмени, Нового Уренгоя, Надыма и ряда поселков ЯНАО. И они ежегодно дают России газа в два раза больше, чем добывают все промыслы Норвегии. Схематически перемещение вахтовиков Общества показано на *рис. 3*.

Во время работы на вахте люди проживают в благоустроенных вахтовых жилых комплексах промышленных узлов Ямбург и Новозаполярный, а по окончании вахты уезжают на отдых по месту постоянной регистрации к своим семьям. Практически каждый день самолеты привозят и увозят вахтовиков через аэропорты Ямбурга и Нового Уренгоя. Но это принципиально новый уровень вахтового метода организации труда с ротацией персонала через 1–2 месяца, существенно отличающийся от вахтово-экспедиционного метода. Появились постоянно действующие транспортные коридоры протяженностью до 4 тысяч км. Соответственно, с учетом базового закона менеджмента Эшби, закона необходимого разнообразия, радикально изменилась и структура задач, решаемых менеджментом компании по организации и управлению вахтовиками.

Естественно, интенсивность труда вахтовиков существенно повышена, но и в этих условиях необходимо соблюдать базовые нормы трудового законодательства. Более того, в отличие от строителей, буровиков, геологических изыскательских партий, которые выполняют разовые задания по договорам подряда и субподряда, подразделения предприятия, эксплуатирующего месторождение, обязаны строго соблюдать технологические требования. В противном случае предприятие просто перестанет функционировать. К сожалению, есть проблемы и определенное непонимание проблем по вахтовому методу организации труда с привязкой к жестким технологическим ограничениям. Эти проблемы пока приходится решать на уровнях отрасли и предприятия, чтобы гарантировать четкое ведение непрерывного производственного технологического цикла.

В связи с этим целесообразно принять на федеральном уровне нормативный правовой акт, устанавливающий стандартизованные требования, которые обеспечат безопасность предприятий с непрерывным технологическим циклом, использующих вахтовый метод организации труда. В соответствии с действующим законодательством это должен быть технический регламент с набором необходимых стандартов и сводов правил. Среди них обязательно должна быть и система менеджмента вахтового метода труда. Такой подход охватит весь комплекс проблем разработки месторождений, удаленных от крупных населенных пунктов, способных обеспечить их разработку рабочей силой в необходимых объемах и нужной квалификации без ежедневного возвращения ее домой по окончании рабочей смены.

Рассмотрим и другие аспекты такого метода организации труда. В настоящее время отсутствуют или размыты критерии подтверждения соответствия вахтового жилого комплекса предприятия с вахтовым методом организации труда. Не определены критерии его отличия от иных населенных пунктов. Практически отсутствуют стандарты, своды правил и другие нормативные документы, регламентирующие обязанности по созданию, содержанию, функционированию и обеспечению безопасности вахтовых жилых комплексов, а также предоставлению минимально необходимого объема услуг вахтовому персоналу в них. Все эти проблемы ждут своего однозначного решения в едином комплексе.

Следовательно, разработка и утверждение технического регламента позволит:

- предприятиям и организациям (работодателям) — максимально эффективно использовать в своей деятельности вахтовый метод организации работ. Кроме этого регламент позволит разграничить юрисдикцию по вахтовым жилым комплексам между предприятиями и органами местного самоуправления;
- органам власти — избежать затраты на создание и поддержание объектов социальной инфраструктуры и иных необходимых затрат на функционирование органов местного самоуправления в районах разработки месторождений полезных ископаемых;
- гражданам Российской Федерации, работающим вахтовым методом в неблагоприятных климатических условиях — минимизировать внешние и внутренние угрозы сохранности жизни и здоровья, обеспечить активное профессиональное долголетие, гарантированный уровень социальной защищенности;
- Российской Федерации — решить комплексную государственную задачу развития новых центров экономического роста путем повышения эффективности разработки месторождений полезных ис-



копаемых и их переработки в продукты с высокой добавленной стоимостью в неблагоприятных климатических условиях с применением высоких норм социальной ответственности.

Понимая крайнюю необходимость решения этой проблемы, и накопленный практический опыт специалисты ООО «Газпром добыча Ямбург» подготовили проект необходимого технического регламента. В списке использованных при подготовке статьи источников представлен перечень базовых опубликованных работ, предшествующих разработке проекта технического регламента. Начальный этап работы по проблеме был отмечен общественной премией им. Н.К. Байбакова, одного из родоначальников освоения газовых месторождений вахтовым методом. По данной проблеме опубликовали две монографии, первая из которых отмечена премией в области науки и техники ОАО «Газпром» в 2006 году.

Разработана и первая редакция системы менеджмента вахтового метода труда, содержащая 12 стандартов организации. Анализ этой системы и всех предыдущих работ позволил сделать глобальную оценку проделанной работы, на базе которой к концу 2012 года был подготовлен проект федерального закона: «Технический регламент о безопасности функционирования предприятий с непрерывным технологическим циклом, использующих вахтовый метод организации труда в условиях Крайнего Севера и приравненных к ним местностях».

Литература

1. Ананенков А.Г., Андреев О.П., Арабский А.К. и др. Социальные аспекты технического регулирования вахтового метода работы в условиях Крайнего Севера. — М.: Недра, 2005. — 256 с.
2. Андреев О.П., Арабский А.К., Крамар В.С., Силин А.Н. Система менеджмента вахтового метода работы предприятия в условиях Крайнего Севера. — М.: Недра, 2009. — 172 с.
3. Андреев О.П., Арабский А.К., Крамар В.С. О безопасности функционирования предприятий с непрерывным технологическим циклом, использующих вахтовый метод организации труда в условиях Крайнего Севера и приравненных к ним местностях. Том XXI. Новые технологии газовой, нефтяной промышленности, энергетики и связи. — М.: АТН РФ, 2013. — С. 218–226.

Соответственно, в проекте технического регламента дано более корректное определение вахтового метода организации труда для таких предприятий, которое звучит так:

Особая форма осуществления трудового процесса, когда по комплексу социальных, природно-климатических и экономических аспектов создание поселения для постоянного проживания работников и членов их семей в географическом месте расположения промышленного узла предприятия нежелательно или исключается. Соответственно не может быть обеспечено ежедневное возвращение работников к месту их постоянного проживания, юридически подтвержденному регистрацией по месту жительства. По способу привлечения трудовых ресурсов из различных природно-климатических зон вахтовый метод подразделяется на внутрирегиональный и межрегиональный [3].

Дмитрий Медведев в январе 2013 года, участвуя в церемонии вывода Заполярного месторождения на проектную мощность, осмотрел вахтовый жилой комплекс предприятия. Высоко оценив уровень организации вахтового метода труда и функционирования жилого комплекса — рекомендовал передать в правительство РФ все разработанные специалистами Общества материалы и документы по вахтовому методу организации труда на крупных предприятиях с непрерывным технологическим циклом для дальнейшей проработки.



Методы сейсморазведки в инженерно-геофизических изысканиях

В.В. Романов, доцент кафедры геофизики, МГРИ-РГГРУ (Москва), кандидат технических наук

И.И. Рахматуллин, аспирант кафедры информатики и ГИС МГРИ-РГГРУ

Аннотация. В статье дается краткий анализ существующих методов инженерной сейсморазведки – от традиционных до самых современных. Рассмотрены тенденция развития и границы применимости методов. В выводах к статье формулируются критерии в пользу выбора того или иного метода для решения различных задач инженерной геологии.

Ключевые слова: инженерная сейсморазведка, новые методы, инженерная геология.

Seismic exploration methods in engineering and geophysical researches

V.V. Romanov, associate professor of geophysics MGRI-RGGRU, Candidate of Technical Sciences

I.I. Rakhmatullin, the graduate student of department of informatics and GIS, MGRI-RGGRU (Moscow)

Abstract. The article concerns of the existing methods of engineering seismic exploration from traditional to the most modern. The tendency of development and boundaries of method applicability are considered. The criteria of the choice in favor of this or that method of the solution of various problem of engineering geology are formulated in the conclusion of the article.

Keywords: engineering seismic exploration, new methods, engineering geology.

УДК 550.83



Введение

Успех проведения геофизических изысканий в инженерной геологии определяется количеством и многообразием тех физических свойств, которые подвергаются измерению в процессе полевых работ. Информация, содержащаяся в геофизических полях, намного превышает тот небольшой объем данных, который применяется для геологической интерпретации и называется “полезным”. По мере развития того или иного раздела геофизики количество полезной информации неуклонно возрастает, за счет появления новых алгоритмов обработки и становления теории. Устоявшаяся система из физических основ, допущений, способов извлечения нужных компонент поля и их геологического толкования называется методом разведочной геофизики. В наибо-

лее общей трактовке методом является способ достижения определенной цели, совокупность приемов или операций практического или теоретического освоения действительности на основе определенной гипотезы. Под гипотезой в геофизике понимается предварительная (априорная) модель среды, составленная на основании исходной геологической и сейсмической информации. Цель любого геофизического метода — прогноз или уточнение физико-геологического строения изучаемого объекта, поэтому количество одновременно применяемых методов во многом определяет полноту представления геофизика о геологической среде.

Классификация методов инженерной сейсморазведки

В инженерной сейсморазведке существует разветвленная структура методов, классифицируемых по типу выделяемых волн (см. *рис. 1*).

Первичная волна в сейсморазведке образуется под воздействием достаточно интенсивного удара по поверхности среды и распространяется во всех направлениях от источника. Волны Рэлея и Лява существуют только в приповерхностном слое толщиной около 10–30 метров, имеют значительные амплитуды и сложное многофазовое строение вызываемых колебаний. Объемные продольные и поперечные волны



Рис. 1. Методы инженерной сейсморазведки

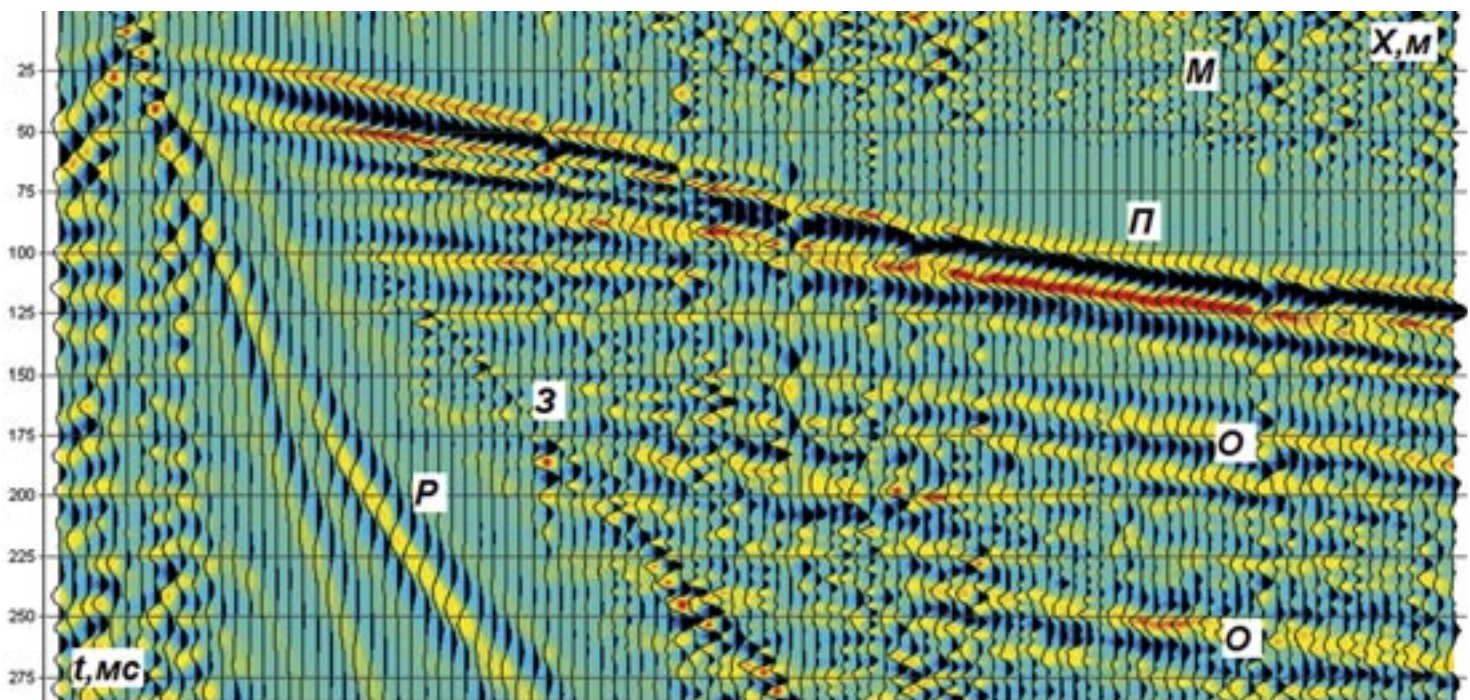


Рис. 2. Полевой материал инженерной сейсморазведки с выделенными волнами различного типа. Отмечены оси преломленной волны (П), отраженных волн (О), звуковой волны (З), рэлеевской волны (Р) и микросейсмические колебания (М)

достигают границ сред с различными упругими свойствами, где отражаются и преломляются. Отраженные волны сразу возвращаются на поверхность под тем же углом, что и упавшие, а преломленные волны значительную часть среды проходят, скользя вдоль границы. В грунтах, где выраженные сейсмические границы отсутствуют, формируются преимущественно прямые и рефрагированные волны, которые дости-

гают приемников по прямой или слабо искривленной траектории. Звуковая прямая волна попадает на приемники по воздуху, минуя твердые горные породы. Также волновое поле осложняется постоянным влиянием слабых колебаний земной поверхности — микросейсм, которые носят преимущественно случайный характер (рис. 2). Каждая из волн, присутствующих на сейсмограммах, теоретически может со-

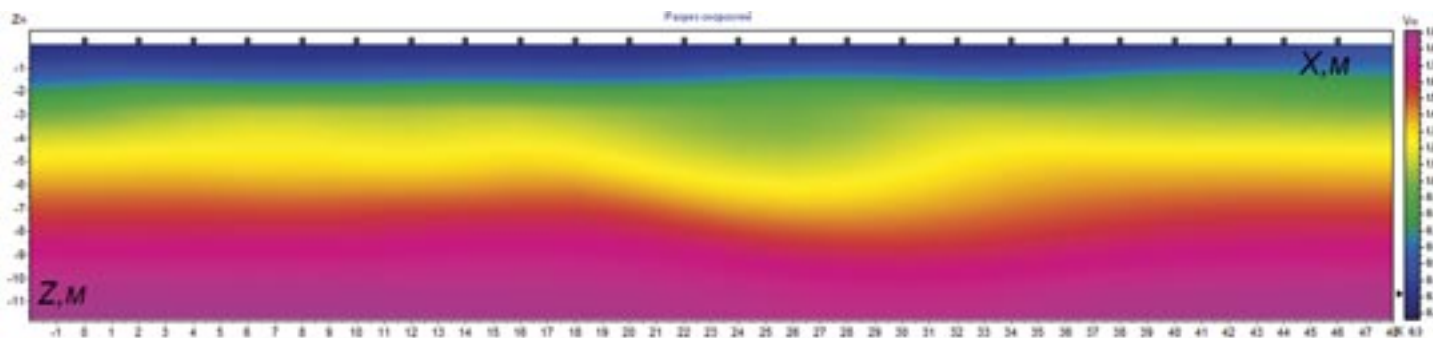


Рис. 3. Сейсотомографический разрез. Цветом показаны участки среды с разной скоростью

держат ценную инженерно-геологическую информацию, однако механизмы ее извлечения формируются только после досконального изучения природы волны и образующих ее неоднородностей упругих свойств.

Методы преломленных волн

Преломленные волны традиционно применяются в инженерной сейсморазведке с самого ее зарождения. Методы преломленных волн позволяют уверенно проследить границы на сверхмалых глубинах (до 10 метров) и измерять скорости отдельных инженерно-геологических элементов. Существенно ограничивает возможности метода низкая точность структурных построений, необходимость наблюдений на значительных дистанциях от источника для выделения сравнительно глубоких границ (от 20 м) и невозможность прослеживания границ низкоскоростных слоев. К последним относятся, например, прослой талых грунтов в мерзлых, линзы песка в глинах или мергелей в известняках, погребенные речные долины, сложенные галькой или крупнозернистым песком. Кроме того, работы методом преломленных волн нельзя проводить на твердом асфальтовом и бетонном покрытии или промерзших грунтах из-за их экранирующего эффекта.

Существуют методы, основанные на использовании продольных, поперечных или обменных преломленных волн. Продольные волны имеют значительные скорости и частоты, но их скорость существенно зависит от водонасыщенности. Так как скорости продоль-

ных волн влажных грунтов отличаются слабо, разделение среды по литологическим свойствам при помощи продольных волн затруднено. Скорости поперечных волн меньше и не могут распространяться в жидкости и газе. Состав порового пространства грунтов не оказывает влияние на скорость поперечных волн, поэтому этот параметр — ценный индикатор литологии грунтов различного состава и генезиса. Повсеместное внедрение в практику инженерной геофизики поперечных волн осложняется в первую очередь отсутствием надежного управляемого источника волн данного типа. Обменные волны возникают на границах при превращении продольных волн в поперечные и наоборот. Совместное измерение скорости перечисленных преломленных волн позволяет решать такие задачи, как нахождение физико-механических свойств грунтов при проектировании объектов строительства, расчет коэффициента анизотропии, определение широкого диапазона геологических параметров — пористости, трещиноватости и т.д.

Данные метода преломленных волн используются в сейсмическом микрорайонировании (СМР), при уточнении интенсивности землетрясений на конкретных площадках изысканий. Скоростная модель среды, увязанная с данными о плотности грунтов, применяется для расчетов в методе сейсмических жесткостей, являющимся обязательным методом СМР.

В последние годы активно внедряется в практику сейсмическая томография, позволяющая изучать не отдельные границы и связанные с ними волны, а

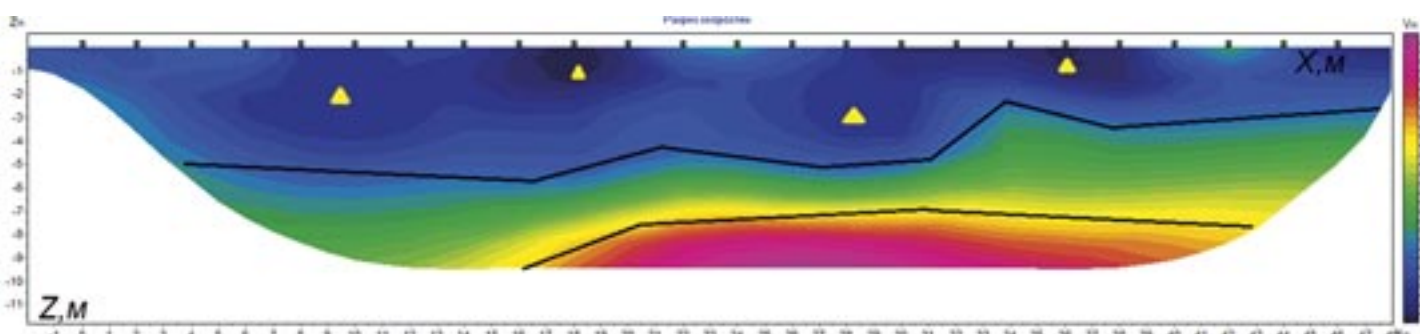


Рис. 4. Выделение локальных аномалий с пониженной скоростью на сейсотомографическом разрезе. Аномалии выделены треугольниками, ломаными линиями показаны границы сред с разным скоростями

плоское или даже объемное распределение скорости и других упругих параметров (см. *рис. 3*).

Традиционное разделение разреза на слои, а волны на прямые, рефрагированные и преломленные в томографическом варианте теряет смысл, так как упругие свойства полагаются изменяющимися плавно, а не разрывно. Особенно четко при помощи сейсмической томографии выделяются такие локальные элементы верхней части геологического разреза как карстовые воронки, зоны разуплотнения, вертикальные тектонические нарушения, области растепления в многолетнемерзлых породах (см. *рис. 4*).

Метод отраженных волн

Отраженными называются волны, испытавшие отражения от сейсмических границ, на которых резкое изменение претерпевает акустическая жесткость. Использование метода отраженных волн имеет ряд несомненных преимуществ. Среди них:

- 1) Высокая глубинность (15–150 м).
- 2) Не требуется размещать приемники сейсмических волн на большом расстоянии от источника.
- 3) Хорошая разрешающая способность при выделении локальных неоднородностей.
- 4) Возможность выделения границ слоев как с повышенными, так и с пониженными значениями упругих свойств.
- 5) Работа на мерзлом грунте, асфальте или бетоне не вызывает никаких затруднений, более того твердая поверхность благоприятна для возбуждения упругих волн.

Особенно перспективным выглядит применение МОВ на поперечных волнах. В благоприятных условиях в разрезе выделяются 5–6 сейсмогеологических слоев различного литологического состава. Перечисленные преимущества особенно актуальны при изучении границ на глубинах более 15 м, когда выделение преломленных волн требует повышения мощности источника и значительного выноса приемных устройств.

В инженерной сейсморазведке отраженные волны применяются сравнительно недавно, в основном из-за проблем, связанных с нахождением слабых полезных волн на фоне случайных и регулярных помех (*рис. 5*).

Границы, построенные по данным метода отраженных волн, редко бывают устойчивыми и их прослеживание вызывает значительные затруднения. Однако совершенствование технических средств, создание новых способов обработки, усложнение полевой методики позволили успешно применять метод отраженных волн в инженерной сейсморазведке.

Проблема выделения слабых отраженных волн решается суммированием сейсмических данных, сгруппированных по отдельным элементам отражающей геологической границы. Перед суммированием из сейсмограмм удаляются колебания с нежелательными частотами, амплитуды волн усредняются, вносятся поправки за рельеф и различие времен

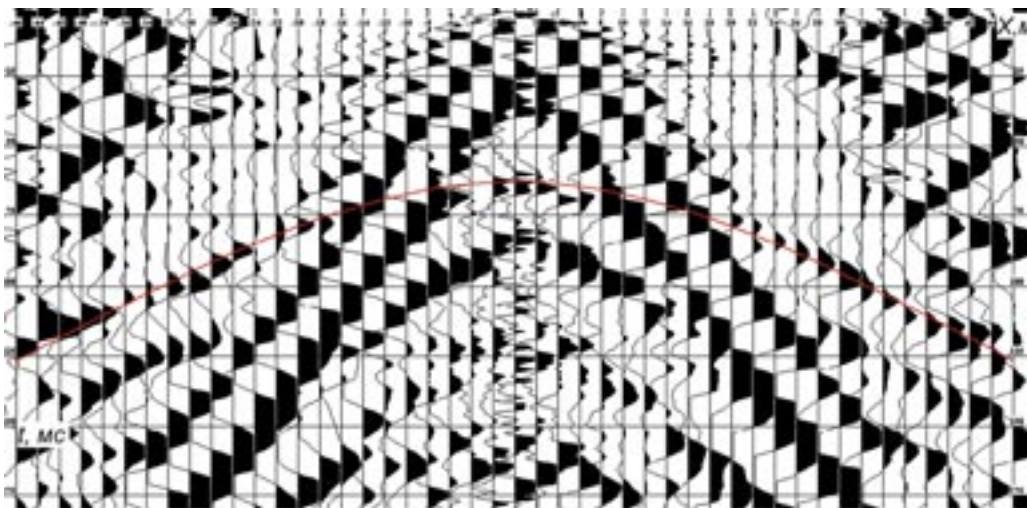


Рис. 5. Отраженная волна (красная линия) на сейсмограмме

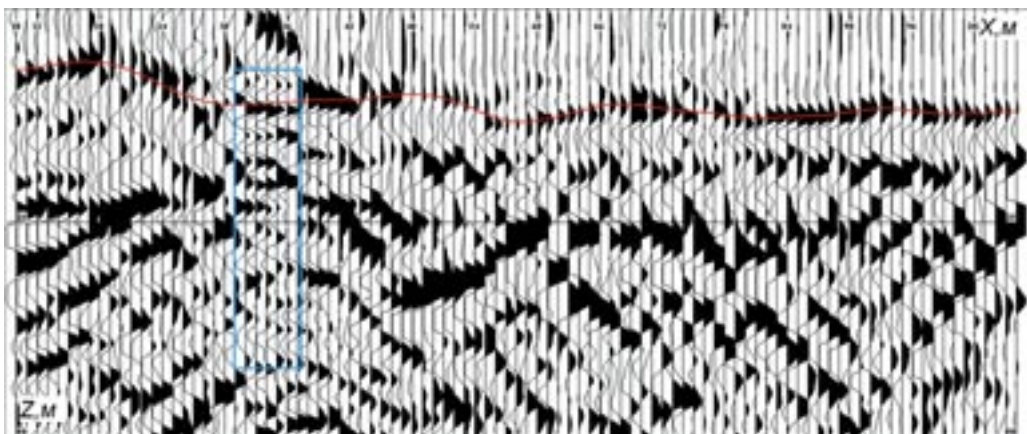


Рис. 6. Глубинный разрез по кровле карбонатных пород, построенный обработкой сейсмограмм метода отраженных волн. Линией выделена сейсмогеологическая отражающая граница, прямоугольником — вертикальная подземная неоднородность — колодец



вступлений на приемники. Обработанные данные представляются в виде глубинных разрезов (рис. 6).

Методы поверхностных волн и микросейсм

Волны и колебания, традиционно считавшиеся по-мехами, все чаще используются в инженерной сейсморазведке, расширяя ее возможности. Поверхностные волны возникают вблизи любой сейсмической границы, особенно интенсивны они у поверхности земли. Скорости поверхностных волн меньше скорости поперечных волн тех же грунтов примерно в 1,1 раз. Типичный диапазон скорости поверхностных волн $V = 100\text{--}300$ м/с. Поверхностные волны разделяются на волны Рэлея R и Лява L .

Контрастные по упругим свойствам слои верхней части разреза формируют волноводы — изолированные каналы, в которых поверхностные сейсмические волны распространяются, многократно отражаясь от границ. В волноводах волна расщепляется на множество нормальных волн — мод (гармоник). Мода с наименьшей возможной частотой является фундаментальной. Частота фундаментальной моды зависит от мощности слоя и скорости поперечной волны в нем, поэтому в разрезах с большим количеством упруго неоднородных слоев одновременно распространяется множество фундаментальных мод (рис. 7).

Для мод рэлеевских волн характерна дисперсия — возрастание частоты с уменьшением скорости. На получении и интерпретации дисперсионных кривых (рис. 8) основан метод многоканального анализа поверхностных волн — MASW (от англ. *Multichannel Analysis of Surface Wave*). По выделенной дисперсионной кривой подбирается закон изменения скорости поперечных волн с глубиной и формируется изображение распределения скорости по профилю.

Микросейсмками называются все виды естественных и искусственных колебаний, не связанных с работой управляемого сейсмического источника. Микросейсмки возникают в результате непрерывного влияния слабых землетрясений, приливо-отливной деятельности, дождя, ветра, движения людей и автомобилей вблизи приемников, про-

мышленного шума. Записи микросейсм (см. рис. 9) используются для реализации комплекса сейсмического микрорайонирования и изучения строения верхней части разреза.

Стоячие волны, которые формируются в приповерхностных волноводах из-за постоянных слабых сотрясений, имеют определенный частотный состав,

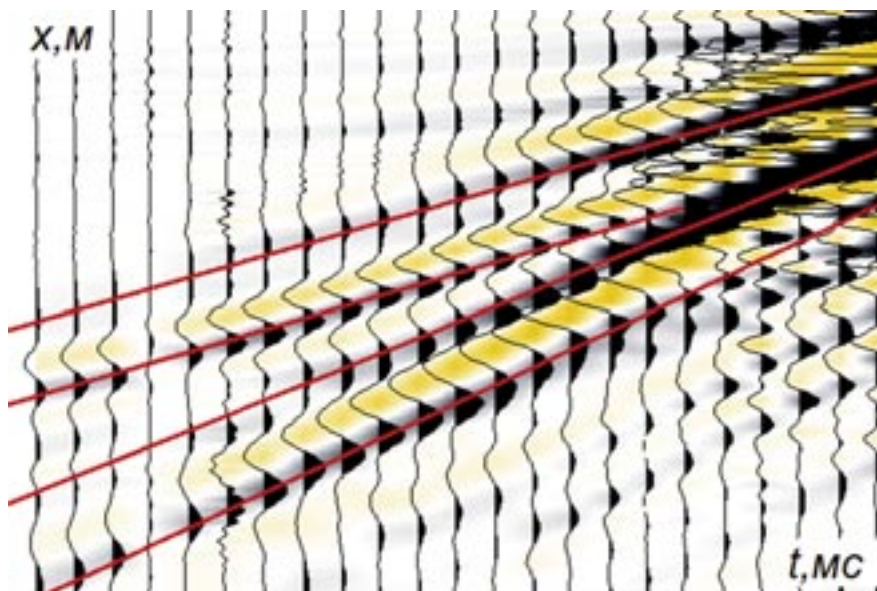


Рис. 7. Запись поверхностных рэлеевских волн. Красными линиями показаны моды с различной частотой и скоростью

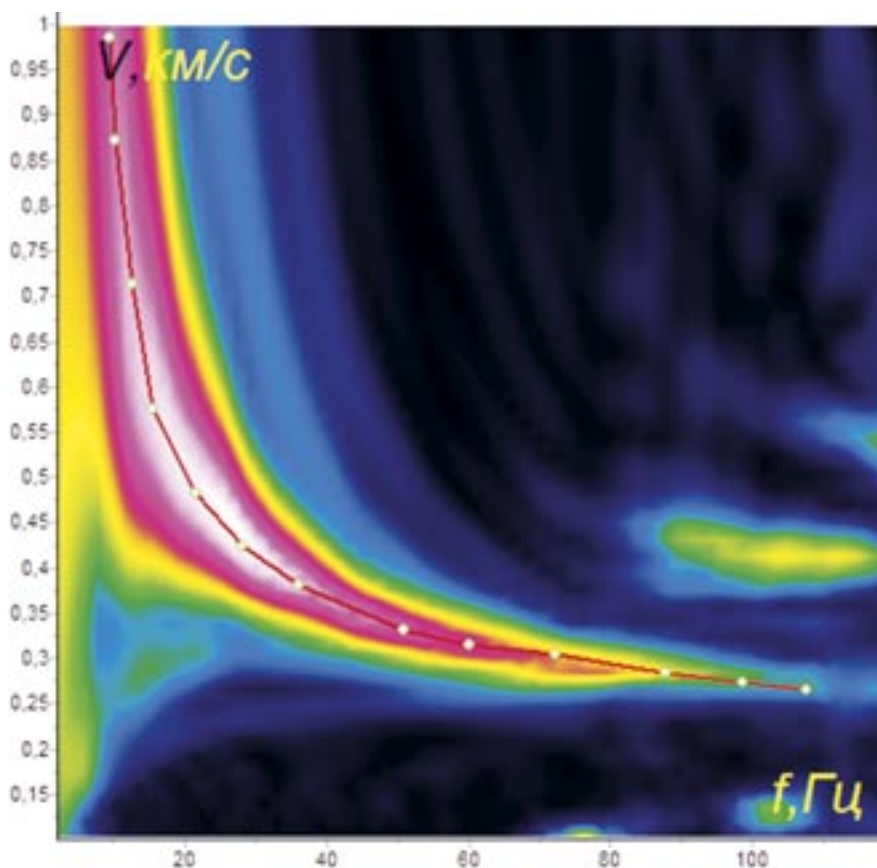


Рис. 8. Дисперсионная кривая поверхностной волны

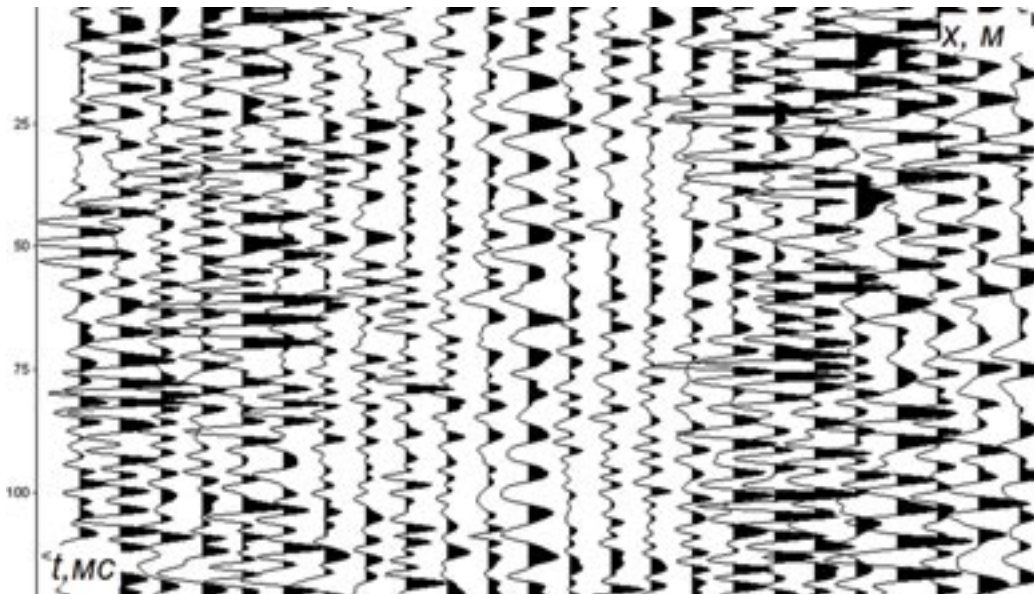


Рис. 9. Запись микросейсмических колебаний

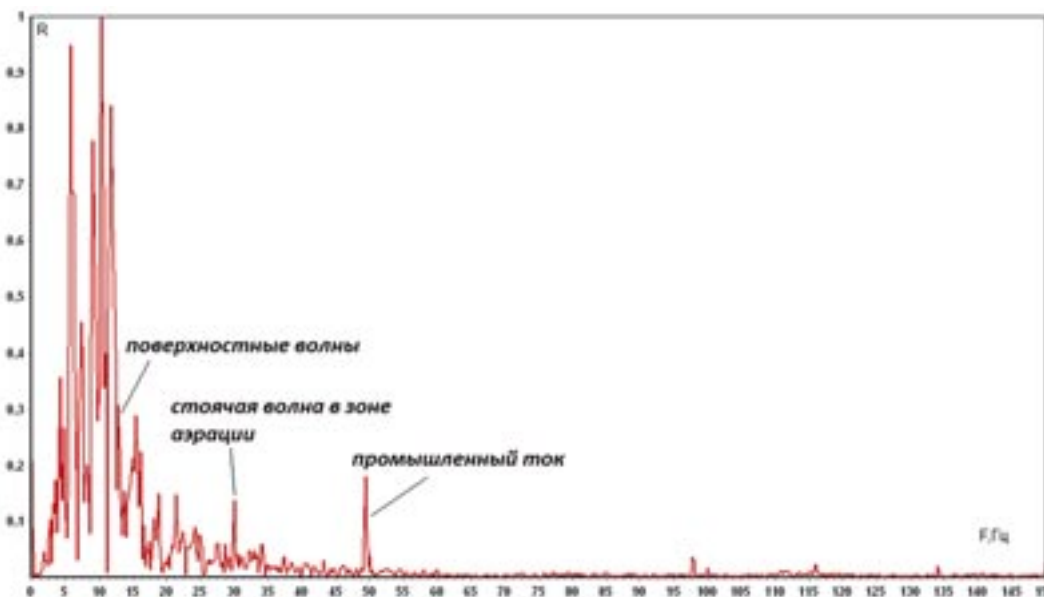


Рис. 10. Спектр микросейсмических колебаний

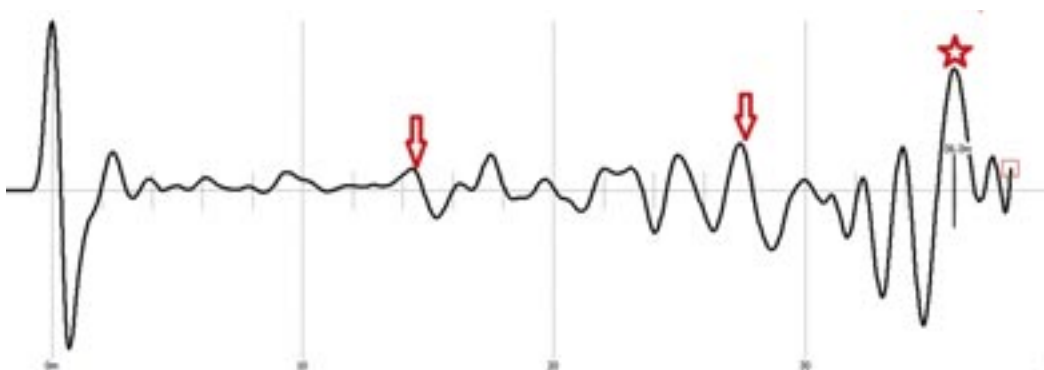


Рис. 11. Рефлектограмма метода измерения длины свай. Стрелками показаны отражения от дефектов в теле свай, звездой — отражение от конца свай. Первый импульс рефлектограммы — запись прямой волны

анализ которого используется для выявления границ (рис. 10).

На изучении стоячих волн основано микросейсмическое зондирование (ММЗ). В инженерной сейсморазведке метод с успехом применяется для отслеживания уровня грунтовых вод и подошвы зоны слабых грунтов (аэрации), кровли скальных и мерзлых грунтов, поисков зон повышенной трещиноватости.

Измерение длины свай

Сейсморазведка проникла в такие специфические области, как измерение длины свай и фундаментов сооружений. Простейшие одно-, двухканальные сейсмостанции в сочетании с легким ударным источником (молотком или киянкой) и приемником, установленным на оголовке свай, применяются для определения длины свай и обнаружения дефектов. Запись колебаний приемника в методе измерения длины свай называется рефлектограммой, на которой в виде импульсов выделяются отражения от конца свай и дефектов в структуре бетона (рис. 11).

Выводы

Выбор метода в первую очередь производится на основе анализа сути и сложности решаемой геологической задачи, поверхностных и глубинных сейсмогеологических условий, стоимости и скорости проведения работ.

Метод преломленных волн ограничен по глубине исследования, имеет невы-



сокую точность, однако эффективно решает задачи выделения неглубоких границ и определения скорости отдельных слоев. Метод отраженных волн «работает» на больших глубинах, позволяет точно оконтурить границы локальных аномалий, в том числе и низкоскоростных, но требует более сложной обработки и не всегда надежен. Методы поверхностных волн и микросейсм задействуются в тех случаях, когда объемные отраженные и преломленные волны не прослеживаются или не дают всей необходимой информации.

В особо благоприятных ситуациях на сейсмограммах одновременно присутствуют преломленные, отра-

женные и поверхностные волны достаточной интенсивности. Обработка таких данных дает сейсмогеологическое строение и распределение упругих свойств среды в широком диапазоне глубин. Как показывает практика, методы поверхностных волн «работают» в диапазоне 0–20 м, методы преломленных и рефрагированных волн в диапазоне 2–25 м, метод отраженных волн в диапазоне 15–100 м. Совместная реализация комплекса методов с извлечением максимального объема информации — наиболее эффективный подход при решении задач инженерной сейсморазведки.

Список литературы

1. СП 11-105-97. «Инженерно-геологические изыскания для строительства. Часть VI. «Правила производства геофизических исследований» / Госстрой России. — М.: Производственный и научно-исследовательский институт по инженерным изысканиям в строительстве (ПНИИИС) Госстроя России, 2004.
2. *Огильви А.А.* Основы инженерной геофизики. — М.: Недра, 1990. — 468 с.

Literature

1. Joint venture 11-105-97. «Engineering-geological researches for construction. Part VI. "Rules of production of geophysical surveys» [Inzhenerno-geologicheskije izyskanija dlja stroitel'stva. Chast' VI. «Pravila proizvodstva geofizicheskikh issledovanij] / State Committee for Construction of Russia. — М.: Production and research institute on engineering researches in construction (PNIIS) of the State Committee for Construction of Russia, 2004.
2. *Ogilvi A.A.* Fundamentals of engineering geophysics. [Osnovy inzhenernoj geofiziki]. — М.: Subsoil, 1990. — 468 pp.

Методика испытаний модернизированной системы обнаружения утечек и контроля активности для мониторинга газо- и нефтепроводов

Н.А. Псёл, начальник пресс-службы ЗАО «ОМЕГА» (Москва)

Р.С. Прокопьев, генеральный директор ООО «Миллионер»

А.И. Турбин, действительный государственный советник РФ 3 класса, заместитель генерального директора ЗАО «ОМЕГА»

Аннотация. Эффективность инновационной Системы мониторинга протяженных объектов, в том числе газо- и нефтепроводов, основанной на применении распределенного волоконно-оптического датчика, была убедительно подтверждена в на подмосковном полигоне московской компании «ПетроЛайт». Это стало возможным благодаря созданию уникального тестового комплекса, способного имитировать утечки газа и жидкости различной интенсивности, что открывает возможность широкого применения СМПО на российских и зарубежных трубопроводах.

Ключевые слова: мониторинг трубопроводов газа и нефти, волоконно-оптический датчик, Система мониторинга протяженных объектов «ОМЕГА», имитация утечек.

Test procedure of upgraded leak detection and activity control system for oil and gas pipeline monitoring

N.A. Psjol, Head of Press service, OMEGA Company

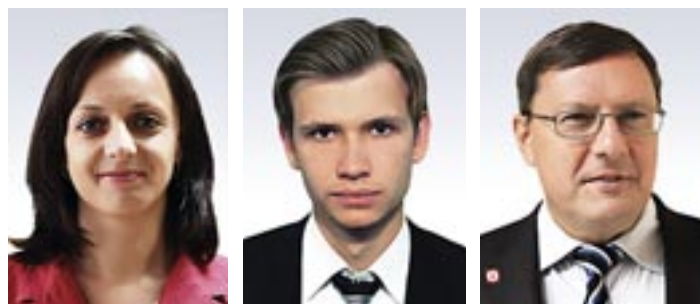
R.S. Prokopyev, General Director, MILLIONAIRE Holding

A.I. Turbin, Full State Counsellor 3rd Class of the Russian Federation, Deputy General Director, OMEGA Company

Abstract. The efficiency of innovative System of Monitoring of Extended Objects (SMEO), including gas and oil pipelines, based on the distributed fiber-optic sensor was convincingly confirmed on the test site of the Moscow Company "PetroLight". It has become possible thanks to the creation of a unique test facility designed to simulate gas and liquid leakage of varying intensity, which opens up the wide application possibility of the SMEO for both Russian and foreign pipelines.

Key words: oil and gas pipelines' monitoring, fiber-optic sensing, the OMEGA Extended Objects Monitoring System, leakage imitation.

УДК 621.43.032.8:681.586.4:001.895



В ноябре 2013 года вступил в действие важный нормативный акт в области промышленной безопасности — Приказ Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору № 520 [1]. Согласно п. 34 этого документа, линейная часть магистральных газопроводов «должна оснащаться техническими средствами, обеспечивающими непрерывный мониторинг по обнаружению утечек и обнаружению актов несанкционированного доступа к указан-

ным средствам, запорной арматуре и средствами дистанционного управления запорной арматурой». В то же время п. 31 Приказа оговаривает, что «для обеспечения безопасности технологического процесса на участках подземных переходов газопроводов через железные и автомобильные дороги общего пользования I–V категории должны быть предусмотрены специальные технические решения по контролю утечек».

Данный документ формализует требования, уже давно предъявляемые к трубопроводам ОАО «АК «Транснефть». В частности, элементом их выполнения стало применение крупнейшей в мире компанией по транспортировке нефти и нефтепродуктов Системы обнаружения утечек и контроля активности (СОУиКА «ОМЕГА»).

Для обнаружения утечек используются различные методы [2], каждый из которых имеет свои особенности. Кроме параметрических систем мониторинга трубопроводов, базирующихся на анализе баланса



объема, скорости, изменении давления и потока транспортируемого продукта, в настоящее время разработаны и внедряются как минимум четыре основных технологии. Это системы, основанные на применении волоконно-оптического датчика (ВОД), так называемый модель переходных процессов в реальном времени (RTTM), статистический анализ, а также анализ волны отрицательного давления (NPWA).

RTTM представляет собой гидравлическую модель, построенную на данных, получаемых с расположенных в разных точках трубопровода датчиков. Обычно они монтируются на пунктах подачи/приема продукта, а также насосных и компрессорных станциях. Статистический анализ основан на сопоставлении ряда различных данных, поступающих с трубопровода, из которых наиболее значимыми остаются характеристики потока, давление и температура. NPWA изучает форму давления волны и силу утечки. Методы, основанные на применении ВОК, используют свойство оптического кабеля регистрировать отклонение в акустическом поле и температуре вблизи трубопровода.

С начала 2000-х годов ООО «ПетроЛайт» конструировало системы мониторинга протяженных объектов, основанные на применении волоконно-оптического датчика в роли чувствительного элемента. В 2010 году с участием ООО «ПетроЛайт» было создано ЗАО «ОМЕГА», предприятие группы компаний ОАО «АК «Транснефть», по состоянию на октябрь 2014 года установившее многофункциональные системы мониторинга на 5500 км трубопроводов «Транснефти».

Серийно выпускаемая Система мониторинга протяженных объектов (СМПО), применительно к трубопроводам именуемая Системой обнаружения утечек и контроля активности (СОУиКА «ОМЕГА»), в настоящий момент базируется на двух подсистемах — DTS (Distributed Temperature Sensor, распределенный датчик температуры) и DVS (Distributed Vibration Sensor, распределенный датчик вибрации). DTS в режиме реального времени анализирует изменения в температурном поле и с пятиметровой точностью обнаруживает утечки газа, нефти и других жидкостей, в том числе в многофазных трубопроводах. DVS посредством анализа вибраций в непосредственной близости трубопровода указывает на активность третьих лиц и другие потенциальные опасности в охранной зоне. Последние месяцы ознаменованы важным прорывом, призванным повысить качество работы системы и ее конкурентоспособность на внешних рынках: компания успешно испытала прообраз будущего распределенного акустического датчика (Distributed Acoustic Sensor).

Как и в случае с DVS, архитектура DAS основана на применении ВОК в двух качествах: набора виртуальных микрофонов и как средства передачи инфор-

мации. DAS использует когерентную оптическую рефлектометрию (COTDR) для анализа обратно-рассеянного светового сигнала с целью записи колебаний в нескольких виртуальных каналах, число которых может достигать до десятков тысяч. В результате сотни событий могут быть обнаружены и «услышаны» одновременно и независимо друг от друга. При оснащении СОУиКА менее протяженных объектов традиционная для системы пятиметровая длина виртуального микрофона может быть уменьшена до 3 м, поскольку новое устройство обеспечивает широкие возможности для изменения рабочих параметров. Таким образом, утечка или иное событие может быть обнаружено с трехметровой точностью, что подчеркивает одно из концептуальных преимуществ волоконно-оптических датчиков.

Принцип действия СМПО основан на анализе характера обратного рассеянного оптического излучения в оптическом волокне. В качестве чувствительного элемента (волоконно-оптического датчика) СМПО используется волоконно-оптический кабель серийного производства, прокладываемый на расстоянии от боковой образующей магистрального трубопровода не менее 0,2 м и не более 1,5 м. В зависимости от характеристик оптического импульса и способа анализа обратного рассеянного оптического излучения различают температурный и виброакустический мониторинг объектов.

Между тем, в международном дискурсе в области волоконно-оптического мониторинга бытует мнение, что основным недостатком рассматриваемой технологии является сложность доказательства ее эффективности. Эта точка зрения легко объяснима: компании-операторы трубопроводов по всему миру неохотно предоставляют действующие объекты для такого рода тестов, организация которых в ряде случаев прямо противоречит техническим условиям эксплуатации трубопроводов.

В свете вышесказанного научные и производственные подразделения ООО «ПетроЛайт» и ЗАО «ОМЕГА» сосредоточили внимание на создании модели трубопровода, которая, с одной стороны, давала бы возможность проводить эксперименты в широком диапазоне задач, решаемых СОУиКА, включая экспериментальные, а с другой — позволяла бы убедительно продемонстрировать преимущества наших разработок в условиях, максимально приближенных к реальным.

С этой целью в селе Татаринцево Раменского района Московской области ООО «ПетроЛайт» был обустроен экспериментальный полигон, на котором, в частности, успешно прошли испытания СМПО с участием представителей ключевых технологических подразделений ОАО «Газпром». Полигон включает в себя имитатор нефтегазового трубопровода, также называемый катушкой, оптоволоконную кабельную

систему, уложенную в грунт, помещения для оператора с пультом управления и стойку с испытываемым оборудованием. Полигон соответствует ряду технических требований, вытекающих из его предназначения. Должны быть, в частности, обеспечены:

- имитация утечки жидкости или газа в грунт;
- возможность имитации активности в охранной зоне трубопровода (земляные работы, движение объектов и пр.);
- надежное питание имитатора от газобаллонной системы сжатым воздухом;
- нагрев и охлаждение участка оптоволоконной кабельной системы;
- круглогодичное и всепогодное использование;
- наличие обогреваемого помещения для размещения исследуемого оборудования, нахождения в нем оператора, а также участников демонстрационных испытаний;
- возможность подключения удаленного доступа к оборудованию для проведения исследований, требующих длительного непрерывного функционирования (ресурсные испытания, влияние климатических изменений, накопление статистических данных и т.д.).

Конструкция имитатора (на *фото 1* показан момент его заглубления на полигоне) представляет собой герметичный полый сварной барабан, изготовленный из отрезка трубы, предназначенной для магистрального трубопровода, диаметром 530 мм и длиной 5 м. В качестве торцов приварены полусферические доньшки, усиленные ребрами жесткости. По краям перпендикулярно оси барабана в него вварены два патрубка — подачи сжатого воздуха и подачи воды. Также в барабан вварены 9 стаканов с электромагнитными клапанами, которые обеспечивают сообщение и разобщение полости барабана с окружающей средой через калиброванные отверстия. Стаканы вварены горизонтально по три в ряд, в каждом ряду они имеют калиброванные отверстия диаметром 1, 3 и 5 мм (см. *рис. 1*).

В помещении оператора установлен пульт управления электромагнитными клапанами, соединенный с имитатором электрическим кабелем. Пульт представляет собой плоский щит с тумблерными включателями по числу клапанов, сгруппированных по рядам. Также пульт оснащен общим включателем. На *рис. 2* изображена принципиальная электрическая схема пульта.



Фото 1. Заглубление имитатора

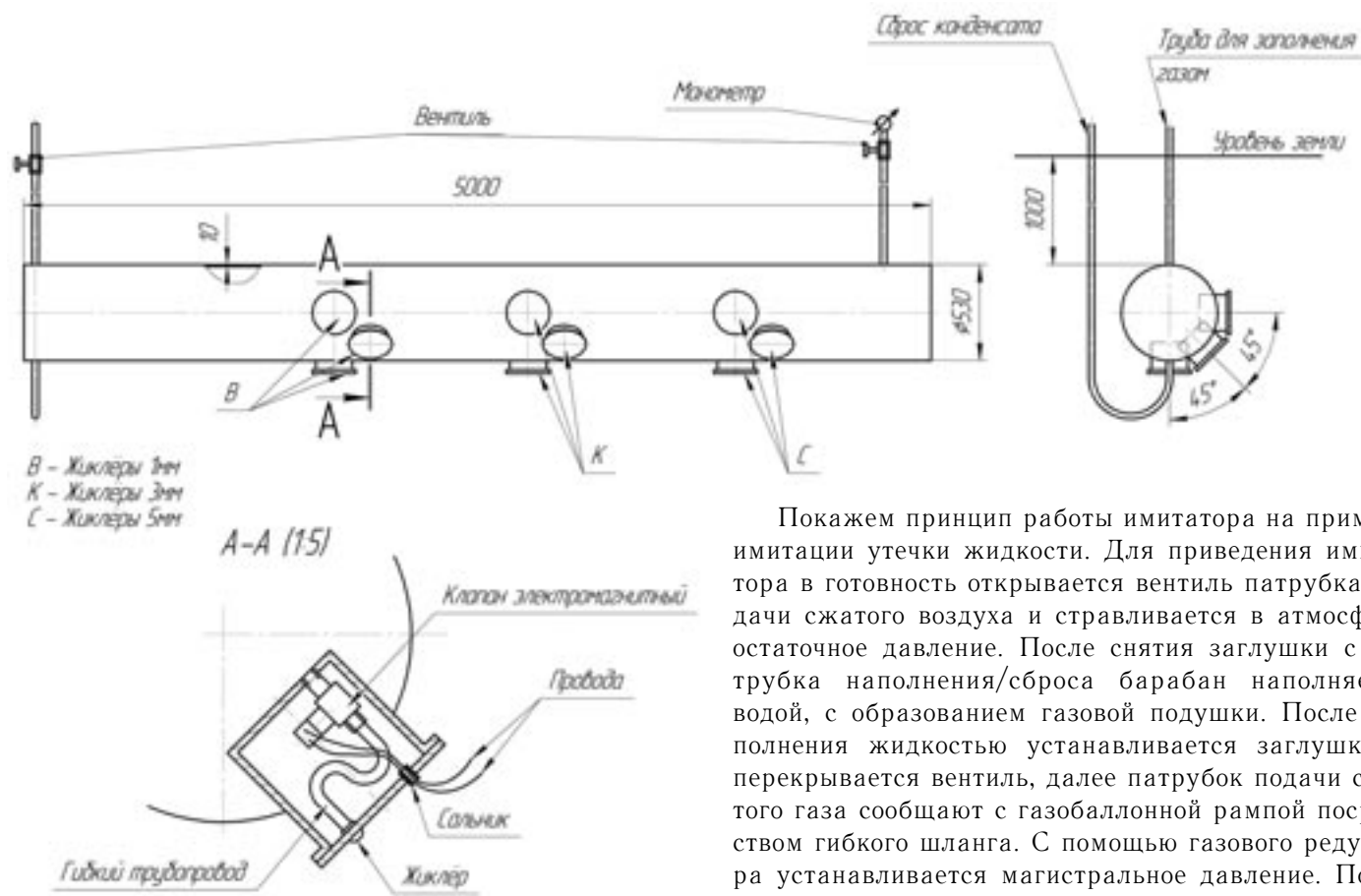


Рис. 1. Эскиз имитатора

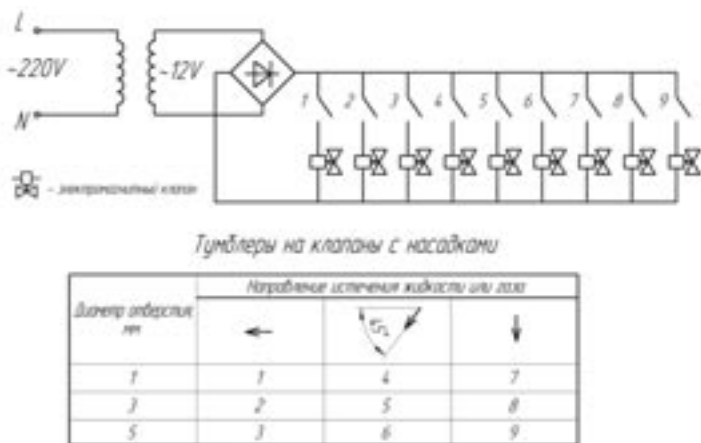


Рис. 2. Принципиальная электрическая схема пульта

Для обеспечения имитатора давлением газа или жидкости используется сжатый воздух, закачанный в баллоны высокого давления до 15 МПа. Рампа высокого давления объединяет восемь баллонов, емкостью 20 л. На рампе установлен углекислотный газовый редуктор повышенной производительности. Для предотвращения обмерзания рампы и редуктора льдом, редуктор обогревается электрическим нагревателем.

Покажем принцип работы имитатора на примере имитации утечки жидкости. Для приведения имитатора в готовность открывается вентиль патрубка подачи сжатого воздуха и стравливается в атмосферу остаточное давление. После снятия заглушки с патрубка наполнения/сброса барабан наполняется водой, с образованием газовой подушки. После наполнения жидкостью устанавливается заглушка и перекрывается вентиль, далее патрубок подачи сжатого газа сообщают с газобаллонной рампой посредством гибкого шланга. С помощью газового редуктора устанавливается магистральное давление. После открытия вентиля для доведения давления в барабане до установленного на газовом редукторе и включения пульта управления имитатор переходит в состояние готовности к работе. Давление в барабане контролируется по манометру, установленному на патрубке подачи сжатого воздуха, и дополнительно по манометру на газовом редукторе.

Имитация утечки производится включением выбранного электромагнитного клапана, который сообщает полость барабана с окружающей средой. Воздействие выходящего под давлением газа или жидкости на грунт фиксируется испытываемым виброакустическим датчиком.

Полигон представляет собой участок, на котором в грунт уложен имитатор и кабельная оптоволоконная система. Укладка проводилась согласно техническим нормам и регламенту РД-35.240.00-КТН-076-12 «Системы мониторинга целостности протяженных трубопроводных объектов». Кабельная система представляет собой петлю протяженностью 60 м, углубленную вдоль продольной оси имитатора на расстоянии 1,5 м. Также имеется участок с открытым кабелем длиной 5 м, который используется для исследования характеристик оптоволоконных датчиков температуры путем непосредственного воздействия на него теплоносителем (проливом водой заданной температуры или хладагентом).

Для обеспечения исследований характеристик датчиков совместимых с различными типами оптово-

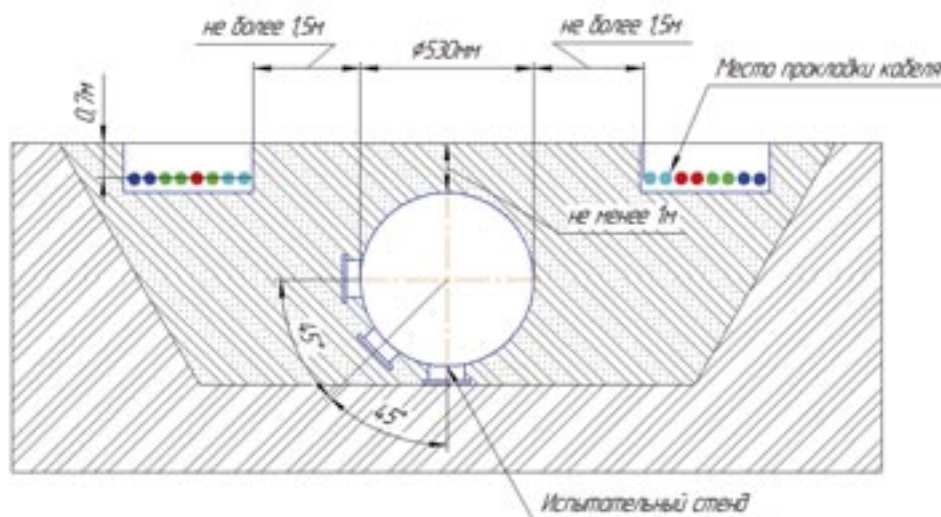


Рис. 3. ?????????????????

локонных кабелей в кабельной системе уложено четыре вида кабеля. Реализация протяженности трассы обеспечивается многократным повторением витков для каждого типа кабеля, а также подвариванием катушки с оптическим волокном требуемой длины между кабельной системой и исследуемым датчиком. Один из концов кабельной системы заводится в помещение оператора, в котором размещена аппаратная стойка с исследуемыми датчиками и пульт управления клапанами имитатора.

То обстоятельство, что новая версия СМПО сможет с высокой степенью точности и достоверности обнаруживать малые утечки, станет дополнительным аргументом в пользу интеграции Системы с параметрическими системами обнаружения утечек любого рода, а также другими подсистемами. Так, в сентябре этого года в Индии состоялась презентация совместного проекта российского разработчика и швейцарского концерна ARATOS Homeland Security AG. Согласно идеологии проекта, СМПО выступает в привычной роли чувствительного элемента, в то время как швейцарская фирма будет поставлять беспилотные летательные аппараты, способные оперативно и скрытно провести съемку места предполагаемой несанкционированной активности или утечки газа или флюида [6].

Это особенно важно в свете соответствующих технических требований и законодательных

определений ряда стран, прямо указывающих на необходимость устанавливать на трубопроводы не менее двух систем обнаружения утечек, работающих на различных принципах.

Как уже подчеркивалось выше, важным требованием к такого рода полигону является его приближенность к реальным условиям, что касается, в частности, и температурных режимов его функционирования. Опыт транспортировки нефти по трубопроводам показывает, что в общем случае режим перекачки является неизотермическим и нестационарным. Поэтому для качественного обнаружения утечки по

температурному признаку необходимо знать, как изменяется распределение температуры около трубопровода. С этой целью на базе сведений, полученных с близлежащих метеостанций, были обобщены данные о состоянии грунта в зависимости от температуры окружающего воздуха. Среднемесячные температуры наружного воздуха по данным метеостанции приведены в *табл. 1*.

На *рис. 4* показано распределение температур около трубопровода в районе полигона на примере январских и июльских показателей. Из рисунка видно, насколько сильно изменяются изотермы в

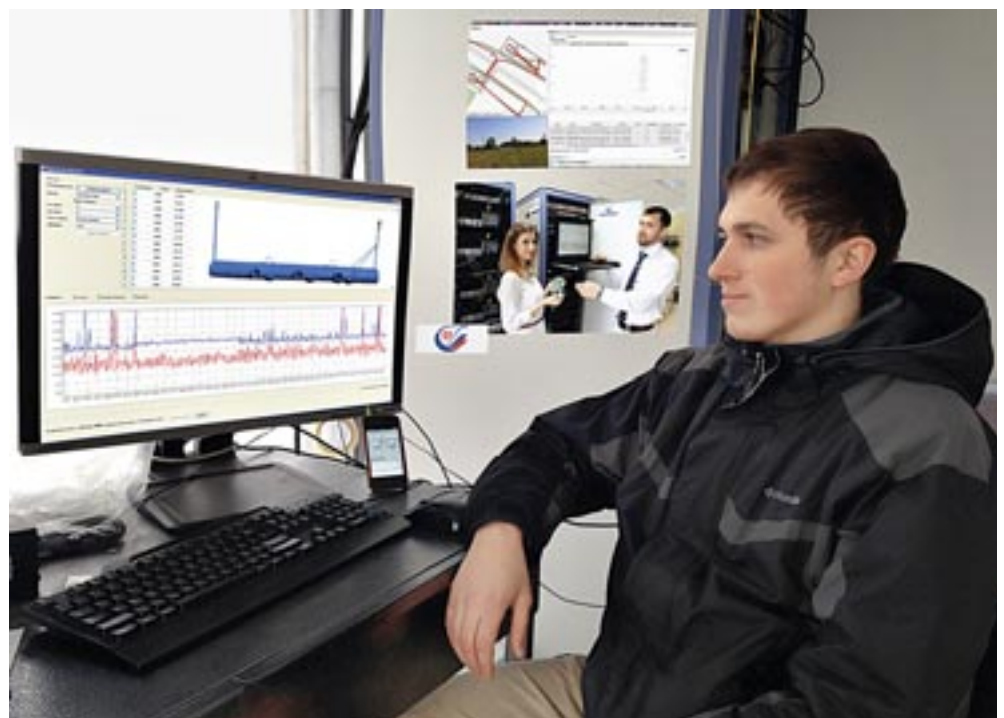


Фото 2. Начальник отдела программного обеспечения ЗАО «ОМЕГА» Сергей Разумов ведет испытания распределенного акустического датчика на полигоне в селе Татаринцево



Таблица 1
Среднемесячные температуры наружного воздуха

| Месяц | $T, ^\circ\text{C}$ |
|----------|---------------------|
| Январь | -11,0 |
| Февраль | -10,0 |
| Март | -4,7 |
| Апрель | 5,2 |
| Май | 12,9 |
| Июнь | 17,3 |
| Июль | 18,5 |
| Август | 17,2 |
| Сентябрь | 11,6 |
| Октябрь | 4,4 |
| Ноябрь | -2,2 |
| Декабрь | -7,0 |

течение года, что должно учитываться при разработке ПО в аспекте обнаружения утечки с использованием данных об изменении температурного фона. Влияние изменения температур в районе прокладки трубопровода было и остается одним из важных объектов исследования на полигоне, на котором в последние месяцы уже прошел ряд демонстрационных испытаний оборудования, произведенного ЗАО «ОМЕГА».

В течение тестовой эксплуатации полигона в период с октября по февраль было выполнено множество пусков утечек газа и жидкости, симитированы различные типы активностей, накоплена информация о его работе и отработана методика испытаний оптоволоконных датчиков. Полигонные исследования показали адекватность заложенных моделей при расчете расходных характеристик калиброванных отверстий при истечении в грунт при различных давлениях, были получены данные о работе СОУиКА «ОМЕГА» в разных режимах, а также о характере изменений свойств грунта в районе утечки при длительном воздействии на него жидкости или газа и при влиянии меняющихся погодных условий. Наличие имитатора позволило оценить характеристики разрабатываемых оптоволоконных датчиков и определить требования к алгоритмам распознавания утечек и активности.

Используемые источники

1. Приказ Ростехнадзора от 6 ноября 2013 № 520 «Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности для опасных производственных объектов магистральных трубопроводов». (Зарегистрировано в Минюсте России 16 декабря 2013 года № 30605.)
2. Катюков С.Е. Проблема повышения чувствительности, надежности и быстродействия систем обнаружения утечек в трубопроводах // Нефтегазовое дело. Т. 2. 2004. — С. 29–45.
3. ООО «Технический Центр Пожарной Безопасности», г. Москва. Паспорт. ИСУ-1-1.00.000 ПС. Испытательный стенд для имитации утечки жидкости или газа из трубопровода ИСУ-1.

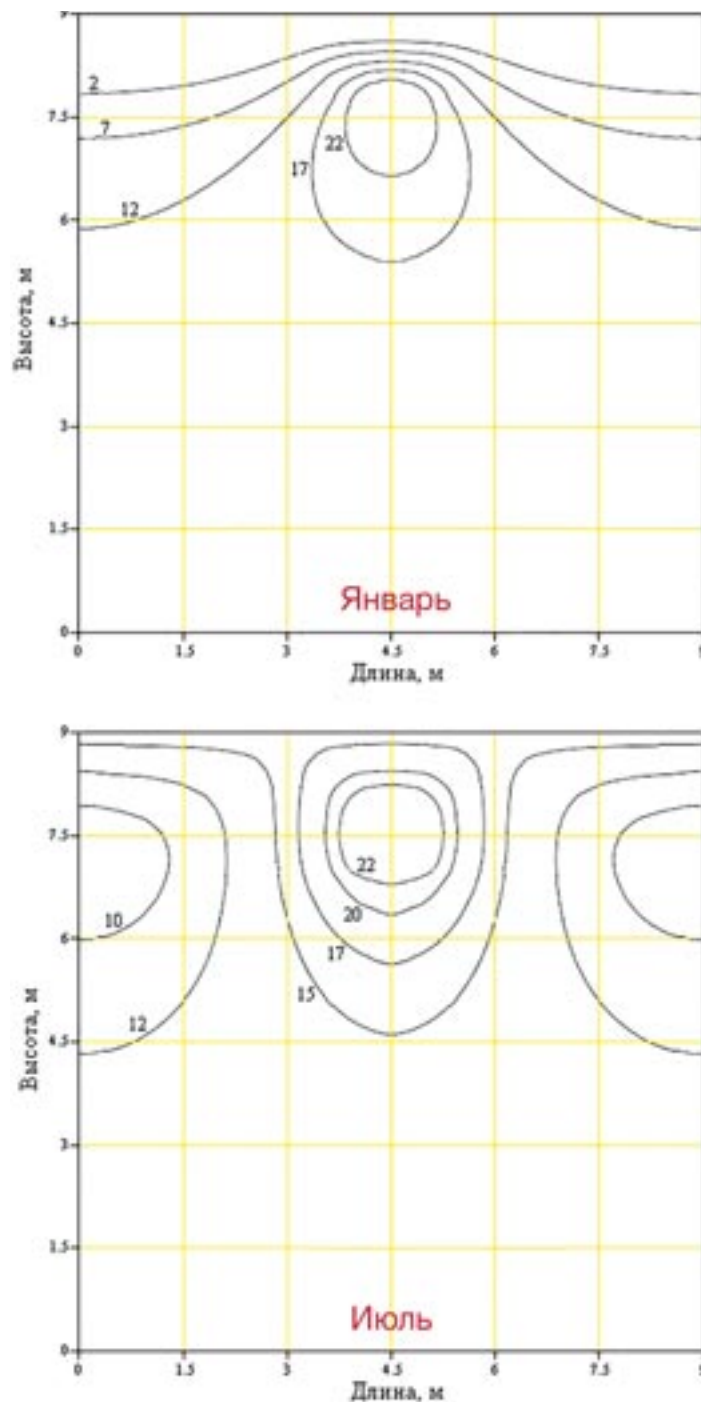


Рис. 4. Распределение температур около трубопровода в районе полигона на примере январских и июльских показателей



4. ООО «Технический Центр Пожарной Безопасности» г. Москва. Паспорт ОУИСТ-1-1.00.000 ПС. Опытная установка контроля активности ОУИСТ-1
5. РД-35.240.00-КТН-076-12 «Системы мониторинга целостности протяженных трубопроводных объектов».
6. О разработке сообщило британское издание UAS Vision. — URL: <http://www.uasvision.com/2014/08/05/integrated-pipeline-border-monitoring-solution/#more-32676> (дата обращения 28 октября 2014 года).

Sources

1. Decree by Russian Federal Service for Ecological, Technical and Atomic Supervision from 6.11.2013 № 520 «Approval of Federal rules and regulations in the field of industrial safety «Safety Regulations for hazardous production facilities of main pipelines» (registered in Ministry of Justice of Russia on 16.12.2013 № 30605).
2. *Katukov S.E.* The problem of increasing leak detection systems sensitivity, reliability and performance in pipelines // Oil and Gas Business. V 2. 2004. — P. 29–45.
3. Fire Safety Technical Center, Moscow. Passport. ISU-1-1.00.000 PS. Test bench for simulating liquid or gas leakage from the pipeline ISU-1.
4. Fire Safety Technical Center, Moscow. Passport. OUIST-1-1.00.000 PS. Activity Control Test Installation OUIST-1.
5. RD-35.240.00-КТН-076-12. Monitoring Systems of Extended Pipeline Objects Integrity.
6. A report about the elaboration made by the «UAS Vision» edition. — URL: <http://www.uasvision.com/2014/08/05/integrated-pipeline-border-monitoring-solution/#more-32676> (Address date is on 28th of October, 2014).



Расчет теплового КПД аппаратов воздушного охлаждения газа с инверторным приводом

Е.В. Устинов, ЗАО «Газмашпроект»

Аннотация. Выполнены расчеты изменения теплового КПД аппарата воздушного охлаждения газа при изменении расходов газа и воздуха.

Ключевые слова: частотное регулирование, аппараты воздушного охлаждения.

Calculation of thermal efficiency of air coolers of gas with inverter drive

E.V. Ustinov, ЗАО «Газмашпроект»

Abstract. Calculations of thermal efficiency of air coolers of gas for various values of air and gas flows were fulfilled.

Keywords: inverter drive, air coolers.



Эффективность работы аппаратов воздушного охлаждения газа (далее АВОГ) определяется их тепловым КПД, т.е. отношением реальной величины охлаждения газа к максимально теоретически возможной равной разности температур газа на входе в аппарат и температуры окружающего воздуха:

$$\eta = \frac{T_1 - T_2}{T_1 - t_1}, \quad (1)$$

где T — температура газа, t — температура воздуха. Индексами 1 и 2 обозначены параметры сред, соответственно, на входе в теплообменник и на выходе из него.

Применение инверторного привода дает возможность изменять частоту вращения вентиляторов, а, следовательно, и расход прогоняемого через теплообменник АВОГ воздуха, что влечет за собой и изменение температуры газа на выходе аппарата. В [1] и [2] показано, что применение инверторного привода вентиляторов дает существенную экономию электроэнергии по сравнению со стандартным способом регулирования установок охлаждения газа отключением части вентиляторов АВОГ (дискретное регулирование). Качественно, эффект экономии электроэнергии объясняется тем, что при выключении части вентиляторов фактически выводится из работы и теплообменная поверхность над ними, а при снижении частоты вращения вентиляторов вся теплообменная поверхность остается в работе. Вместе с тем, применяемые в [1] и [2] методы расчета теплового КПД АВОГ при частот-

ном регулировании не отличаются высокой точностью, и пригодны скорее для качественных, а не для точных количественных расчетов. Так, для расчета изменения теплового КПД АВОГ при уменьшении расхода воздуха в [1] использовалась весьма упрощенная физическая модель, когда многорядный теплообменник условно заменялся однорядным, т.е. при анализе скорости теплообменного процесса исключалась из рассмотрения изменение температуры воздуха при его прохождении сквозь теплообменник. В [2] для описания изменения теплового КПД АВОГ при изменении расхода охлаждающего воздуха использовалась очень грубая линейная аппроксимация экспериментальных данных. Границы применимости такой аппроксимации, очевидно, весьма узкие, поскольку линейная связь теплового КПД АВОГ с расходом воздуха имеет внутреннее противоречие. Она дает неограниченный рост теплового КПД при увеличении расхода воздуха. Однако, в силу своего физического смысла тепловой КПД не может превосходить единицу.

Целью данной работы является определение теоретически обоснованной и достаточно точной аналитической зависимости изменения теплового КПД АВОГ от расходов проходящих через него газа и воздуха.

Уравнение, описывающее передачу тепла от нагретого газа в воздух на теплообменной поверхности, может быть записано в виде:

$$C_p(T_1 - T_2)Q = \eta T S k, \quad (2)$$

где C_p , Q — теплоемкость и массовый расход газа соответственно, S — площадь теплообменной поверхно-

сти, k — коэффициент теплопередачи, $\bar{\Delta T}$ — средняя по теплообменной поверхности разность температур сред.

Последняя величина для теплообменника на перекрестных потоках представляется в виде:

$$\bar{\Delta T} = \bar{\Delta T} \square, \quad (3)$$

где \square — поправочный коэффициент на перекрестный ток, $\bar{\Delta T}$ — среднелогарифмическая разность температур сред, которая выражается через температуры сред на «концах» теплообменника следующим образом:

$$\bar{\Delta T} = \frac{(T_1 - t_2) - (T_2 - t_1)}{\ln \frac{T_1 - t_2}{T_2 - t_1}} \quad (4)$$

Последняя формула может быть записана в более компактном виде. Действительно, величины охлаждения газа и нагрева воздуха при прохождении через теплообменник связаны очевидным соотношением энергетического баланса:

$$\frac{T_1 - t_2}{T_2 - t_1} = \frac{c_p q}{C_p Q}. \quad (5)$$

Здесь и далее заглавными буквами обозначены параметры газа, а соответствующими малыми — параметры воздуха.

Правая часть последней формулы представляет собой отношение «тепловых масс» сред, проходящих через теплообменник. Данную величину в дальнейшем будем называть коэффициентом избытка воздуха z .

$$z = \frac{c_p q}{C_p Q}. \quad (6)$$

С учетом (1), (5), (6) соотношение (4) можно представить в виде:

$$\bar{\Delta T} = (T_1 - t_2) \frac{\left[1 - \frac{\square}{z}\right] (1 - \square)}{\ln \frac{1 - \frac{\square}{z}}{1 - \square}}. \quad (7)$$

В дальнейшем при нахождении изменения теплового КПД АВОГ вместо расходов газа и воздуха удобней перейти к соответствующим безразмерным параметрам, которые далее будем обозначать звездой в нижнем индексе.

$$Q_* = \frac{Q}{Q_0}, \quad q_* = \frac{q}{q_0}, \quad (8)$$

где Q_0, q_0 — некие номинальные значения расходов газа и воздуха соответственно. В соответствие с (6), аналогичное соотношение для коэффициента избытка воздуха примет вид:

$$z = z_0 \frac{q_*}{Q_*}, \quad (9)$$

где $z_0 = c_p q_0 / C_p Q_0$ — номинальный коэффициент избытка воздуха.

Далее для определения теплового КПД АВОГ мы имеем уравнение (2), где среднелогарифмическая разность температур сред определяется соотношением (7). При этом остаются неизвестными коэффициент теплопередачи, входящий в уравнение (2) и поправочный коэффициент на перекрестный поток \square , входящий в (2) через соотношение (3). Однако произведение этих неизвестных параметров можно легко определить если известен тепловой КПД АВОГ при номинальных расходах газа и воздуха (далее номинальный тепловой КПД). Действительно, записав уравнение (2) для номинальных значений расходов газа и воздуха, с учетом (7) и определения теплового КПД (1), получим:

$$\frac{C_p Q_0}{S k_0 \square} \square_0 = \frac{\left[1 - \frac{\square_0}{z_0}\right] - (1 - \square_0)}{\ln \frac{1 - \frac{\square_0}{z_0}}{1 - \square_0}}, \quad (10)$$

где \square_0 и k_0 — соответственно, номинальные значения теплового КПД и коэффициента теплопередачи, реализующиеся при номинальных расходах газа и воздуха.

Аналогичное уравнение легко можно записать и для произвольных расходов газа и воздуха, сделав два небольших упрощения. Во-первых, будем предполагать, что скорость теплообмена (коэффициент теплопередачи) определяется теплопередачей по наружной поверхности оребренных труб. Справедливость такого предположения обуславливается большим коэффициентом теплоотдачи по внутренней поверхности труб за счет высокой плотности и теплоемкости сжатого газа. В рамках сделанного предположения, получим, что коэффициент теплопередачи будет изменяться пропорционально коэффициенту теплоотдачи по наружной поверхности или расходу (скорости течения) воздуха в степени 0,8, что является классическим результатом для турбулентных течений (см., например, [3]).

Второе упрощение заключается в том, что предлагается пренебречь изменением значения поправочного коэффициента на перекрестный поток при изменении расходов воздуха и газа. Вносимая при этом по-

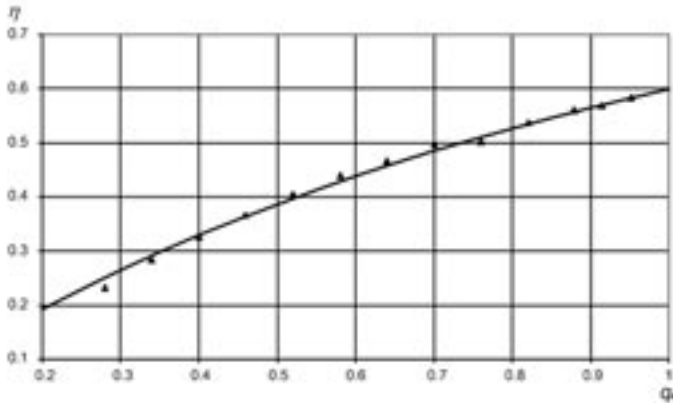


Рис. 1. Изменение теплового КПД АВОГ при номинальном расходе газа и вариациях расхода воздуха

грешность невелика, поскольку значения данного коэффициента обычно не выходят за пределы диапазона 0,94–0,975 для весьма широкого диапазона изменений расходов газа и воздуха (соотношения температур сред на входе и выходе теплообменника).

С учетом сказанного, аналогичное (10) уравнение для произвольных значений расходов воздуха и газа принимает вид:

$$\frac{C_p Q_0}{S k_0 \square} \frac{Q_*}{q_*^{0,8}} \square_0 = \frac{1 - \frac{\square}{z} - (1 - \square_0)}{\ln \frac{1 - \frac{\square}{z}}{1 - \square}}. \quad (11)$$

Выразив константу $\frac{C_p Q_0}{S k_0 \square}$ из уравнения (7) через

номинальные параметры \square_0 , z_0 и поставив результат в (11), учетом (9) найдем:

$$\frac{Q_*}{q_*^{0,8}} \frac{\square}{\square_0} \frac{\left[1 - \frac{\square_0}{z_0}\right] - (1 - \square_0)}{\ln \frac{1 - \frac{\square_0}{z_0}}{1 - \square_0}} = \frac{\left[1 - \frac{\square_0 Q_*}{z_0 q_*}\right] - (1 - \square)}{\ln \frac{1 - \frac{\square Q_*}{z_0 q_*}}{1 - \square}}. \quad (12)$$

Последнее соотношение представляет собой зависимость теплового КПД АВОГ от расходов воздуха и газа. При этом номинальные значения всех параметров считаются известными. Несложными алгебраическими преобразованиями из последнего уравнения можно выразить тепловой КПД в явном виде. В результате получим:

$$\square = \frac{F_0^B - 1}{F_0^B - \frac{Q_*}{z_0 q_*}}, \quad (13)$$

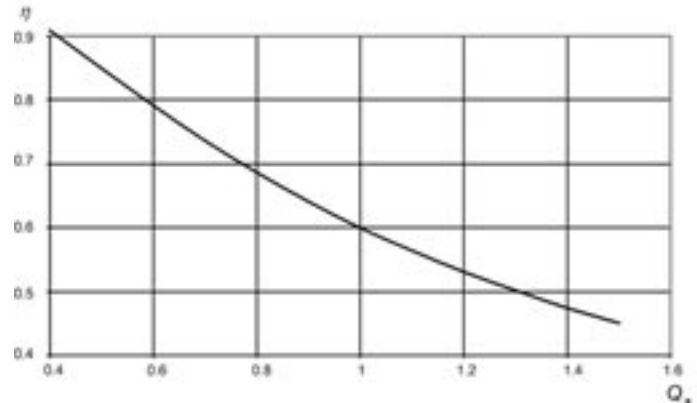


Рис. 2. Изменение теплового КПД АВОГ при номинальном расходе воздуха и вариациях расхода газа

где введены обозначения:

$$F_0 = \frac{1 - \frac{\square_0}{z_0}}{1 - \square_0}, \quad (14)$$

$$\square = q_*^{0,8} \frac{Q_*}{z_0 q_*} \frac{1 - \frac{1}{z_0 q_*}}{1 - \frac{1}{z_0}}. \quad (15)$$

Результаты расчетов по формулам (13)–(15) представлены на рис. 1 и 2. На рис. 1 представлено изменение теплового КПД АВОГ типа 2АВГ-75 при номинальном расходе газа ($Q_* = 1$) в зависимости от расхода прогоняемого через теплообменник воздуха (при вариации параметра q_* в диапазоне 0,2–1). На рис. 2 представлено изменение теплового КПД АВОГ при номинальном расходе воздуха (номинальной частоте вращения вентилятора) при изменении расхода газа в диапазоне 0,4–1,5 от номинального расхода. Расчеты выполнены для номинального теплового КПД равного 0,6 и при номинальном коэффициенте избытка воздуха $z_0 = 1,65$. На рис. 1 представлены также экспериментальные точки, которые были получены при изменении частоты вращения вентиляторов посредством преобразователей частоты на КС «Новокомсомольская» вблизи г. Югорска в апреле 2006 года. Имеет место хорошее совпадение расчетов с данными эксперимента. Кроме того, очевидна нелинейность полученных зависимостей.

Несмотря на то, что формулы (13)–(15) дают зависимость теплового КПД АВОГ от расходов газа и воздуха в явном виде, они достаточно громоздки, что затрудняет их использование в аналитических исследованиях. Это послужило причиной поиска более простой по виду функции, аппроксимирующей зависимости (13)–(15). В качестве первого приближения рассматривалась зависимость, полученная в [1], справедливая для однорядного теплообменника, которая не учитывает изменение температур охлаждающего воздуха между рядами труб теплообменника:



$$\eta = 1 - \exp\left\{-\ln\frac{1}{1 - \eta_0} \frac{q_*^{0.8}}{Q_*}\right\}. \quad (16)$$

Сравнение с более точными расчетами по формулам (13) — (15) и экспериментальными данными показало, что аппроксимация (16) дает завышенные значения теплового КПД при малых расходах воздуха. Однако, если искать аппроксимирующую функцию в виде сходным с (16):

$$\eta = 1 - \exp\left\{-\ln\frac{1}{1 - \eta_0} \frac{q_*^\eta}{Q_*^\eta}\right\}. \quad (17)$$

где показатели степеней при безразмерных расходах воздуха и газа η и η_0 рассматривать как «настроечные»

параметры, то удается подобрать их значения, обеспечивающих очень хорошую точность аппроксимации. Так, для η и η_0 относительная погрешность вычислений по формуле (17) и расчетов по формулам (13)–(15) не превышает одного процента для обозначенных выше диапазонов изменений безразмерных параметров расходов воздуха и газа (соответствующие кривые на графиках *рис. 1* и *рис. 2* сливаются).

Формула (17) с найденными значениями степеней η и η_0 удобна для инженерных расчетов и аналитических исследований.

Литература

1. Аршакян И.И., Устинов Е.В., Артюхов И.И. К вопросу об эффективности частотного управления вентиляторами установок охлаждения газа. Проблемы электроэнергетики. Саратовский государственный технический университет. Сборник научных трудов. 2010.
2. Алимов С.В. Повышение энергоэффективности стационарных режимов работы установок охлаждения газа с частотно-регулируемым электроприводом. Автореферат диссертации на соискание ученой степени кандидата технических наук. — Самара, 2011.
3. Прибытков И.А., Левицкий И.А. Теоретические основы теплотехники. — М.: Изд. центр «Академия», 2004. — 464 с.



Инновации в газовой промышленности — двигатель чистой энергетики

В.А. Карасевич, исполнительный директор ЗАО «ЛОРЕС», член программного комитета МГС – F «Наука, развитие и инновации», кандидат технических наук

А.В. Албул, заместитель начальника отдела энергоэффективности ЗАО «ЛОРЕС», кандидат технических наук.

Аннотация. Статья посвящена обзору научной конференции Международного газового союза IGRC2014, которая состоялась в Копенгагене (Дания) в сентябре 2014 года. В статье рассмотрены основные тенденции развития газовой отрасли, а также технологические инновации с обзором передового опыта в различных регионах мира, включая Северную и Южную Америку, Европу и Азиатско-Тихоокеанский регион.

Ключевые слова: природный газ, инновации, зеленый газ, эффективность, газовые технологии, сжиженный природный газ, глубокая переработка водородов, водород, метан.

Gas Innovations Inspiring Clean Energy

V.A. Karasevich, Executive Director CJSC LORES, member of the IGU Programme Committee F for Research, Development and Innovation, PhD (RU)

A.V. Albul, Deputy Head of Energy Efficiency Department CJSC LORES, PhD (RU)

Abstract. The scope of this article is the overview of the results of the International Gas Research Conference 2014, held by the International Gas Union in Copenhagen, Denmark. The main trends and technical innovations have been overviewed alongside with the best practices from different regions of the world, including the North and South Americas, Europe and Asia-Pacific Region.

Keywords: natural gas, innovations, green gas, CHP, efficiency, gas technology, LNG, downstream, hydrogen, methane.

УДК 62-621.2



Инновации в газовой промышленности — двигатель чистой энергетики. Именно под таким лозунгом с 17 по 19 сентября 2014 года в сто-

лице Дании Копенгагене, в конференц-центре Тиволи (Tivoli Congress Centre) состоялась конференция по науке Международного газового союза IGRC2014. Конференция проводится раз в три года для того, чтобы ученые из компаний и организаций, входящих в МГС, могли поделиться своими научными достижениями и ознакомиться с разработками своих зарубежных коллег. Организатором конференции в этот раз выступил Датский газовый технологический центр (Danish Gas Technology Centre), Национальная газовая ассоциация Дании под руководством Питера Хинструпа (Peter Hinstrup) при участии Программного комитета F МГС — «Наука и инновации» (IGU Programme Committee F), руководителем которого является Джек Льюнард (Jack Lewnard), вице-президент американской компании Chesapeake Utilities.

В мероприятии приняли участие более 800 человек из 35 стран, включая Министра по климату, энергетике и строительству Дании Расмуса Петерсена (Rasmus Petersen), президент Kogas Сеохё Янга (Seok-hyo Jang), вице-президента по науке и инновациям GDFSUEZ Марка Флоретта (Marc Florette), заместителя председателя Правления ОАО «Газпром» А.И. Медведева, президента МГС Жерома Ферье (Jerome Ferrier), делегаций компаний Gasunie (Нидерланды), PDVSA, Sonatrack (Алжир), RWE и E.ON (Германия), Осака Газ и Токио Газ (Япония), CNPC (Китай), Petronas (Малайзия), GAIL (Индия) и других. В рамках конференции было сделано 392 устных и стендовых доклада.

Впервые за всю историю конференций по науке МГС привлек к работе в ней большое количество молодых специалистов, проспонсировав их участие на конкурсной основе.

Основные вопросы, поднимавшиеся на конференции, — роль науки и инноваций в современной газовой отрасли, возможности улучшить позиции газа в конкурентной борьбе с другими видами топлива с помощью новых технологий. Учитывая, что одним из важных трендов развития мировой энергетики (прежде всего в ЕС и США) является снижение нагрузки на окружающую среду, очень важно, чтобы природ-



ный газ, прежде всего, как топливо, максимально выигрышно смотрелся с экологической точки зрения.

В некоторых странах, таких как Дания, природный газ искусственно вытесняется с рынка за счет законодательного запрета на использование любых источников энергии, кроме возобновляемых. В остальных странах ЕС, а также в США, прилагаются усилия для достижения установленных показателей по использованию возобновляемых источников энергии, что негативно сказывается на доле рынка для традиционных энергоресурсов, в том числе и природного газа.

Конференция освещала пять основных направлений: использование газа населением и коммунально-бытовым хозяйством; использование газа в промышленности; транспортировка и распределение газа; добыча природного газа; прочие аспекты газовой отрасли.

Наиболее интересным нам показались некоторые из них.

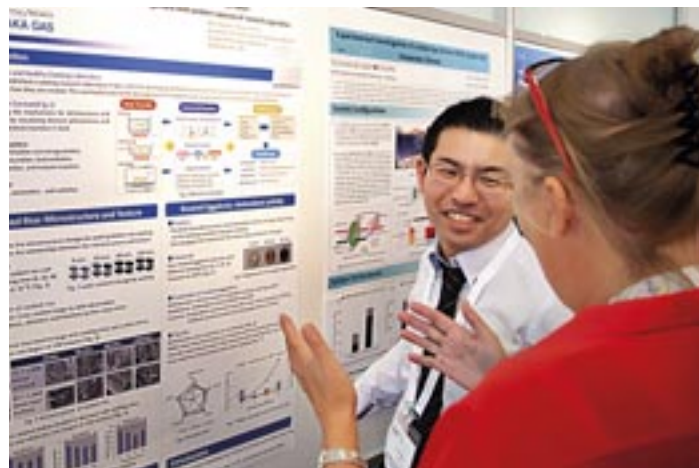
Так, в рамках направления «Использование газа населением и коммунально-бытовым хозяйством», в секции тепловых насосов для коммунально-бытовых нужд представлены разработки Gas Technology Institute (США, Чикаго) и GDF Suez (Франция) в обла-

сти абсорбционных тепловых насосов для использования в системах теплоснабжения жилых и коммерческих зданий.

В докладе немецкой E.ON утверждается, что теплонасосные установки с газовым приводом являются наиболее перспективной заменой традиционным газовым котлам, особенно учитывая все более жесткие требования по энергоэффективности, предъявляемые правительством Германии.

На секции, посвященной топливным элементам, японские и корейские компании продемонстрировали свои разработки по микрогенерационным установкам на базе фотоэлементов. В Японии продажа таких установок идет с 2009 года, всего продано около 80 000 установок. Этот сегмент рынка в Японии является быстрорастущим, при этом цены на данные установки, согласно данным Tokyo Gas, постоянно идут вниз: снижение с 2009 по 2013 год составило почти 60%, и при этом постоянно сокращаются государственные субсидии. Японская Osaka Gas, южнокорейская Kogas также успешно развивают данный сегмент.

Европейские компании и научные организации также уделяют большое внимание распределенной генерации на основе микрогенерационных установок.



Институтом тепла и природного газа (Gas und Waerme Institut Essen, Германия) оценены перспективы масштабной реконструкции газовых котельных, расположенных в жилых домах с целью замены их на микрогенерационные установки. Отмечено, что подобные установки являются наиболее оптимальным решением для использования в «умных сетях» (Smart Grids).

В рамках направления «Транспортировка и распределение газа» необходимо отметить состоявшуюся дискуссию о перспективах использования малотоннажного сжиженного природного газа (СПГ) в качестве моторного топлива. Сегодня в России аббревиатура СПГ большей частью ассоциируется с крупнотоннажными заводами по сжижению газа, например, проектом «Ямал СПГ», ориентированными на экспорт, танкерами значительного водоизмещения и приемными терминалами. В то же время кроме крупнотоннажного СПГ существует еще и малотоннажный, нацеленный на доставку газа конечному потребителю, который постепенно занимает все большую часть рынка в некоторых странах ЕС.

Следует отметить, что сегодня практика использования СПГ в качестве моторного топлива распространена довольно узко. Это связано с технологическими сложностями использования СПГ по сравнению с компримированным природным газом (КПГ) и нефтепродуктами, недостаточно широким выбором работающих на СПГ транспортных средств, несовершенством нормативной базы. Также сегодня явно недостаточна инфраструктура малотоннажного СПГ (при избыточном на рынке предложении по крупнотоннажному СПГ наблюдается недостаток мощностей по малотоннажному). С этой точки зрения ситуация в Германии, например, практически ничем не отличается от России: и там, и там соответствующая структура недостаточно развита.

Вместе с тем у СПГ как моторного топлива есть значительный потенциал: бункеровка судов, заправка грузового автотранспорта (крупнейшего потребителя топлива), железнодорожного транспорта и другого. Кроме того, применение комбинированных СПГ/КПГ заправок позволяет охватить и легковой автотранспорт.



В своем докладе представители корейской компании Kogas наглядно продемонстрировали развитие подхода к доставке газа: если раньше безоговорочным приоритетом пользовался трубопроводный транспорт, то сейчас доставка природного газа в сжиженном виде набирает все большую популярность. В проектах компании Kogas СПГ доставляется на СПГ/КПГ заправки, где его потребителями являются трактора и грузовой автотранспорт. Также в дискуссии приняли участие транспортно-логистическая компания, которая подтвердила свою готовность к переходу на СПГ, и представители компании Флюксис (Fluxys), владеющие одноименным

заводом по производству малотоннажного СПГ в Бельгии.

В направлении «Использование газа в промышленности» необходимо более подробно остановиться на секциях по получению синтетических газов из природного газа и на повышении энергоэффективности за счет утилизации отходящего тепла.

В первой секции ОАО «Газпром» представило технологию производства метано-водородных смесей из природного газа путем его адиабатической конверсии. Метано-водородная смесь, получаемая на установленной на компрессорной станции установке, направляется на турбины компрессоров. Следует отметить, что по сравнению с природным газом метано-водородная смесь обладает рядом преимуществ: она обладает большой теплотворной способностью; при производстве электроэнергии в процессе горения образуется водяной пар, который увеличивает массу рабочего вещества, что способствует повышению КПД турбины и значительному снижению потребления газа на работу турбин.

В этой же секции специалисты из Ирана предложили использовать метод сухого реформинга (процесс Фишера–Тропша) для переработки газа, сжигаемого в факелах (рис. 1). В качестве катализатора используются Fe–Mg–K.

Секции по утилизации тепла уходящих газов было удостоено большое внимание, в основном были представлены решения по тепловым насосам.

Специалистами из GDF Suez отмечалось, что в промышленности наиболее востребованным является температурный уровень 100–140°C, для чего наилучшим образом подходят тепловые насосы, которые могут обеспечить такую температуру за счет трансформации тепла с более низкого уровня, сохраняя при этом высокую эффективность. Отдельно отмечалась необходимость использования экологичных хладагентов с низким показателем глобального потепления (GWP — Global Warming Potential).

Российскими специалистами были предоставлены перспективные решения по интеграции двух наиболее эффективных на сегодняшний день технологических решений — парогазовых установок и тепловых насосов и актуальность данной задачи для регионов с развитой системой централизованного теплоснабжения.

Необходимо отметить, что в рамках направления «Добыча природного газа» секция по интенсификации добычи сланцевого газа была представлена неожиданно скромно. Вероятно, это связано с локализацией добычи сланцевого газа (сегодня это только США) и отсутствием на конференции представителей добывающих и сервисных компаний из США (из игроков, представленных на рынке сланцевого газа, принимал участие только Gas Technology Institute (GTI) из Чикаго).

Тем не менее, представители американских компаний дали оптимистичные оценки перспективам добычи сланцевого газа. По оценкам американских экспертов, к 2035 году добыча сланцевого газа превысит 50% от общей добычи газа в США. Сложно оценить достоверность этих прогнозов, однако уже сейчас понятно, что сланцевый газ, как в свое время угольный метан, оказывает и будет оказывать существенное влияние на энергетику США.

Из докладов отметим доклад GTI по построению модели оптимальной пространственной ориентации гидроразрыва пласта на базе исследования каротажных диаграмм и результатов микросейсмики на сланцевых месторождениях Marcellus (штат Пенсильвания).

В секции по подземным хранилищам газа был представлен пилотный проект немецких коллег по строительству системы энергоснабжения с водородным аккумулярованием и подземным хранилищем водорода в соляной каверне, который должен быть реализован в городе Этцель, Германия. Схема работы проекта представлена на рис. 2.

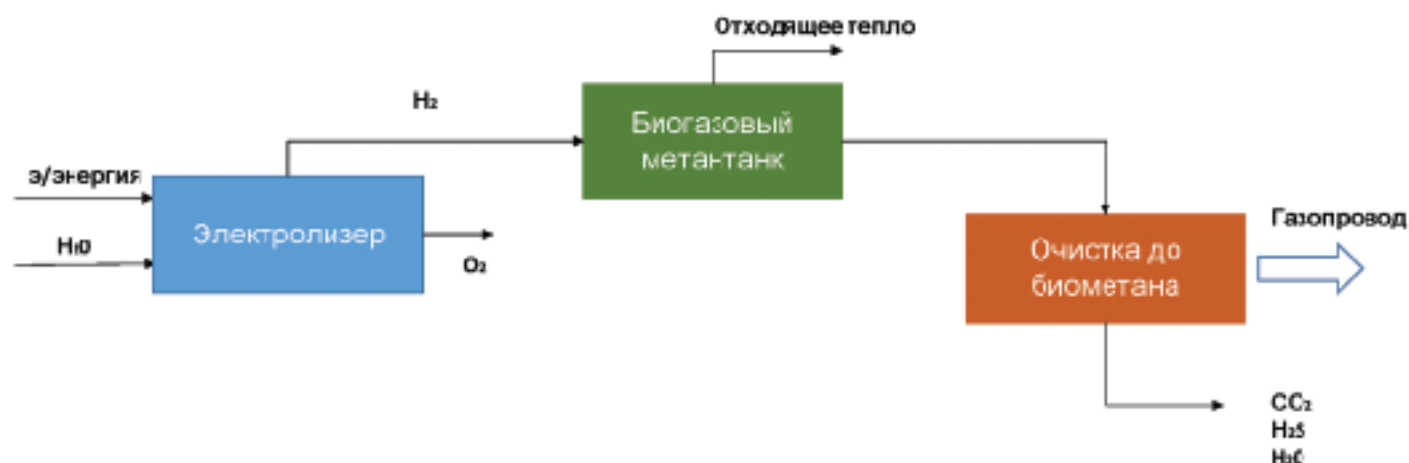


Рис. 1. Технология переработки факельного метана

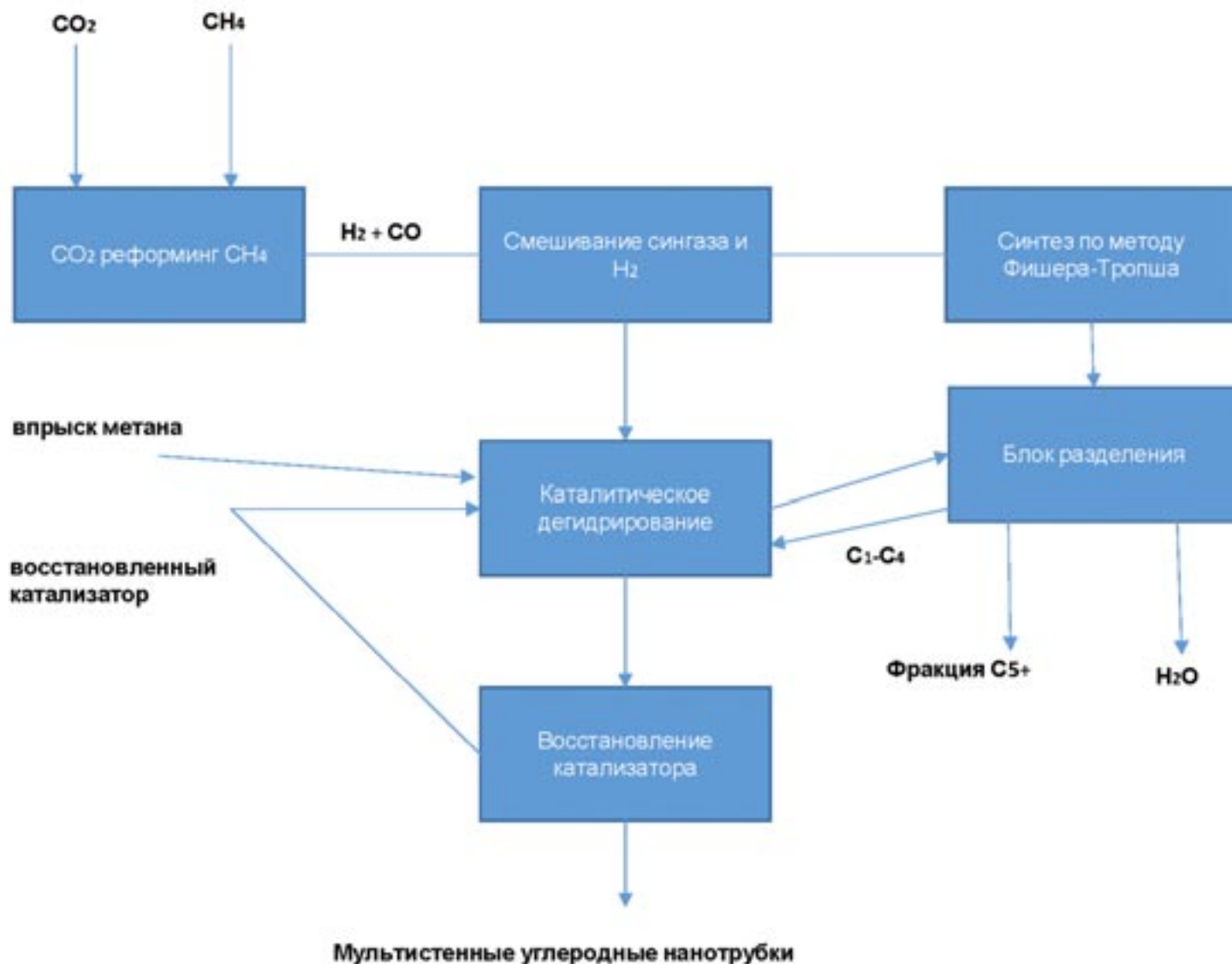


Рис. 2. ПХГ с подземным хранилищем водорода

В рамках направления «Прочие аспекты газовой отрасли» наиболее актуально стоял вопрос переработки электроэнергии в газ (power-to-gas) с его дальнейшей интеграцией в процессы энергоснабжения.

В связи с развитием использования возобновляемых источников электроэнергии (главным образом ветроустановок и фотоэлементов) все больший интерес вызывает задача аккумулирования излишков электроэнергии в виде водорода путем электролиза воды. Далее водород может выступать в качестве самостоятельного топлива (производство электроэнергии с помощью топливных элементов, моторный транспорт), смешиваться с природным газом с дальнейшим использованием метано-водородных смесей, а также конвертироваться в природный газ путем химической реакции с CO_2 . Во всех трех случаях достигается значительный экологический эффект.

В докладах Немецкой ассоциации газо- и водоснабжения DVGW (объединяет в себе в том числе не-

мецкие газовые компании и основной научно-технический потенциал в области природного газа) рассказывалось о реализации пилотных проектов по двум последним случаям.

В первом из них водород впрыскивался (в пропорциях 2, 4, 6, 8 и 9,9% от общего объема) в газораспределительную систему низкого давления (0,5 бар) и далее метано-водородная смесь направлялась к 170 потребителям населенных пунктов Клахбюль и Ньюкирхен. Эксперимент был проведен на базе сетей компании, согласован с потребителями и регуляторами и проходил под постоянным наблюдением специалистов ассоциации. В процессе эксперимента замерялось качество водорода и метано-водородной смеси.

Компания E.on совместно с партнерами ведет проекты по метано-водородным смесям в Халькенхагене (электрическая мощность — 2 МВт, производство водорода — $350 \text{ м}^3/\text{ч}$, 2013 год, фото 1) и Гамбурге — Рейбрук (электрическая мощность — 1 МВт,



Фото 1. Электролизер в Халькенхагене

производство водорода — 265 м³/ч, начало в 2015 году, срок — 3 года, субсидируется государством).

Во втором случае водород подвергался термохимической (при температуре 300–500°C с применением никелевых катализаторов) и биологической метанизации. Первая кожухотрубная пилотная установка термохимической метанизации водорода установлена компанией ETOGAS в г. Вертль для компании AUDIAG. Ведутся научные и опытно-конструкторские работы по созданию трехфазной термохимической и биохимической установок. В случае с биохимической метанизацией (температура 40–70°C) водород добавляется непосредственно в метантанк (рис. 4), что приводит к

увеличению выхода метана за счет снижения выхода углекислого газа.

Схожий подход в рамках проекта «Биокат» в г. Алведоре применили датские коллеги. На электролизер подается электроэнергия с источника мощностью 1 МВт, далее водород подается в метантанк, а кислород идет на аэробную обработку сточных вод. Полученный биогаз очищается до биометана и впрыскивается в сеть под давлением 3,6 атмосферы.

Кроме того, были представлены доклады, посвященные оценке воздействия водорода на газоиспользующее оборудование и традиционной схеме водородного аккумулирования энергии с использованием электролизера и топливных элементов.

Также прошли две секции, посвященные производству биогаза и его конверсии в биометан био-СПГ. Несмотря на то, что производство биогаза в ЕС не превышает 2 млрд м³ в год (из них почти 1 млрд м³ — в Германии), биогазу уделяется большое значение, так как он признается зеленой энергией. Очищенный до биометана биогаз органично вписывается в существующую газовую систему, добавляя позитивного имиджа природному газу в целом.

Помимо рассмотренных тем, на конференции также были представлены многочисленные стендовые доклады, среди которых нужно отметить разработки детандер-генераторных агрегатов (ДГА) раз-

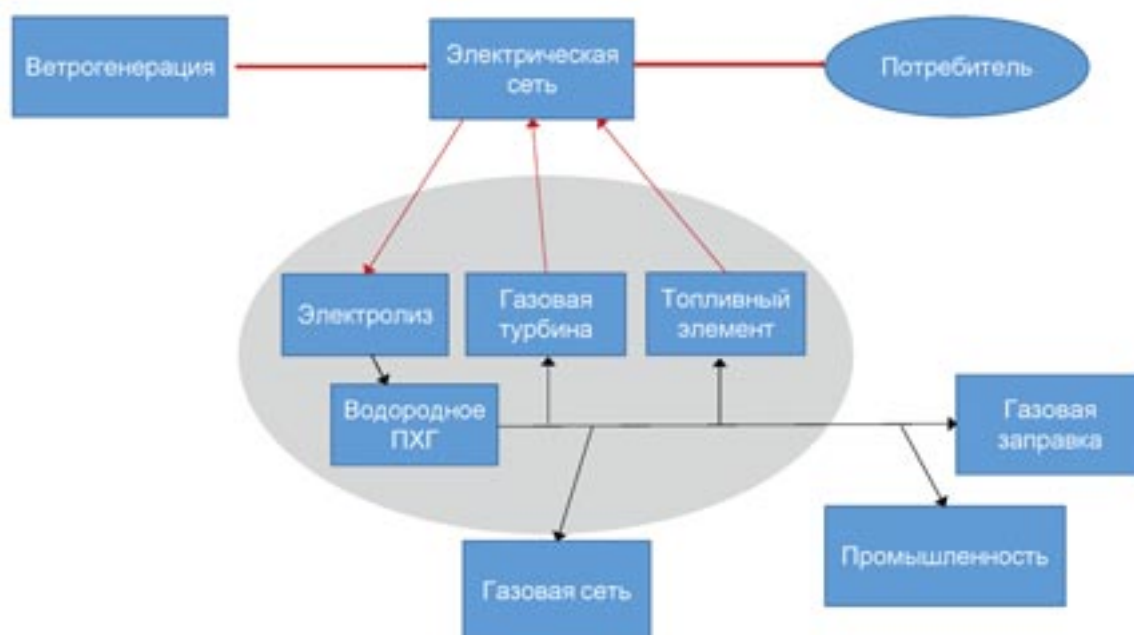


Рис. 4. Схема биохимической метанизации



личной мощности, в том числе ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» и другие. Данные установки предназначены для энергоснабжения газораспределительных станций и газораспределительных пунктов (в зависимости от рабочего давления).

Детандерные и турбодетандерные агрегаты мощностью от 0,5 до 5 кВт с рабочим давлением от 0,3 до 6 бар, позволяют обеспечить потребности пунктов редуцирования газа в электроэнергии на работу автоматики, телемеханики, станций катодной защиты и освещения.

Принцип работы агрегатов заключается в том, что небольшая турбина или шестерня, приводящаяся в движение потоком газа в трубе, приводит в действие электрогенератор. Выработанная энергия поступает на аккумуляторные батареи, откуда обеспечивается энергоснабжение потребителей пункта редуцирования газа.

Более крупные ДГА предназначены для работы на существенно больших давлениях для энергоснабжения газораспределительных и компрессорных станций.

Использованный источник

1. IGRC2014 Conference proceedings, Copenhagen, 2014.

Замечательный ученый, обладающий даром научного предвидения

П.Г. Цыбульский, генеральный директор ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Б.А. Григорьев, ученый секретарь ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

А.И. Гриценко — выпускник нефтепромыслового факультета Московского нефтяного института (ныне — РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина) 1958 года. С начала 1960-х годов А.И. Гриценко работал инженером управления «Краснодарнефть», в 1963 году окончил аспирантуру и защитил кандидатскую диссертацию, руководил проблемной научно-исследовательской лабораторией в МИНХ им. И.М. Губкина, затем возглавил газонефтепромысловый факультет института. Научное становление А.И. Гриценко состоялось при поддержке крупнейших организаторов науки и производства того времени — В.А. Динкова, П.В. Рябова, С.А. Оруджева, Ф.А. Требина.

Для ООО «Газпром ВНИИГАЗ» личность А.И. Гриценко значит многое. В строю вниигазовцев Александр Иванович с 1963 года, а в 1977–2000 годах А.И. Гриценко возглавлял институт на различных этапах его развития и преобразований, в том числе с 1986 по 1991 год был генеральным директором НПО «Союз-газтехнология», объединившего научные структуры газовой отрасли. Эти годы были временем масштабных решений для отраслевой науки, усилия коллектива ученых были направлены на расширение исследований по стратегически важным направлениям развития отрасли.

В сфере научных интересов доктора технических наук, профессора А.И. Гриценко находятся вопросы и задачи разработки месторождений углеводородов, использование газа в промышленности, стратегиче-



В ноябре 2014 года отметил 80-летний юбилей крупнейший российский ученый, наш старший коллега и учитель, член-корреспондент РАН, доктор технических наук, профессор, советник генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Александр Иванович ГРИЦЕНКО

природного газа при энергосберегающих технологиях и повышение газо- и конденсатоотдачи недр». За вклад в развитие газовой отрасли Александр Иванович был награжден орденами «Знак почета» и «За заслуги перед Отечеством» IV степени.

ские направления развития газовой отрасли. Именно Александру Ивановичу принадлежит заслуга создания научных основ промышленной подготовки углеводородного сырья, а также обоснование концепции разработки крупнейших газовых месторождений.

Вниигазовские научные коллективы выполнили проекты разработки уникальных месторождений природного газа — Уренгойского, Ямбургского, Медвежьего. Научный вклад А.И. Гриценко в осуществление столь масштабных проектов в 1987 году был отмечен званием лауреата Государственной премии СССР «За разработку и внедрение прогрессивных научно-технических решений, обеспечивших ускоренное освоение Уренгойского месторождения (сеноманская залежь)».

В конце 80-х годов прошлого века ученые под руководством А.И. Гриценко активно изучали газоконденсатные характеристики пластового газа, разрабатывали методические основы учета и подсчета запасов конденсата. Исследовательский вклад А.И. Гриценко в разработку этого научного направления в 1997 году был отмечен Государственной премией РФ в области науки и техники «За разработку комплекса научно-технических решений, обеспечивающих надежность добычи



Принципиальной позицией Гриценко-ученого и руководителя остается четкое осознание того, что стратегия развития отраслей энергетики должна опираться на достойную научную базу, основываться на научном потенциале. Именно поэтому, будучи руководителем отраслевого научного флагмана и настоящим лидером научного коллектива, Александр Иванович многое сделал для подготовки институтских кадров, налаживания взаимодействия научных коллективов с производственниками на местах, развития международного научного сотрудничества.

Заслуженный деятель науки и техники РСФСР А.И. Гриценко многое делает для развития новых научных направлений, сохранения лучших традиций. Он был научным руководителем тридцати кандидатов и докторов наук, стал автором более 70 изобретений и свыше 40 монографий, среди которых такие известные, как «Научные основы промышленной обработки углеводородного сырья» (М., Недра, 1977), «Технология разработки крупных газовых месторождений» (М., Недра, 1990). Удостоен Золотой медали им. Л.С. Лейбензона за серию работ «Научные основы технологических процессов при разработке и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений» (1992), премии им. академика И.М. Губкина (1975).

А.И. Гриценко — действительный член РАЕН (с 1991 года), Академии технологических наук (с 1996 года) и Международной академии топливно-энергетического комплекса (с 1997 года), обладатель звания «Почетный работник газовой промышленности» и «Ветеран труда газовой промышленности».

В 2001 году, будучи советником председателя Правления ОАО «Газпром», А.И. Гриценко подготовил Концепцию реструктуризации системы управления научно-исследовательскими и проектными работами в ОАО «Газпром».

В настоящее время исследовательская, творческая и педагогическая деятельность Александра Ивановича Гриценко вновь связана с ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Он по-прежнему ставит перед собой масштабные научные задачи, активно работает в составе отделения наук о Земле Российской академии наук, «ставит на крыло» новое молодое поколение исследователей. А.И. Гриценко остается живым примером постоянного самосовершенствования и интереса научному творчеству.

Замечательный ученый, обладающий даром научного предвидения, Александр Иванович Гриценко уверен, что современная эпоха открывает большие возможности для развития науки, а залог стабильного развития и процветания страны — в новых продуктивных научных идеях. Профессиональная и творческая биография Александра Ивановича — пример ответственного и творческого отношения к научному наследию. Искренне поздравляем дорогого коллегу с

80-летним юбилеем и желаем Александру Ивановичу хорошего здоровья, бодрости и молодости духа, жизненного оптимизма, творческого настроения и поиска, новых талантливых учеников и последователей!



Общероссийскому объединению работодателей нефтяной и газовой промышленности — 4 года



О.Ф. Жилин, генеральный директор «Общероссийского объединения работодателей
нефтяной и газовой промышленности»



28 ноября 2014 года в государственной Думе Федерального Собрания Российской Федерации прошло отчетно-выборное собрание Общероссийского объединения работодателей нефтяной и газовой промышленности (Объединение). В заседании приняли участие более 80% членов Наблюдательного совета и организаций — участников Объединения.

Дирекция Объединения отчиталась о более чем четырехлетней работе, рассказала о достижениях, отдельных недоработках и планах на ближайшую и среднесрочную перспективу.

— Необходимость создания Объединения диктовалась изменениями в законодательстве Российской Федерации в связи с ратификацией Россией конвенций МОТ и продолжающейся в нашей стране работы по укреплению системы регулирования социально-трудовых и связанных с ними экономических отношений на принципах «трипартизма», — сказал в своем выступлении, предваряя обсуждение вопросов повестки дня, сопредседатель Наблюдательного совета, первый заместитель председателя Комитета Государственной Думы по природным ресурсам В.А. Язев. — Решение о создании Объединения не было простым, готовилось оно на площадке Российского газового общества под моим руководством с привлечением экспертов ведущих нефтегазовых компаний, Союза нефтегазопромышленников России и отраслевых профсоюзов. Я и тогда понимал, за какой огромный пласт вопросов, призванных обеспечивать стабильность в социальном

государстве, мы беремся, — подчеркнул он, — как непросто будет вовлекать в эту работу ведущие предприятия отрасли. Однако участие таких крупных деятелей отраслевого и государственного масштаба, как Виктор Степанович Черномырдин, Николай Иванович Рыжков, Юрий Константинович Шафраник, Геннадий Иосифович Шмаль, Владимир Кузьмич Гусев и других укрепляли мнение о том, что такая значимая государственная функция может быть поддержана большинством работодателей отрасли.

Вторым, не менее важным обстоятельством, повлиявшим на решение о создании Объединения, явилась необходимость подготовки Отраслевого соглашения по организациям нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства объектов нефтегазового комплекса Российской Федерации на 2011–2013 годы (далее — Соглашение-2010).

Председатель отраслевого проф-





союза Л.А. Миронов обратился к председателю партии «Единая Россия», председателю Государственной думы Б.В. Грызлову с письмом о необходимости создания легитимного социального партнера в нефтегазовой отрасли.

Объединение было создано 9 июня, а уже 7 декабря 2010 года с отраслевым профсоюзом было подписано Соглашение-2010.

При его подготовке впервые была предложена и разработана статья 12 «Определение затрат, обусловленных социально-трудовыми отношениями, для учета при формировании тарифов организациями, цены (тарифы) на продукцию и услуги которых регулируются государством». По мнению дирекции Объединения и членов Отраслевой комиссии от работодателей, такая статья была необходима для таких организаций, как газораспределительные, предприятия ООО «Межрегионгаз», а также областных газораспределительных организаций. Уже в 2010 году Объединением была оказана методическая помощь большому количеству таких организаций по применению положений этой статьи при обосновании тарифов.

Вместе с тем к этому соглашению не присоединились около 400 отраслевых организаций, подавляющее количество из которых являлись дочерними и зависимыми организациями вертикально интегрированных компаний ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «Транснефть». «Компанию» им составили иностранные сервисные организации «Эксон Нефтегаз Лимитед», ООО «Смит Интэрнешнл Си-Ай-Эс», Корпорация «Шлюмберже Лоджелко Инк», «Эм-Ай Дриллинг Флуида ЮК Лимитед» и др.

В то время применение действовавших положений трудового законодательства не позволило успешно завершить консультации по урегулированию спорных вопросов Соглашения-2010 и организаций «отказников».

Вместе с тем Соглашение-2010 в период его дей-

ствия доказало свою правоспособность. Трудовые споры и конфликты урегулировались на его основе без серьезных социальных конфликтов в трудовых коллективах.

13 декабря 2013 года было подписано Отраслевое соглашение по организациям нефтяной, газовой отраслей промышленности и строительства объектов нефтегазового комплекса Российской Федерации на 2014-2016 годы.

комплекса Российской Федерации на 2014–2016 годы (далее — Соглашение-2013).

Несмотря на стремление и усилия Объединения наиболее полно учесть предложения организаций отрасли и достаточно серьезное продвижение вперед в плане сближения позиций работодателей, вновь около 700 организаций отказались от присоединения к нему. И вновь это организации из выше упомянутых.

Объединение, в соответствии с имеющимся правом участвовать в управлении социальными фондами, настойчиво проводило работу, с одной стороны, по снижению тарифов отчислений в эти фонды, что в 2011 году только по организациям газораспределительного комплекса принесло экономию по этой статье расходов более 30 млрд руб. С другой стороны, по поиску возможностей использовать средства пенсионных накоплений в качестве инвестиций в инфраструктурные проекты. Такие возможности были найдены, и в настоящий момент государственная управляющая компания ВТБ финансирует инфраструктурные мегапроекты за счет средств пенсионных накоплений. Негосударственные пенсионные фонды получили право иметь в своём инвестиционном портфеле до 40% инфраструктурных облигаций.

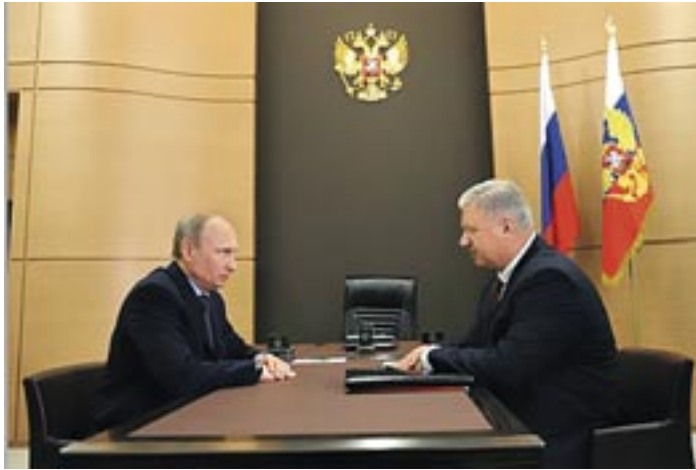
Наряду с выполнением основных функций, Объединением ведется систематическая работа по разъяснению необходимости участия предприятий отрасли в работе Объединения, в работе по укреплению социального партнерства в отрасли и в целом социальной стабильности в стране.

Этому вопросу уделяется большое внимание руководством страны. Не случайно первые после инаугурации указы Президента РФ В.В. Путина были посвящены решению социальных вопросов. Не случайно редкое заседание Правительства, Совета безопасности, комиссий при Президенте и иные мероприятия на высшем уровне управления страной обходятся без вопросов о ходе выполнения социальных программ. Выстроена четкая вертикаль законодательной и исполнительной власти в секторе политики, касающейся социально-трудовых вопросов.

В продолжение этой вертикали на межотраслевой уровне топливно-энергетического комплекса на площадке Нефтегазстройпрофсоюза создана трехсторонняя рабочая группа по развитию социального партнерства в базовых отраслях промышленности.

К сожалению, по непонятным причинам крупные компании нефтегазовой отрасли с завидным постоянством отвергают предложения Объединения о сотрудничестве, отстраняются от участия в укреплении принципов социального партнерства в отрасли. И особенно это непонятно, когда такую позицию занимают организации с государственным участием. Казалось бы, кому как не компаниям с государственным участием быть впереди в работе по реализа-





Встреча председателя Федерации независимых профсоюзов Михаила Шмакова с Президентом РФ В.В. Путиным. Сочи, 14 марта 2014 года

ции государственной социальной политики не только в рамках своих организаций, но и в отрасли в целом?

После встречи с М.В. Шмаковым 14 марта 2014 года Президент России В.В. Путин дал поручение Правительству РФ представить предложения по стимулированию организаций с государственным участием к активному участию в социальном партнерстве.

В ответе Президенту РФ заместитель Председателя Правительства О.Ю. Голодец отметила кроме прочего, что такие стимулы будут заложены в готовящийся законодательный акт.

В этой связи Объединения работодателей уверены, что именно поручение В.В. Путина оказало положительное влияние на прохождение «многострядального» проекта Федерального закона № 458158 «О внесении изменений в некоторые законодательные акты Российской Федерации». В процессе подготовки и проведения этого закона наше Объединение принимало самое непосредственное участие. В Государственной Думе проект был принят во втором и третьем чтении 12 ноября 2014 года, одобрен Советом Федерации 19 ноября и 24 ноября подписан Президентом РФ. 27 ноября он опубликован в «Российской газете» как Федеральный закон от 24 ноября 2014 года № 358-ФЗ.

Принятый закон не только существенно расширяет права объединений работодателей, способствуя их развитию, как важного института гражданского общества, но и предоставляет существенные преференции для организаций, входящих в объединения. Упомяну лишь некоторые изменения, внесенные в Федеральный Закон от 27 ноября 2002 года № 156-ФЗ «Об объединениях работодателей»:

— часть 1 статьи 3 в новой редакции определяет «Объединения работодателей — социально ориентированными некоммерческими организация-

ми...», следовательно, распространяет на них действие Федерального закона от 5 апреля 2010 года № 40-ФЗ;

- в части 2 статьи 2 прямо указывается, что «государство... оказывает в соответствии с федеральными законами поддержку объединениям работодателей как социально ориентированным некоммерческим организациям, включая предоставленные работодателям, являющимся членами объединения работодателей, в соответствии с законодательством о налогах и сборах льготы по налогообложению в части их взносов в объединения работодателей, создает другие условия, стимулирующие вступление работодателей в объединения работодателей»;
- пункт 6 части 1 статьи 13 «Права объединений работодателей» в новой редакции предоставляет объединениям право:

«б) вносить в соответствующие органы государственной власти, органы местного самоуправления предложения о принятии законов и иных норма-





тивных правовых актов по вопросам, затрагивающим права и охраняемые законом интересы работодателей, участвовать в разработке указанных нормативных правовых актов».

Необходимо отметить также, что внесены изменения в статью 48 Трудового Кодекса РФ в части присоединения организаций к Отраслевым соглашениям. В частности, она дополнена частью седьмой следующего содержания: «Соглашением может быть предусмотрено, что в случае невозможности реализации по причинам экономического, технологического, организационного характера отдельных положений соглашения, работодатель и выборный орган первичной профсоюзной организации или иной представитель (представительный орган), избранный работниками в случаях, предусмотренных настоящим Кодексом, вправе обратиться в письменной форме к сторонам соглашения с мотивированным предложением о временном приостановлении действия отдельных положений соглашения в отношении данного работодателя. Стороны рассматривают это предложение и могут принять соответствующее решение о временном приостановлении действия отдельных положений соглашения в отношении данного работодателя».

Таким образом, узаконено «присоединение к Соглашению с оговорками». И если ранее, организации отказывались от присоединения в связи с наличием разногласий по тексту взаимных обязательств, то сейчас такие разногласия могут быть устранены путем подписания соглашения о присоединении на особых условиях.

Выход этого законодательного акта удачно совпал с началом второго этапа переговоров социальных партнеров нефтегазовой отрасли с организациями, отказавшимися от присоединения к Отраслевому соглашению. Де-юре возможность достичь соглашения имеется. Проявится ли такая возможность де-факто?

В 2014 году государство наделило полномочиями объединения работодателей, и это закреплено в вы-



шеупомянутом законе, участвовать в разработке профессиональных стандартов и создании на их основе профессиональных квалификаций и независимой оценки профессионального уровня квалификаций. В этой связи Объединение начало формирование отраслевого Совета по профессиональным квалификациям.

Эта работа, вместе с формированием современной системы управления охраной труда, безусловно, будет способствовать росту авторитета Объединения работодателей. Кроме того, это все больше сближает интересы Объединения и других отраслевых некоммерческих организаций в области нормативно-правового обеспечения высокотехнологичного производства с высоким уровнем отраслевых социальных стандартов.

Это создает возможность объединения работы экспертного сообщества нефтегазового комплекса России над совершенствованием нормативно-правовой базы промышленного производства и социально-трудовой сферы.



Премия им. Н.К. Байбакова за научную работу

Работники ООО «Газпром добыча Ямбург» стали лауреатами престижной премии, присужденной Международной топливно-энергетической ассоциацией

Д. Киселёва

Фото Д. Хусаинов

В числе лауреатов — главный инженер нефтегазодобывающего управления Валерий Лысов, заместитель начальника нефтегазодобывающего управления Сергей Дегтярев, начальник управления по обустройству месторождений Александр Членов, начальник установки комплексной подготовки газа № 3С Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения Вадим Сомер.

Премия присуждена за работу «Решение проблем глубокой регенерации метанола из водометанольного раствора на нефтегазоконденсатном месторождении и обеспечение требований СТО Газпром 2-1.19-049-2006». Комплексное техническое и технологическое решение указанных проблем авторам удалось найти в процессе разработки Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения. Для этого была проведена комплексная реконструкция установки регенерации метанола из водометанольного раствора (ВМР), позволившая существенно повысить качество регенерации метанола, снизить объемы последующих текущих ремонтно-восстановительных работ при эксплуатации установки и существенно снизить уровень негативного воздействия установки комплексной подготовки газа на окружающую среду.

— Снижение потерь метанола в промстоках при закачке в пласт — значимый экологический аспект, — говорит Анатолий Арабский, заместитель главного инженера по научно-технической работе и экологии ООО «Газпром добыча Ямбург». — Технология глу-

бокой регенерации метанола не только существенно снижает его потери, но и позволяет добывать дополнительный газовый конденсат, извлекаемый из добываемого сеноманского газа Заполярного нефтегазоконденсатного месторождения. Разработанные технологические решения уже внедряются и на нефтегазоконденсатном месторождении Бованенково, расположенном на полуострове Ямал.

Данный комплекс технологий защищен патентами на изобретение РФ № 2465949 «Способ повышения качества регенерации метанола из водометанольного раствора» и № 2474464 «Способ регенерации водометанольного раствора на нефтегазоконденсатном месторождении». Патентообладатель — ООО «Газпром добыча Ямбург».

СПРАВКА. Премия имени Н. Байбакова ежегодно присуждается руководителям и специалистам топливно-энергетических и других промышленных компаний, представителям бизнеса, ученым, экономистам, экологам, общественным деятелям, предприятиям, научно-исследовательским учреждениям, учебным заведениям и другим организациям. Оцениваются активная общественная и просветительская деятельность, большие достижения в решении прикладных и фундаментальных проблем в области устойчивого и безопасного развития топливно-энергетического комплекса, разработка и реализация высоких технологий, эколого- и энергоэффективные, промышленные и строительные проекты и так далее.

Контакты для СМИ:

Тел.: +7 (3494) 96-67-34, 96-60-73

Факс: +7 (3494) 96-62-26

S.Chernetsky@yamburg.gazprom.ru



25-26 МАРТА 2015г.



г. НОВЫЙ УРЕНГОЙ
ДЦ "ЯМАЛ", ул. Юбилейная, 5

Межрегиональная специализированная выставка

ГАЗ. НЕФТЬ. НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ - КРАЙНЕМУ СЕВЕРУ

Выставка пройдет в рамках
Новоуренгойского газового форума

Разделы выставки:

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



Организатор выставки:
Администрация г. Новый Уренгой

Оператор выставки:

СИБЭКСПО SERVICE

Выставочная компания "СибЭкспоСервис-Н",
г. Новосибирск
тел.: (383) 335 63 50 - многоканальный,
e-mail: ses@avmail.ru,
www.ses.net.ru



ОАО «ВНИИ НП» — двигатель современной науки

Всероссийский научно-исследовательский институт по переработке нефти (ОАО «ВНИИ НП») был создан в годы индустриализации, когда постановлением Совета труда и обороны СССР от 27 апреля 1933 года был учрежден ЦИАТИМ — Центральный институт авиационных топлив и масел.

В 1954 году ЦИАТИМ был переименован во всесоюзный научно-исследовательский институт по переработке нефти и газа и получению искусственного жидкого топлива (ВНИИ НП), а в 1997 году институт стал Открытым акционерным обществом, главный акционер — государство. В его стенах сосредоточен весь комплекс исследований: от анализа нефтей и разработки предложений по оптимальным схемам их переработки до создания новых видов топлива, масел и смазок для различных областей применения.

Стратегически важные задачи для нефтегазового комплекса институт продолжает решать и в настоящее время, в том числе и в области обеспечения специальными нефтепродуктами предприятий оборонно-космического комплекса. Практически все масла, смазки и специальные жидкости, используемые в технике этого назначения, выпускаются по разработкам ОАО «ВНИИ НП», а некоторые наиболее ответственные продукты изготавливаются на его производственной базе. В рамках выполнения одной из федеральных целевых программ в 2011 году была разработана усовершенствованная технология Т-6 и организовано его производство в крупней-

шей нефтехимической компании. Авторы этой разработки получили премию Правительства Российской Федерации за 2012 год.

Являясь научным российским лидером в области нефтепереработки, ВНИИ НП успешно осуществляет деятельность по исследованию нефтей; совершенствованию технологий и оборудованию; разработке и внедрению перспективных процессов нефтепереработки, новых нефтепродуктов, катализаторов и цеолитов; согласованию технологий производствами испытания нефтепродуктов, их стандартизации и метрологического обеспечения.

В настоящее время институт сохраняет лидирующие позиции в области технологического регулирования, стандартизации и испытания нефтепродуктов. В последние годы он много работает над приведением требований национальных стандартов на нефтепродукты и методов испытаний нефтепродуктов к мировому уровню, а также над созданием гибкой системы разработки нормативной документации, которая позволяет предприятиям отрасли оперативно реагировать на требования рынка и обновлять ассортимент выпускаемой продукции. Новые национальные стандарты, полностью гармонизированные с международными требованиями, постепенно заменяют устаревшие и способствуют повышению качества отечественной продукции и ее конкурентоспособности.

Разработанные институтом стандарты на нефтепродукты и методы их испытаний обеспечили исполнения российского технического регламента

«О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту».

За время своей многолетней деятельности институт сформировался в крупнейший научно-исследовательский центр нефтеперерабатывающей отрасли, вырастившей не одно поколение высококвалифицированных специалистов, деятельность которых получила признание, как в нашей стране, так и за рубежом.

Большую роль ВНИИ НП играет в распространении научных знаний. В институте работают более 10 докторов наук и 140 кандидатов наук. Институт является информационным партнером научно-технического журнала «Мир нефтепродуктов». Вестник нефтяных компаний».

В последние годы активная, плодотворная и результативная деятельность института в области технологического регулирования и стандартизации определила основные направления развития нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности страны и обеспечила производство экологически безопасной продукции, конкурентоспособной на международном рынке.

Сегодня ОАО «ВНИИ НП» — это не только современное научное учреждение, но и мощное предприятие, набирающее темы роста в области инновационных разработок. Модернизированная научно-исследовательская база позволяет разрабатывать технологию практически любых современных процессов нефтепереработки, проводить испытания различных катализаторов и нефтепродуктов и нефтепродуктов. Высокое качество выполняемых работ, комплексное решение задач, соблюдение принципов деловой этики и постоянной профессиональный рост давно стали визитной карточкой ВНИИ НП.

В настоящее время команда ученых и специалистов ВНИИ НП, бесспорно, является авторитетом в нефтегазовом мире, многократно подтверждая это своими научными разработками и идеями, высококачественными проектными работами.



