

# НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

3-2016

ISSN 2412-6497





**XIV международный форум  
ГАЗ РОССИИ 2016**

**XIV international forum  
GAS OF RUSSIA 2016**

**Российское Газовое Общество**

**При поддержке:**



**Пленарная сессия**

**Круглые столы**

**Панельная дискуссия по  
наиболее актуальным  
для отрасли темам**

**Газ России - откровенная дискуссия  
профессионалов газовой отрасли о ее  
настоящем и будущем.**

**6 декабря 2016**

Москва, Radisson Royal (Гостиница Украина)



**Российское  
Газовое  
Общество**

# Содержание

## ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

- 3 В.И. Лисов.** МГРИ-РГГРУ в процессах оптимизации и развития сети высших учебных заведений России

## ОХРАНА ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ

- 16 А.Г. Ишков, С.В. Коняев, Н.Б. Пыстина, Н.В. Попадько.** Перспективные направления развития системы обращения с отходами ПАО «Газпром»
- 23 С.Н. Меньшиков, Д.В. Подгорный.** Обеспечение экологической безопасности при обустройстве месторождений полуострова Ямал

## 28–31 НОВОСТИ

- Достигли поставленных целей
- Начал работу интернет-сайт
- 145 лет со дня рождения И.М. Губкина
- Самая северная нефть
- Total инвестирует в «умные» энергосети
- Открыт крупнейший центр битумных материалов
- Разработана российская технология добычи сланцевой нефти
- В Тюмени обсудили инновации в ТЭК

## ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ

- 32 Г.А. Хворов, М.В. Юмашев, В.А. Маланичев.** Анализ энергосберегающих технологий охлаждения газа на основе аппаратов воздушного охлаждения в транспорте газа ПАО «Газпром»

## ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ПОЛИТИКА

- 38 А.С. Качелин.** Энергетические перспективы для Российской Федерации в рамках группы БРИКС

## ГАЗОПРОВОДЫ

- 42 И.В. Максютин.** Проблемы диагностирования трещин коррозионного растрескивания под напряжением на ранней стадии их развития на трубах подземных газопроводов
- 47 Э.Т. Галиуллин, А.В. Черникин.** Метод экспресс-оценки топливных затрат на КС магистральных газопроводов

## ДОБЫЧА

- 51 В.Д. Малкина, Н.А. Псёл, А.И. Турбин.** Фонд «Энергия»: высокотехнологичное разведочное бурение как основа эффективного осуществления нефтегазовых проектов

## РЫНОК ГАЗА

- 56 М.В. Кротова.** Анализ институциональных условий формирования биржевого сегмента торговли природным газом в России

## УГЛЕВОДОРОДЫ

- 67 Э.С. Сианисян, Г.Н. Прозорова.** Опорные темы и векторы развития представлений об абиогенном происхождении нефти в трудах конференций «Кудрявцевские чтения»

## ИСТОРИЯ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

- 75 А.Н. Донин, А.Н. Николаев.** Новые формы внешнеэкономической деятельности газовой отрасли в 1990-е годы

## 80 КНИЖНАЯ ПОЛКА



7–11 сентября в Таганроге прошел Всероссийский инженерный фестиваль. Организаторами фестиваля выступили Министерство образования и науки Российской Федерации и Инженерно-технологическая академия Южного федерального университета.  
Пресс-служба РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина



**НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ**  
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

№ 3  
июль-октябрь  
2016 года

Председатель  
Научно-редакционного совета РГО –  
Павел Завальный

Учредитель и издатель –  
НП «Российское газовое общество»

Свидетельство о регистрации  
средства массовой информации  
ПИ №ФС77-55476

Журнал включен в Российский индекс  
научного цитирования

Редакция не несет ответственность  
за содержание рекламных материалов.

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

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

© НП «Российское газовое общество»  
© ООО «Издательство «Граница»

Главный редактор –  
Руслан Гайсин  
тел.: +7 495 660-55-94  
red@gb2012.ru

Ответственный редактор,  
ученый секретарь  
Научно-редакционного совета –  
Надежда Тверецкая  
тел.: +7 495 660-55-80 доб. 203  
tvn@gazo.ru

Дизайнер-верстальщик –  
Леонид Листвин

Корректор –  
Ирина Владимирова

Подписано в печать: 03.10.2016

Отпечатано в типографии  
ООО «Издательство «Граница»  
123007 Москва, Хорошевское ш., 38  
тел.: +7 495 941-26-66  
granica\_publish@mail.ru

Тираж 500 экз.

Журнал распространяется  
по редакционной подписке  
и адресной рассылке.

Почтовый адрес:  
119261, Россия, Москва,  
Ломоносовский пр-т, 7, корп. 5

Сайт Российского  
газового общества:  
www.gazo.ru

# СОСТАВ НАУЧНО-РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

## ПРЕДСЕДАТЕЛЬ

**Завальный Павел Николаевич** — к.т.н., действительный член-корреспондент Академии технологических наук РФ «CITOGIC», президент, председатель Экспертного совета 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 ПАО «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»

**Лакно 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., Совет Федерации ФС РФ, Комитет по социальной политике

**Мастепанов Алексей Михайлович** — д.э.н., профессор, руководитель Аналитического центра энергетической политики и безопасности Института проблем нефти и газа РАН

**Медведев Александр Иванович** — к.э.н., действительный член Международной академии инвестиций и экономики строительства, заместитель председателя Правления ПАО «Газпром»

**Пашковская Ирина Грантовна** — д.полит.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 ПАО «Газпром»

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

**Сентюрин Юрий Петрович** — к. полит. н., статс-секретарь — заместитель министра энергетики Российской Федерации

**Сианисян Эдуард Саркисович** — д.г.-м.н., профессор, академик РАЕН, 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., заместитель генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

**Черепанов Всеволод Владимирович** — к.г.-м.н., член Правления ПАО «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





УДК 378.14

science@mgri-rggru.ru

## МГРИ–РГГРУ в процессах оптимизации и развития сети высших учебных заведений России

**В.И. Лисов**, ректор Российского государственного геологоразведочного университета, доктор экономических наук, профессор, член-корреспондент Российской академии образования

*Аннотация.* По приказу Министерства образования и науки России от 12 апреля 2016 года № 399 МГРИ–РГГРУ присоединяется к РГУ нефти и газа в качестве структурного подразделения. Оба технических университета до 1930 года были частями Московской горной академии. Ныне имеется ряд родственных кафедр и учебных специальностей. При слиянии следует учитывать актуальные проблемы совершенствования в области прикладной геологии и горного дела. Большое значение для подготовки квалифицированных кадров имеет сближение высшего профессионального образования с отраслевой горнопромышленной и нефтегазовой наукой. Однако многие научные организации России существенно отстают от своих иностранных конкурентов. Это обусловлено многолетним низким уровнем финансирования сферы НИОКР. В сравнении развитыми промышленными странами мира разрыв в масштабах финансирования составляет 2–3 раза. Слабость науки по недропользованию России снижает качество учебного процесса в вузе. Кроме того, не все благополучно с организацией учебных и производственных практик в крупном и среднем бизнесе. Требуется коррекция норм российского закона «О недрах». Начатое слияние двух родственных ресурсных вузов Москвы даст свой положительный синергетический эффект. Организационные проблемы будут решены с учетом научных и образовательных интересов двух наших вузов.

*Ключевые слова:* слияние вузов; профессиональное образование; недропользование; прикладная геология; инновации; конкурентоспособность.

## Russian State Geological Prospecting University in processes optimization and development of a network of higher educational institutions of Russia

**V.I. Lisov**, rector Russian State Geological Prospecting University, PhD of economic science, professor

*Abstract.* By order of the Ministry of education of Russia dated April 12, 2016 № 399 Russian State Geological Prospecting University joins the «Gubkin Russian State University of Oil and Gas» as a structural unit. Both the technical University until 1930, were part of Moscow mining Academy. Now there are a number of related departments and fields of study. When you merge, you should consider actual problems of the improvement in applied and mining. Of great importance to the training of qualified personnel has the convergence of higher vocational education with industry, mining, oil and gas science. However, many scientific organizations in Russia are significantly behind their foreign competitors. This is due to the perennial low funding of R & D sphere. In comparison to developed industrial countries, the gap in funding levels is 2–3 times. The weakness of science for subsoil use of Russia reduces the quality of the educational process in the University. In addition, all is not well with the organization of educational and industrial practices in large and medium-sized businesses. Requires correction of norms of the Russian law «On subsoil». Initiated the merger of two related resource of the universities of Moscow will give a positive sinergeticheskyy effect. Organizational problems will be solved given the scientific and educational interests of our two universities.

*Key words:* merger of universities; professional education; subsoil; applied Geology; innovation; competitiveness.

Последние несколько лет по инициативе Минобрнауки России в высшей школе начались слияния близких по профилю университетов.

Министр образования и науки Российской Федерации 12 апреля 2016 года издал приказ № 399 «О реорганизации федерального государственного бюджетного образова-

тельного учреждения высшего образования «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И.М. Губкина» и федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Российский государственный геологоразведочный университет име-

ни Серго Орджоникидзе». В соответствии с этим приказом оба названных вуза реорганизируются в форме присоединения МГРИ–РГГРУ к РГУ нефти и газа в качестве структурного подразделения. Текст приказа размещен на нашем сайте<sup>1</sup>.

<sup>1</sup> URL: <http://www.mgri-rggru.ru/news/prikaz.pdf>

Что можно сказать о данной форме двух наших близких столичных университетов — МГРИ–РГГРУ и РГУ нефти и газа? Первое, что документ нашими вузами не оспаривается, а принимается к поэтапному эффективному и взаимополезному исполнению на основе консультаций двух сторон. Второе в том, что исторически и в сложившейся специализации и МГРИ–РГГРУ, и РГУ нефти и газа многое объединяет. Объект нашей деятельности — минерально-сырьевая база России, разработка месторождений полезных ископаемых, эффективная организация и управление производством.

### Наша вузовская история

По документам, 4 сентября 1918 года председателем ВСНХ А.И. Рыковым была учреждена многопрофильная «Московская горная академия» (МГА). В новом вузе прикладная геология заняла центральное место. Индустриализация СССР требовала новых вузов и факультетов. В этой связи 5 февраля 1930 года на основе МГА создано 6 новых вузов: МГРИ — для геологических изысканий, МНИ — для нефтяной отрасли, МИСИС — для черной металлургии, МИЦМ — для цветной металлургии, МТИ — для торфяной промышленности, МГИ — для угольной отрасли. Соответствующий приказ по ВСНХ № 1238 появился лишь 17 апреля 1930 года. К началу 2016 года выжили и укрепили вузовскую репутацию лишь три учебных заведения — МГРИ–РГГРУ (как правовой наследник МГА), МИСИС и РГУ нефти и газа. МГРИ–РГГРУ в основном готовит геологов и горных инженеров. Малоизвестно, что в эпоху гонки атомных вооружений МГРИ стал ведущим университетом уранового профиля. Этот потенциал ныне полезен для работ по разведке и добыче стратегически важных редких и редкоземельных металлов [4].

В РГУ нефти и газа и МГРИ–РГГРУ имеются свои отраслевые и региональные особенности подготовки кадров для горнопромышленного и

нефтегазового бизнеса. Прежде всего это сложная ответственная работа с ресурсами недр Земли под открытым небом, в стужу и жару. Специальности, чаще называемые «мужскими». Новые, молодые, квалифицированные кадры нужны с учетом:

1) новых задач новой индустриализации и технологического развития России;

2) большей эффективной интеграции страны в мировую экономику.

Для второй задачи критично хорошее знание основ международного менеджмента и английского языка. Более эффективное вхождение России в мировую экономику и разделение труда начинается уже со стадии прикладной геологии. В этом отношении замкнутость производства является тормозом инновационной экономики [7].

В ситуации намеченного повышения выхода граждан России на пенсию в 65 лет именно в нашей производственной деятельности такие процессы пойдут, как говорится, «не линейно, а с большими отклонениями». Дело в том, что ближе к 55 годам наши геологи, геофизики, горняки, нефтяники в своем большинстве уезжают из трудных для жизни северных и восточных регионов в более комфортную Европейскую часть России и далее часто работают уже не по специальности. И дополнительные премии работодателей и льготы государства эту тенденцию не переломят.

Добыча минерального сырья остается основой российской экономики. Экспорт сырой нефти, нефтепродуктов, природного газа, угля, руд и концентратов, как и ранее, обеспечивает более 2/3 валютных поступлений в страну, а если учесть металлы, экспортируемые большей частью в необработанном виде, минеральные удобрения и продукцию неорганической химии, а также драгоценные металлы и камни, доля продукции минерально-сырьевого комплекса в экспорте достигнет 80% [1].

Экспортные доходы России могли бы быть большими при использовании новых достижений науки и

техники, новых машин, оборудования, приборов, материалов, современных форм организации производства и управления. Но это требует очень больших инвестиционных затрат, часть из которых не оправдана в силу специфических географических, климатических и экономических особенностей России. В отличие от многих добывающих стран мира (Китай, США, Бразилия, Австралия, ЮАР и др.) Россия отличается длинной холодной зимой, более того, большая часть территории Восточной Сибири и Дальнего Востока имеет вечную мерзлоту почвы и недр.

Надо признать недостаточную геологическую изученность многих регионов России [1].

С другой стороны, часть месторождений полезных ископаемых РФ — низкого качества, содержание полезных компонентов в них на 35–50% ниже среднемировых. Кроме того, в ряде случаев они труднодоступны (отдаленность от промышленных центров, отсутствие транспорта, тяжелые климатические условия). Отчасти выпускникам МГРИ–РГГРУ труднее, чем новым кадрам из РГУ нефти и газа. Несмотря на наличие значительных разведанных запасов, степень их промышленного освоения достаточно низкая (в %): для бокситов (32,6), нефелиновых руд (55,4), меди (49,0); цинка (16,6), олова (42,0), молибдена (31,5), свинца (8,8), титана (1,3), ртути (5,9). Во многих случаях мало лицензий на добычу на условиях «предпринимательского риска». Так, по свинцу в России к началу 2015 года было 36 действующих эксплуатационных лицензий, а на условиях предпринимательского риска — 4. Данные по титану — соответственно 14 и 3, редкоземельным металлам — 11 и 0, по фосфатам — 20 и 2. Однако по золоту — 1252 и 788, серебру — 193 и 99 [1].

Идти учиться в нефтегазовые университеты (Москва, Казань, Тюмень и др.) выгоднее, чем в горнопромышленные, куда входят МГРИ–РГГРУ, МИСИС, питерский

«ГОРНЫЙ» и др. Но в ситуации ценовой лихорадки 2015–2016 годов на нефтяном рынке видны большие, противоречивые факторы острой конкуренции и развития нефтяного бизнеса. И все же основные добывающие газ и нефть страны, включая Россию, могут быть уверены в своем экономическом благополучии на ближайшие 30 лет.

### Кризисные волны в мировой горной промышленности

В мировой горной промышленности, особенно по добыче железной и медной руды, полиметаллических руд, алюминиевому сырью, в последние годы обострились *бизнес-риски*. Тенденции за 2012–2013 годы приводились в специальном докладе компании «Эрнст энд Янг»<sup>2</sup>.

Выявленные тенденции очень значимы для ресурсных университетов России.

В число основных бизнес-рисков в этой инвестиционной сфере входят:

- 1) инфляция;
- 2) рост издержек производства;
- 3) осложнение реализации проектов капиталовложений;
- 4) нестабильность цен и курсов валют;

- 5) мошенничество и коррупция.

Всего названо 10 видов рисков. Поэтому горнодобывающим и металлургическим компаниям придется проявлять больше гибкости и активности в управлении рисками, чтобы найти баланс между рисками и выгодами.

Пожалуй, в крупном бизнесе есть недооценка рисков недропользования для иностранных компаний, работающих в ряде нестабильных стран Африки и Ближнего Востока. Заметно нарастают угрозы от тайных террористических организаций исламской ориентации. Также воинствующий терроризм становится эффективным средством борьбы за геополитическое и экономическое лидерство та-

ких стран, как США, Китай, Пакистан, Израиль, Иран и ряда других.

Для России самым главным тормозом роста бизнеса в сфере недропользования является нехватка денежных средств и инвестиций, что требует новых усилий по привлечению в страну иностранных инвесторов. В этом отношении ситуация в России еще более ухудшилась к 2016 году из-за экономических санкций.

Обращает на себя внимание растущий в мире дефицит кадров специалистов, включая геологов и горных инженеров. При этом наблюдаемый динамизм инвестиций с перемещением, например, из США и Европы в страны Азии, Африки и Латинской Америки, от выпускаемых нами инженерных кадров требует не только кадровой мобильности и готовности по работе быстро менять страны и регионы мира, но и знания английского и ряда других деловых иностранных языков. Обострилась проблема нехватки квалифицированных кадров для Австралии и Канады. С этим столкнулись компании, осуществляющие проекты в Индонезии, Монголии, Бразилии, Чили, Перу и Мозамбике. Рост инвестиций в новых странах и регионах ведет к росту спроса на квалифицированную рабочую силу, причем компании обращаются к одной и той же международной базе специалистов. Существенный риск, связанный с нехваткой квалифицированных кадров, включает в себя отрицательное влияние на объемы производства, задержки в осуществлении проектов и повышение затрат на оплату труда. Следовало больше учитывать иностранных студентов и аспирантов в укрупненном РГУ нефти и газа.

Мировые компании в сфере труда применяют новые инновационные подходы:

- а) дифференцированные пакеты льготных предложений для персонала, включая персональные льготы нефинансового характера;

- б) привлечение работников из нетрадиционных или недостаточно широко представленных групп трудоспособного населения (женщин и представителей коренных народов);

- в) привлечение ресурсов из других отраслей, когда компании нанимают на работу сотрудников из отраслей промышленности, в которых используются аналогичные или дополнительные специальности, например из нефтегазового сектора и промышленного производства.

Растет значимость достаточной инфраструктуры для успешного ведения бизнеса. В выигрыше оказываются страны, находящиеся близко к морям и океанам. Дефицит отдельных полезных ископаемых (литий, ниобий, ванадий и др.) сделал экономически целесообразной разработку низкокачественных и расположенных в отдаленных районах месторождений. Государство перестает быть естественным источником финансирования проектов по созданию инфраструктуры. В этот процесс включились крупные международные финансовые группы.

Ключевыми факторами, влияющими на финансирование проектов по созданию инфраструктуры, являются:

- а) изменение роли государства в планировании, согласовании и стимулировании процесса выделения финансовых средств на развитие инфраструктуры;

- б) рост числа иностранных инвесторов, вкладывающих средства в развитие инфраструктуры, из таких стран, как Китай, Япония, Корея и Индия;

- в) финансирование со стороны инвестиционных фондов, включая пенсионные, фонды национального благосостояния и фонды развития инфраструктуры;

- г) концентрация усилий на лучшем корпоративном управлении, что часто приводит к отказу от проектов, требующих значительных капиталовложений в инфраструктуру.

Ожидается, что рост издержек производства будет усиливаться на протяжении следующих нескольких лет под влиянием таких факторов, как стоимость труда и энергии, качество руды, обменные курсы валют, ограниченные возможности поставщиков и налоги. Это касается

<sup>2</sup> URL: [http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Business\\_Pulse\\_-\\_top\\_10\\_risks\\_and\\_opportunities/\\$FILE/Business%20pulse%202013.pdf](http://www.ey.com/Publication/vwLUAssets/Business_Pulse_-_top_10_risks_and_opportunities/$FILE/Business%20pulse%202013.pdf)



и увеличения стоимости поставок машин и оборудования при снижении цен на сырьевые товары.

Фактор социальной ответственности сохраняет за собой шестое место в списке 10 основных рисков в течение последних пяти лет. Компании с хорошей репутацией получают конкурентное преимущество в доступе к капиталу и прочным взаимоотношениям с государственными органами.

Для преодоления угроз колебания обменных курсов валют полезны альтернативные сценарии ведения бизнеса и динамическое моделирование дисконтированного потока денежных средств и реальных опционов. В целом горнодобывающие и металлургические компании должны придерживаться своих долгосрочных стратегий, обеспечивая при этом гибкость, позволяющую использовать кратко- и среднесрочные деловые возможности, а также реагировать на риски. Есть и необходимость модификации функций государственного управления в целях экономической защиты и специальной государственной поддержки методами тарифного и нетарифного регулирования. В этом отношении нуждаются в развитии организационные структуры Минприроды РФ и Федерального агентства по недропользованию, а также Минэнерго РФ. Очень остра проблема привлечения иностранных инвестиций [4, с. 188–207].

С учетом общей инновационной и экономической ситуации в России действующие «ресурсные» университеты, включая РГУ нефти и газа, в мирное время в стратегическом и финансовом отношении важнее, чем приоритетные «военно-промышленные». К сожалению, в мире неспокойно и требуется военная мощь.

### **Наука и инновации как фундамент высшего профессионального образования**

Столичный РГУ нефти и газа уже несколько лет является «инновационным», получающим от Минобрнауки России специальные целевые бюд-

жетные субсидии для проведения НИОКР, также активно работая по договорам с крупнейшими нефтегазовыми компаниями страны. По ряду показателей деятельности РГУ нефти и газа в 2016 году вошел в число лучших 200 мировых университетов. МГРИ–РГГРУ — это «образовательный» вуз с ориентацией на прикладную геологию твердых полезных ископаемых. Конечно, качественная высшая школа предполагает опору на сильную отраслевую науку и умение искать и использовать в практике самые различные технические новинки. При всем этом подготовка качественных специалистов в российской высшей школе по своему уровню уступает высшей школе США, Канады, Австралии и других высокотехнологичных стран. Это значимо для интеграции процессов в образовании [2; 4].

Заслуживают внимания читатели итоги нашего «круглого стола» «Конкурентоспособность образования: проблемы и перспективы», проведенного в рамках 13-й Международной выставки «Недра-2016»<sup>3</sup>.

В МГРИ–РГГРУ ведется подготовка кадров по направлению «Нефтегазовое дело», но наши выпускники в чем-то менее квалифицированы, чем бакалавры и магистры РГУ нефти и газа. При этом нефтегазовый комплекс России весьма инновационный и использует лучшее мировое оборудование и технологии. На такой производственной базе можно организовать качественную практику студентов. База геологической отрасли, пожалуй, слабее. АО «Росгеология» в стадии развития. Должен отметить крупный научный прорыв ученых-нефтяников России на Пальяновской площади Красноленинского месторождения (запад ХМАО) по случаю завершения «Газпромнефть — Хантос» строительства скважины с горизонтальным участком в 1 тыс. м для освоения нетрадиционных запа-

<sup>3</sup> URL: [http://www.mgri-rggru.ru/news/nedra\\_r.pdf](http://www.mgri-rggru.ru/news/nedra_r.pdf)

сов «баженовской свиты». В высокотехнологичной скважине проведен 9-стадийный гидравлический разрыв пласта и получен фонтанирующий приток безводной нефти из продуктивного горизонта, расположенного на глубине 2,3 тыс. м. Дебит составляет более 45 т нефти в сутки. В рамках этого проекта «Газпром нефть» первой в России реализовала весь цикл технологических решений, применяемых в мировой нефтегазовой отрасли для разработки сланцевой нефти. наших студентов следует активнее учить именно на примерах новейших достижений ученых и производителей нефтегазовой отрасли.

Анализ показывает, что ряд дублирующих направлений следует объединить с учетом потенциалов РГУ нефти и газа и МГРИ–РГГРУ. Важно улучшить, в частности, обучение по геофизическим специальностям, создав свой единый университетский Геофизический институт. Сильной стороной МГРИ–РГГРУ является наличие свободных площадей для размещения технически сложных приборов и оборудования.

Предстоящее присоединение МГРИ–РГГРУ к РГУ нефти и газа стало важным событием в плане нашей будущей научной политики еще по одной причине. Своим письмом от 15 августа 2016 года Департамент аттестации научных и научно-педагогических работников Минобрнауки России сообщил, что выдача разрешения на создание нового диссертационного совета осуществляется с учетом оценки результативности научной деятельности подведомственных вузов по трем категориям (Приложения 1 и 2). В перечень Приложения 1 входят 50 сильных исследовательских университетов, которым разрешается создание диссертационных университетов «по всем научным специальностям» действующей Номенклатуры научных специальностей. В нем под номером 27 значится ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губ-

кина». Из группы ресурсных университетов также можно назвать: технологический «МИСиС», «Санкт-Петербургский горный университет», ряд федеральных и технических университетов.

В перечень Приложения 2 включены 108 вузов:

1) «Классические университеты» по спектру профильных научных специальностей, кроме экономических, юридических и педагогических отраслей науки (например, «Воронежский государственный университет», «Башкирский государственный университет» и др.).

2) Технические и технологические университеты по диссертационным советам по естественным и техническим областям науки («Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.», «Российский химико-технологический университет имени Д.И. Менделеева», Казанский государственный энергетический университет» и др.).

3) Экономические, юридические и педагогические вузы для создания диссертационных советов по своему профилю («Санкт-Петербургский государственный экономический университет», «Российский государственный гуманитарный университет» и др., «Московский государственный юридический университет имени О.Е. Кутафина» и др.).

Вне данных групп создание в вузе своего диссертационного совета производится по решению Минобрнауки в ходе согласования целесообразности деятельности нового диссертационного совета.

Как известно, имеется ряд сфер экономики, в том числе горного и нефтегазового дела, когда диссертационный совет по экономике следует создавать именно в техническом или технологическом вузе. Соответственно, реформированный в 2015 году объединенный экономический диссертационный совет на базе МГРИ-РГГРУ содействует росту научного вузовского потенциала. Теперь этот важный Совет будет в структуре укрупненного РГУ нефти и газа.



В последние годы МГРИ-РГГРУ был базой для деятельности почти десятка профильных диссертационных советов. Теперь наш вуз «приносит» в РГУ нефти и газа 6 диссертационных советов, существенно усиливая и расширяя его научно-образовательную деятельность.

ВАК разрешил МГРИ-РГГРУ деятельность в области научных исследований по следующим отраслям:

- геолого-минералогические науки (25.00.07 Гидрогеология; 25.00.08 Инженерная геология, мерзлотоведение и грунтоведение; 25.00.10 Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых; 25.00.11 Геология, поиски и разведка твердых полезных ископаемых, минерагения; 25.00.36 Геоэкология);

- технические науки (25.00.10 Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых; 25.00.14 Технология и техника геологоразведочных работ; 25.00.18 Технология освоения морских месторождений полезных ископаемых; 25.00.20 Геомеханика, разрушение пород взрывом, рудничная аэродинамика и горная теплофизика;

25.00.21 Теоретические основы проектирования горно-технических систем; 25.00.22 Геотехнология (подземная, открытая и строительная);

- физико-математические науки (25.00.10 Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых);

- экономические науки (08.00.05 Экономика и управление народным хозяйством (экономика природопользования; экономика, организация и управление предприятиями, отраслями, комплексами (промышленность))<sup>4</sup>.

В середине августа 2016 года в СМИ появилось сообщение, что Россия заняла 43-е место в «Глобальном инновационном индексе» (Global Innovation Index), поднявшись по сравнению с 2015 годом на пять позиций. Самой инновационной страной в шестой раз подряд признана Швейцария. 2-е место заняла Швеция, на 3-м месте оказалась Великобритания. Далее следуют США, а замыкает пятерку лидеров Финляндия. Из стран бывшего СССР выше

<sup>4</sup> URL: <http://www.mgri-rggru.ru/science/dissovet/>



всех поднялась Эстония, занявшая 24-е место. Данный «Global Innovation Index» в девятый раз подготовили: Корнелльский университет США, французская школа бизнеса INSEAD и Всемирная организация интеллектуальной собственности при ООН. В рейтинге участвуют 128 стран. Данные для него предоставляют Международный союз электросвязи под эгидой ООН, Всемирный банк, а также Всемирный экономический форум<sup>5</sup>.

Вообще составление таких рейтингов значимости в мире является не только «научной», но и «политической» проблемой. Во-первых, каковы избранные частные оценочные показатели, а во-вторых — кем являются сами оценщики и кому лично в мире они симпатизируют? По ряду причин новой «холодной войны» в США и Евросоюзе растет недоверие к России и ее потенциал часто занижается. Невысокие позиции России связаны с тем, что отечественных ученых редко цитируют в зарубежных научных изданиях, а бизнес зависит от импорта технологий и слабо связан с российскими разработчиками. Важно, что около 90% предприятий в РФ не рассматривают инновационную деятельность как экономически важную бизнес-стратегию. Важно и то, что в России наукоемкая модернизация имеет сильный военно-промышленный уклон, что ограничивает в этой сфере международное сотрудничество и открытую публикационную деятельность [7].

Применительно к сфере недропользования России, ученым крайне сложно публиковать в иностранных журналах высоко рейтинговые статьи, если они не касаются новых методов геологоразведки, прикладной геофизики, математического моделирования и др. При этом новая чисто геологическая информация по России чаще имеет не «научный», а «коммерческий» характер для возможного привлечения иностранных

инвесторов. Таким образом, смысл публикаций различен. Для публикаций в российских научных журналах, особенно Перечня ВАК, главным мотивом являются защиты диссертаций и участие вузов в рейтингах Минобрнауки РФ.

МГРИ–РГГРУ последовательно развивает научные и образовательные контакты с ведущими московскими НИИ РАН и Минприроды РФ, а также инновационными добывающими компаниями. Создаются новые научно-образовательные центры (как альянсы) и учебные кафедры НИИ. Особо активные контакты у вуза с ВНИИ минерального сырья («ВИМС») и Всероссийским научно-исследовательским геологическим нефтяным институтом («ВНИГНИ»). С образованием и инновационным развитием геологического холдинга АО «Росгеология» к 2016 году МГРИ–РГГРУ стал рассматриваться как «системообразующий межвузовский центр» для создания в Минобрнауки России особого геологоразведочного образовательного и инновационного кластера с охватом всех крупных регионов России, располагающих перспективными месторождениями полезных ископаемых. Тематика интеграционных процессов в высшей школе России требует новых прикладных исследований с учетом новых стратегий развития ресурсных университетов [5].

Прикладная геология и технические науки, важные для подготовки инженеров-нефтяников и горняков, весьма разнородны. Поэтому сравнительные оценки должны проводиться в пределах сравнимых областей знаний. Международные базы данных «WoS» и «Scopus» неточно отражают результативность в технических науках из-за их мультидисциплинарности. Конечно, технический или технологический уклон вузовской науки в РГУ нефти и газа создает лучшую базу для подготовки и публикации статей в престижных иностранных журналах (как правило, на английском языке), чем в МГРИ–РГГРУ. Поэтому использование количественных индикаторов, основан-

ных на показателях публикационной активности и цитируемости по этим базам данных в качестве основных, не может являться единственной формой оценки эффективности.

Помимо журнальных статей в технических науках большую роль играют технические отчеты, публикации программного обеспечения и методик технических расчетов с открытой лицензией, патентная деятельность, показатели внедрения научных разработок, работы по контрактам с промышленностью и т.д. Особую роль играют международные патенты, а также проданные/переданные в реальный сектор экономики патенты и иные формы интеллектуальной собственности. Соответственно, при их оценке им должен присваиваться повышающий коэффициент, размер которого должен определяться экспертной оценкой.

Очевидно, присоединение МГРИ–РГГРУ к РГУ нефти и газа, как специфического вуза с невысокой публичностью научных статей и их цитированием в иностранной периодике, отчасти ухудшит требуемую отчетную статистику. Далее следует стремиться к адекватным оценкам нашего вузовского научного потенциала. Такой потенциал надо наращивать.

### **Существенное отставание России по затратам на проводимые НИОКР**

В условиях высоких мировых цен на нефть и другие виды не созданного трудом природного сырья России с ее огромными природными ресурсами страна могла получать значительные сырьевые экспортные доходы, направляя их частично на закупки за рубежом новейшего оборудования, машин, приборов и материалов. Это обеспечивало в прошлые годы общее развитие технологической базы страны. Такая экономическая политика слабо инновационного производства, однако, игнорировала необходимость достаточного развития сферы собствен-

<sup>5</sup> URL: <http://www.newsru.com/finance/16aug2016/giiru43d.html>

ных НИОКР и уточнение перспективных направлений науки и техники, в том числе вне нужд оборонной промышленности.

Как показывает сравнительный анализ по странам мира, в целом ин-

новационная практика России весьма неудовлетворительна, заметно отклоняясь в худшую сторону от деятельности в развитых странах мира (США, Германии, Финляндии, Южной Кореи и др.).

Показательны данные *табл. 1 и 2.*

По данным из правительственных исследовательских организаций, более половины профинансированных из бюджета РФ НИОКР относятся к «военно-ориентиро-

Таблица 1

Десять стран мира с наивысшими затратами на национальные НИОКР в 2015 году

Страна	Внутренние затраты на исследования и разработки		Ассигнования на исследования и разработки из средств государственного бюджета		Исследователи (в эквиваленте полной занятости, чел.-лет)	
	всего, млн долл. США	в % к ВВП	всего, млн долл. США	в % к ВВП	всего	на 10 000 занятых в экономике
1. Израиль	11032,9	4,21	1644,1	0,63	63728	174
2. Южная Корея	68937,0	4,15	19933,5	1,20	321842	128
3. Япония	160246,6	3,47	34679,3	0,75	660489	102
4. Финляндия	7175,6	3,31	2166,3	1,00	39196	157
5. Швеция	14151,3	3,30	3575,3	0,83	62294	133
6. Дания	7513,4	3,06	2538,8	1,03	40858	149
7. Швейцария	13251,4	2,96	3898,1	0,87	35950	75
8. Австрия	11282,2	2,95	3066,3	0,80	39923	94
9. Германия	100991,4	2,85	31961,8	0,90	360365	85
10. США	456977,0	2,73	132477,0	0,79	1265064	87
<i>Справочно</i>						
<b>Китай</b>	<b>336495,4</b>	<b>2,08</b>	—	—	<b>1484040</b>	<b>19</b>
<b>Россия</b>	<b>44442,9</b>	<b>1,19</b>	<b>34570,8</b>	<b>0,92</b>	<b>444865</b>	<b>66</b>

Источник: Справочник «Наука, технологии и инновации России. 2015» / Крат. стат. сб. — М.: ИПРАН РАН, Наука, 2015. — С. 78–80.

Таблица 2

Валовый внутренний продукт, расходы на науку и научные публикации ученых крупнейших экономик мира: 2013 год

Страна	Валовый внутренний продукт		Внутренние затраты на исследования и разработки		Число публикаций по естественным и техническим наукам	
	всего*, млрд долл. США	в % к мировому объему**	всего*, млрд долл. США	в % к мировому объему**	всего	в % к мировому числу публикаций
<b>США</b>	<b>16 768,1</b>	<b>16,29</b>	<b>457,0</b>	<b>27,63</b>	<b>373 224</b>	<b>27,48</b>
Япония	4 612,6	4,48	160,2	9,69	77 827	5,73
Южная Корея	1 661,7	1,61	68,9	4,17	49 374	3,64
Канада	1 513,0	1,47	24,6	1,49	61 342	4,53
Страны ЕС, <i>всего</i>	17 900,0	17,38	342,4	20,70	481 659	35,47
Германия	3 539,3	3,44	101,0	6,11	100 048	7,37
Франция	2 478,3	2,41	55,2	3,34	69 316	5,10
Великобритания	2 452,4	2,38	39,9	2,41	104 714	7,71
Страны БРИКС, <i>всего</i>	29 745,1	28,89	461,1	27,88	301 088	22,17
<b>Китай</b>	<b>16 157,7</b>	<b>15,69</b>	<b>336,5</b>	<b>20,34</b>	<b>187 766</b>	<b>13,83</b>
Индия	6 784,0	6,59	48,1	2,91	48 685	3,58
<b>Россия</b>	<b>3 591,4</b>	<b>3,49</b>	<b>40,7</b>	<b>2,46</b>	<b>28 317</b>	<b>2,09</b>
Бразилия	3 212,0	3,12	35,8	2,16	38 084	2,80

Источник: Справочник «Наука, технологии и инновации России. 2015» / Крат. стат. сб. — М.: ИПРАН РАН, Наука, 2015. — С. 78–80.

Примечание.

\* По паритету покупательной способности национальных валют.

\*\* С учетом данных МВФ.

ванним»<sup>6</sup>. Для них характерна высокая секретность, которая резко ограничивает публикационную активность. Для таких рейтингов лучше бы учитывать не журнальные статьи, а защищенные патенты.

Инновационный процесс в России сдерживается не только слабостью нашей научной базы (НИИ, КБ, ВУЗЫ, малые инновационные предприятия и др.), но и крайней ограниченностью широкого доступа к новейшей научной и технической периодике.

Российские ученые, инженеры, кадры высшей школы и инвесторы крайне нуждаются в лучшем доступе к иностранным научным журналам и сайтам. Особо ценная информация дается кратко и часто лишь на условиях платности, что сильно снижает научно-техническую эрудицию российских специалистов. Другой барьер — это необходимость владения английским языком и языками ведущих стран мира (ныне и китайским). Ранее в СССР эффективное и быстрое вхождение в новую тему обеспечивалось многочисленными реферативными журналами: ВИНТИ (научная советская и зарубежная литература), ВИМИ (советские и иностранные источники информации по военной науке и технике), ИНИОН (общественные науки). В России в этой сфере — свой глубокий информационный кризис.

Без сомнения, российская наука и промышленность нуждаются в зарубежной информации, документации или технических образцах, часть которых можно добыть тайной разведывательной работой.

<sup>6</sup> См.: Федеральное казначейство. Ежегодный мониторинг средств, выделенных из федерального бюджета на финансирование НИОКР (в том числе по приоритетным направлениям инновационного развития России. Аналитический отчет. — М.: Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. Декабрь 2014. — С. 10.

### Образовательные успехи МГРИ-РГГРУ

Реформируемый «МГРИ» (как новая часть РГУ нефти и газа) известен ориентацией преимущественно на прикладную геологию и технологию разработки твердых полезных ископаемых (руды и металлы, уран, уголь и др.), а также водных ресурсов и нефть. Общая численность студентов специализированного на прикладной геологии МГРИ-РГГРУ в 2015/2016 учебном году составила около 5 тыс. человек, в том числе 803 иностранных граждан из 45 стран ближнего и дальнего зарубежья. На базе университета в интересах совершенствования геологического и горного образования в вузах России приказом Минобрнауки РФ создана «Федеральная инновационная площадка».

Многообразная деятельность отражена на сайте МГРИ-РГГРУ: [www.mgri-rggru.ru](http://www.mgri-rggru.ru).

Прошедшая приемная кампания по 2016/2017 учебному году успешно завершена по очной и вечерней форме. В этом году особенно много студентов (почти 100 человек) было принято из колледжей Москвы. Заметно увеличился и прием иностранных граждан. Идет обучение по новым инженерным направле-

ниям. Все это результат мировой известности бренда «МГРИ», качества геологического образования и большой востребованности таких новых кадров в промышленности России и мира.

Российские университеты финансово весьма заинтересованы в иностранных учащихся, и за них в высшей школе идет острая конкуренция.

В табл. 3 приводятся данные о численности иностранных граждан в МГРИ-РГГРУ по различным видам обучения на 1 февраля 2016 года. Общее число бакалавров, специалистов и магистров составило 696 человек.

Фактором особой конкурентоспособности МГРИ-РГГРУ в самой России и за границей является:

- 1) его расположение в Москве как крупнейшем мегаполисе мира;
- 2) наличие в вузе ряда сильных научных школ (особенно по урановой геологии и гидрогеологии);
- 3) наличие большого, современного студенческого общежития рядом с учебным корпусом.

Совершенствование инженерного геологического образования и его качества обусловлено сложившейся структурой обучения студентов по очной, вечерней и заочной формам обучения. При этом заочное обучение в МГРИ-РГГРУ очень востребовано

Таблица 3

**Численность иностранных граждан в МГРИ-РГГРУ по различным видам обучения** (по данным на 1 февраля 2016 года)

Программа обучения	Всего	Форма обучения		
		гос. линия	бюджет	контракт
Подготовительное отд.	18	—	—	18
Бакалавры	338	31	72	235
Специалисты	302	25	106	171
Магистры	56	4	12	40
Аспиранты	20	7	—	13
Докторанты	—	—	—	—
Среднее ПО (филиал в Старом Осколе)	53	—	24	29
Итого:				
студенты	787	67	214	506
стажеры, в том числе повышение квалификации	16	—	—	16
Всего	803	67	214	522

в удаленных регионах с масштабным недропользованием. В 2015/2016 учебном году в лидерах очного образования — специалитет и «Прикладная геология» (147 человек, из них платных — 18), а заочного — балаквариат и «Нефтегазовое дело» (64 человека, из них платных — 39).

МГРИ–РГГРУ в опоре на многочисленные научные организации РАН, Минобрнауки, Минпромторга, Минприроды и др. обеспечивает качественную подготовку и защиту кандидатских и докторских диссертаций из сторонних предприятий и организаций (вузов, НИИ и др.) России, стран СНГ и зарубежных стран. Несмотря на трудности со сбором первичных данных в частных компаниях, эффективность работы аспирантуры иллюстрируется данными табл. 4.

Большинство диссертационных работ посвящено решению проблем, имеющих важное значение для минерально-сырьевого комплекса страны (табл. 5).

Рост платности образования в России для студентов и аспирантов в МГРИ–РГГРУ вызывает тревогу. Надо подчеркнуть, что, по данным финансистов МГРИ–РГГРУ, плата за образование и проживание в общежитии обеспечивает финансирование деятельности вуза почти на 70%. Однако допустимый (!) минимальный размер платы за обучение вызывает в вузе большие споры. Хотелось бы, чтобы далее в сферу прикладной геологии, геофизики, открытых и подземных горных работ шло больше молодых людей из «глубинки».

### Резкий рост приема студентов в 2017/2018 учебном году

Минобрнауки России учитывает высокий уровень обеспеченности площадями сотрудников и студентов МГРИ–РГГРУ, что является редкостью для перегруженной Москвы. Кроме того, в вузе богатейшая научная библиотека по геологии и горному делу, пополняемая также литературой на электронных носителях.

Итоги работы аспирантуры МГРИ–РГГРУ в 2011–2015 годах

Таблица 4

Год	Количество окончивших аспирантуру	Из них количество защитившихся в срок до одного года после завершения обучения	Количество защитившихся в срок свыше одного года, но до двух лет после завершения обучения	Процент защит кандидатских диссертаций, %
2011	43	13	0	33
2012	37	11	0	30
2013	37	13	0	35
2014	21	4	0	19
2015	27	9	1	33

Количество обучающихся из числа граждан РФ в аспирантуре и докторантуре МГРИ–РГГРУ в 2015 году

Таблица 5

Коды направлений	Наименование специальности	Аспиранты	Докторанты
04.06.01	Химические науки	0	0
05.06.01	Науки о Земле	53	2
08.06.01	Техника и технологии строительства	0	0
09.06.01	Информатика и вычислительная техника	6	0
20.06.01	Техносферная безопасность	1	0
21.06.01	Геология, разведка и разработка полезных ископаемых	29	1
38.06.01	Экономика	14	0
<i>Всего</i>		103	3

По инициативе Минобрнауки в 2017 году «МГРИ» заметно увеличивает бюджетный прием студентов (см. табл. 6).

В рамках нового госзаказа прием на очное обучение (балаквариат, магистратура, специалитет) увеличится с 461 до 661 чел., по заочной форме — с 165 до 242 чел. Но снижается прием на вечернюю форму — с 75 до 60 чел. Прием на специальность «Прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия» по очной форме возрастает с 230 до 265 чел. Новостью является госзаказ по направлению «Технология легкой промышленности» (по очной форме: балаквариат — 16 человек и магистратура — 25 человек; по заочной форме: балаквариат — 15 человек). Речь идет о геммологии и подготовке кадров по специальности «Техно-

логия художественной обработки материалов» для развития прикладной геологии, росте добычи в России драгоценных камней, развитию ювелирной промышленности и наращивании экспорта качественных ювелирных товаров.

В научно-методическом плане в МГРИ–РГГРУ большая аналитическая работа проведена по линии УМО по прикладной геологии. Были изданы вузовские брошюры:

1) Организация учебно-методической работы МГРИ–РГГРУ по прикладной геологии и новые задачи в условиях действия Закона «Об образовании в Российской Федерации» от 29 декабря 2012 года № 272-ФЗ. Сб. статей и документов. — М.: МГРИ–РГГРУ, 2013. — 88 с.

2) Основные задачи повышения качества подготовки специалистов



Таблица 6

**Контрольные показатели Минобрнауки России приема студентов  
 на бюджетное обучение для МГРИ–РГГРУ на 2016 и 2017 годы**

Направления подготовки студентов	Всего, чел.		В том числе очное обучение	
	2016 год	2017 год	2016 год	2017 год
<b>БАЛАКВАРИАТ</b>				
Математика и механика	19	15	19	15
Науки о Земле	70	104	60	72
Техника и технологии строительства	10	35	—	15
Информатика и вычислительная техника	35	49	20	29
Техносферная безопасность и природоустройство	28	44	18	19
Прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия	45	49	20	24
Технология легкой промышленности	—	31	—	16
Техника и технологии наземного транспорта	—	18	—	18
<i>Итого</i>	207	345	137	208
<b>МАГИСТРАТУРА</b>				
Математика и механика	10	10	10	10
Науки о Земле	44	50	24	50
Техника и технологии строительства	30	48	—	18
Прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия	90	110	60	75
Технология легкой промышленности	—	25	—	25
Экономика и управление	15	31	—	—
Техносферная безопасность и природоустройство	—	10	—	10
<i>Итого</i>	189	284	94	188
<b>СПЕЦИАЛИТЕТ</b>				
Прикладная геология, горное дело, нефтегазовое дело и геодезия	305	334	230	265
<i>Итого</i>	305	334	230	265
<b>Всего по образовательным программам</b>	701	963 (137%)	461	661 (143%)

для минерально-сырьевого комплекса Российской Федерации. Сб. статей и докладов. — М.: МГРИ–РГГРУ, 2014. — 136 с.

Жаль, что МГРИ–РГГРУ уже лишился своего специализированного УМО, в работе которого большое значение имели организация издания новых учебников и их рецензирование для использования в профильных вузах России. В целом, эта издательская работа нуждается в своем «рывке». Мало новых, содержательных учебников, в том числе переводных. Понятны новые труд-

ности (в плане прикладном) для МИСиС, где должно быть укрупненное УМО.

**Два базовых варианта слияния МГРИ–РГГРУ в начале 2016 года**

К концу 2015 года сценариев присоединения нашего узкоспециализированного технического университета было лишь два. Первый — «международный» вариант с присоединением к Российскому университету дружбы народов, с которым мы находимся в шаговой доступности

(200 м) на ул. Миклухо-Маклая. Второй — «нефтегазовый» вариант с вхождением в структуру РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Накануне 2016 года казался решенным первый проект, о чем мне пришлось сказать в своем Новомодном поздравлении. Появлялась возможность приобщиться к сильной научной математической школе РУДН. Но здесь есть другой привлекательный фактор «большой международной политики для России». Бюджетная эффективность растущих затрат по обучению иностранных граждан для работы в сфере недропользования Африки, Азии и Латинской Америки выразится так или иначе в усилении экономической роли России в мире, расширении поставок из страны товаров и услуг в другие страны, более полном использовании ресурсов многих вузов, эмиграционном притоке образованных специалистов из стран СНГ и дальнего зарубежья и др.

Позже, в феврале 2016 года, победил второй вариант интеграции, который одновременно поддержало руководство Минобрнауки, Минприроды и АО «Росгеология». Присоединение МГРИ–РГГРУ к РГУ нефти и газа обеспечивает иное ресурсное развитие нашего инженерного образования. И в таком «нефтегазовом» варианте есть свои сильные стороны. В частности, наши юноши получают доступ к военной кафедре РГУ нефти и газа.

Видятся новые управленческие задачи и нужные деловые контакты:

1) в сфере недропользования России и геологической отрасли, представленной структурами Минприроды России, Роснедра и АО «Росгеология»;

2) в сфере российского высшего и среднего профессионального образования и сложной руководящей деятельности Минобрнауки России.

Важно, что сегодня Россия находится в стадии смены исчерпавшей себя слабо инновационной «экономической модели», включая сферу недропользования.



Есть свой «интеграционный» парадокс. В начале 2016 года вышла наша объемная монография по особенностям интеграции технических университетов с научными организациями, предприятиями и структурами власти на отраслевом и региональном уровнях [5]. В книге детально рассмотрены актуальные проблемы совершенствования высшего профессионального образования. Для МГРИ–РГГРУ — это геологическое, горное, экологическое и экономическое образование. Недропользование в России может быть инновационным, интегрированным в мировое хозяйство и более эффективным. По итогам анализа в монографии даны рекомендации по совершенствованию интеграции профессионального образования, науки, промышленности и бизнеса в России.

Как известно, основной объем геологоразведочных работ в России выполняется в частном корпоративном секторе, децентрализовано, при ведении промышленной разработки различных месторождений полезных ископаемых. Однако в последние годы из всех национальных затрат на российскую геологоразведку 80% было направлено на поиск нефти и газа. С другой стороны, внебюджетные (корпоративные) затраты на геологию в России составляли около 90% от всех национальных затрат. Это говорит о том, что наши выпускники (геологи, геофизики и горные инженеры) в основном работают вне государственного сектора с подчиненностью Минприроды РФ и Федеральному агентству по недропользованию, включая АО «Росгеология».

В структуре ведущего исследовательского РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, очевидно, улучшатся интеграционные связи «МГРИ» с компаниями «Роснефть», «ЛУКОЙЛ», «Газпром», «Сургутнефтегаз», «Татнефть», «Славнефть», «Башнефть» и другими добывающими нефтегазовыми компаниями.

Не ломая широко известное наименование «РГУ нефти и газа», многим управленцам и специали-



стам в российском геологическом сообществе видится реальная возможность добавить одно емкое слово — «и геологии».

Вместе с тем в начатой интеграции обнаруживается большой «минус». По ряду инженерных проблем с учетом многолетней специализации на геологии твердых полезных ископаемых (особенно металлов, в частности урана, редких и редкоземельных металлов) МГРИ–РГГРУ ближе к МИСиС, а не РГУ нефти и газа. Так, в 2016 году вуз завершает трехгодичную НИР «Разработка рекомендаций по развитию минерально-сырьевой и производственной базы редкометалльных полезных ископаемых России с учетом мировых тенденций».

По потреблению редких металлов Россия также значительно отстает от промышленно-развитых стран, в частности, от США — в 50 раз по германию и индию, в 15–20 раз — по рению, танталу и ниобию, в 4 раза — по литию и РЗМ. Лидерами роста потребления за рубежом сегодня являются литий и редкоземельные металлы. При этом надо отметить, что спрос и цены на редкие металлы активно растут, опережая по темпам роста многие традиционные виды полезных ископаемых [3, с. 3].

Эти цифры говорят еще об одной стороне конкурентоспособности американской техники с повышенным применением высокопрочных легированных сталей. Конечно, спецстали с добавками редких и редкоземельных металлов (титан, ванадий, вольфрам, ниобий, неодим и др.) нужны не только оборонной, но и нефтегазовой и химической промышленности.

Принцип эффективной интеграции с другими ресурсными вузами, а также научными организациями и промышленными добывающими или наукоемкими компаниями сферы недропользования в любом случае отраслевой, т.е. «сырьевой», «ресурсный», «геологоразведочный», «нефтегазовый».

Для ряда наших кафедр упрощается доступ к использованию некоторой уникальной техники и оборудования, которыми оснащены подразделения РГУ нефти и газа. Вместе с тем МГРИ–РГГРУ имеет уникальные учебные полигоны в Сергиевом Посаде Московской области и в Крыму, что крайне важно для организации учебных геологических и горных практик.

Что является другим чувствительным «минусом»? В условиях пользования общественным транспортом в Москве продолжительность поездки с одной площадки на

другую занимает 1 час в одну сторону. Это затруднит требуемый коммуникативный процесс как для деловых, так и для научно-образовательных целей.

Как показывает опыт укрупнения других российских вузов, в самый первый год совместной деятельности могут возникнуть сложные организационные и финансовые проблемы и даже конфликтные ситуации, но впоследствии, так или иначе, они компромиссно и эффективно разрешаются.

Важно, что по согласованию с Минобрнауки и РГУ нефти и газа МГРИ-РГГРУ вливается в нефтегазовый университет как крупное целостное структурное подразделение со своим авторитетным брендом «МГРИ».

#### Выводы и рекомендации

С присоединением МГРИ-РГГРУ к исследовательскому РГУ нефти и газа хотелось бы в ближайшие годы достичь разностороннего «синергического эффекта».

Подготовка новых квалифицированных кадров в области высшего геологического образования со знанием лучшего российского и зарубежного опыта эффективного недропользования является условием перехода к новой инновационной экономической модели хозяйствования в России.

Можно отметить недостаточное внимание к сфере профессионального геологического и горнопромышленного образования со стороны Минобрнауки, Минприроды и Минэнерго РФ, АО «Росгеология» и основных работодателей из крупного и среднего бизнеса. В России подушевое финансирование геологического образования со стороны Минобрнауки в 1,5–2 раза ниже, чем в университетах, работающих на наукоемкую оборонную промышленность России. Бесспорно, что «геолог» стоит дороже «экономиста»!

Эффективное геологическое образование требует конструктивного взаимодействия между собой: груп-



пы ресурсных университетов; профильных министерств (Минобрнауки, Минприроды, Минпромторга, Минэнерго); компаний крупного и среднего бизнеса по новым стратегиям инновационной модернизации. В основе такого взаимодействия должны быть: «проектный подход» и опора на общественные профессиональные союзы и ассоциации.

В целях исполнения ст. 19 ФЗ «Об образовании в Российской Федерации» необходимо вернуться к финансированию деятельности вузовских Учебно-методических объединений (УМО). Для качественного профессионального образования особо значима научно-методическая и управленческая работа по оценке качества учебников и учебных пособий, используемых вузами и ссузами, включая их «унификацию» и «стандартизацию» по отдельным учебным курсам.

Совместно с Министерством природных ресурсов и экологии Российской Федерации, Федеральным агентством по недропользованию, АО «Росгеология», геологическими организациями и горнодобывающими компаниями нужно разработать

«Порядок организации и проведения производственной (полевой) практики студентов ресурсных технических университетов». Ввести в учебные курсы по геологическим специальностям летнюю производственную практику продолжительностью до 6 месяцев, организовав финансовую поддержку такой практики (транспортные расходы, денежное содержание и др.).

При участии Минобрнауки России следует сбалансировать не только требуемое инновационное развитие технических университетов, с тем, чтобы они более активно проводили НИОКР, но и образовательную миссию российских научных организаций. Это является новой важной задачей. Пока российские НИИ и КБ основной кадровый упор делают на развитие аспирантуры и докторантуры (т.е. не студентов старших курсов). Необходимо создание во всех значимых НИИ и КБ, включая систему РАН и отраслевых Академий, межвузовских Учебных кафедр и Научно-образовательных центров. Нужны систематические краткосрочные учебные «мастер-классы» для студентов старших курсов.



В структуре геологической отрасли (Минприроды РФ) необходимы учебные межвузовские объекты (учебные базы, полигоны, центры коллективного пользования оборудованием для проведения НИОКР и др.).

Для решения ряда наших вузовских проблем руководство Минприроды РФ должно бы включить в действующие нормативно-правовые акты, включая ФЗ «О недрах», ряд новых норм инновационной направленности, учитывающих нужды научных организаций и высших учебных заведений, по их участию в освоении крупными компаниями-победителями тендеров Федерального агентства по недропользова-

нию новых месторождений полезных ископаемых, с этой целью ввести дополнительный оценочный показатель интегрированности компании с научными организациями и вузами.

Таким образом, впереди всех нас, ученых, инженеров, преподавателей, производителей и работодателей, ждут большие задачи и нам много чего надо будет сделать!

Не следует медлить с решением весьма простых вопросов!

Ведь сильные в инновационном отношении иностранные конкуренты часто в конкурентной борьбе умело и эффективно опережают Россию!



#### Список использованной литературы

1. Государственный доклад Минприроды РФ «О состоянии и использовании минерально-сырьевых ресурсов Российской Федерации в 2014 году». — М., 2015. — 316 с.
2. Исследовательские университеты США: механизмы интеграции науки и образования. — М.: Магистр, 2016. — 399 с.
3. *Кременецкий А.А., Архипова Н.А.* Вклад редких металлов в повышение инвестиционной привлекательности центров экономического развития России. — Разведка и охрана недр, 2011, № 6. — С. 3.
4. *Лисов В.И.* Проблемы развития высшего инженерно-технического образования России. — М.: Изд. дом МГРИ-РГГРУ, 2013. — 298 с.
5. *Лисов С.В., Лисов В.И.* Интеграционные тенденции высшего профессионального образования России. — М.: ЦентрЛитНефтеГаз, 2016. — 453 с.
6. Наука, технологии и инновации России. 2015: крат. стат. сб. — М.: ИПРАН РАН, НАУКА, 2015. — 108 с.
7. Новое позиционирование Российской Федерации в глобальном хозяйстве — возможности и перспективы (Доклад) — М.: Фонд «Институт современного развития», 2015. — 127 с.

#### References

1. State report of the Ministry of natural resources. The status and use of mineral resources of the Russian Federation in 2014. — М., 2015. — 316 p.
2. Research universities USA: mechanisms of integration of science and education. — М.: Master, 2016. — P. 399.
3. *Kremenetsky A. A., Arkhipova N.* The contribution of rare metals to increase the investment attractiveness of the centres of economic development of Russia // Prospecting and protection of mineral resources. 2011. № 6. — P. 3.
4. *Lisov V.I.* Problems of development of higher engineering education of Russia. — М.: Publishing House «MGRI-RSGPU», 2013. — 298 p.
5. *Lisov S.V., Lisov V.I.* Integration tendencies of higher professional education of Russia. — М.: CentrLitNefteGas, 2016. — P. 453.
6. Science, technology and innovation in Russia. 2015: the times. stat. col. — Moscow: ISS RAS, Nauka, 2015. — 108 p.
7. The new positioning of the Russian Federation in the global economy — opportunities and prospects (Report) — Moscow: Fond «Institute of modern development», 2015. — P. 127.

# Перспективные направления развития системы обращения с отходами ПАО «Газпром»

**А.Г. Ишков**, доктор химических наук, заместитель начальника Департамента – начальник Управления ПАО «Газпром», вице-президент Российской экологической академии, профессор кафедры ЮНЕСКО РХТУ им. Д.И. Менделеева

**С.В. Коняев**, кандидат географических наук, заместитель начальника Управления – начальник отдела ПАО «Газпром»

**Н.Б. Пыстина**, кандидат экономических наук, директор Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

**Н.В. Попадьюко**, кандидат технических наук, заместитель директора Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

*Аннотация.* В статье рассмотрены инициативы ПАО «Газпром» по реализации государственной политики в области обращения с отходами производства и потребления. Сформулированы задачи и определены приоритетные направления развития деятельности в области обращения с отходами производства и потребления с учетом региональной специфики размещения объектов ПАО «Газпром». На основе анализа действующей системы обращения с отходами Общества показано, что по всем видам деятельности существуют реальные возможности для ее дальнейшего совершенствования и достижения корпоративной экологической цели – снижения доли отходов, направляемых на захоронение. Приведены рекомендации по оптимизации деятельности Общества в области обращения с отходами, а также рассмотрены перспективные схемы обращения с отходами в ПАО «Газпром» для объектов, расположенных в различных регионах России. Предложены пути совершенствования системы управления отходами на этапах жизненного цикла производственных объектов ПАО «Газпром».

*Ключевые слова:* отходы производства и потребления; отходы бурения; утилизация; обезвреживание; хранение; захоронение; региональная специфика; система управления.

## The perspective directions of development of system of wastes handling in PAO «Gazprom»

**A.G. Ishkov**, Doctor of Chemistry, Deputy Head of Department – Head of Directorate of PAO «Gazprom», Vice-President of the Russian Ecological Academy, Professor of UNESCO chair of RHTU

**S.V. Konyaev**, Deputy Head of Directorate – Head of Division of PAO «Gazprom»

**N.B. Pystina**, PhD in Economics, Director of the Center for HSE and Efficient Energy Use

**N.V. Popadko**, PhD in Engineering, Deputy Director of the Center for HSE and Efficient Energy Use

*Abstract.* The article deals with the PAO «Gazprom» initiatives on implementation of state policy in the field of system of wastes handling. Tasks are formulated and the priority directions of development of activity in the field of industrial and consumer wastes handling taking into account regional specifics of placement of objects of PAO «Gazprom» are defined. The authors analyzed the operating system of wastes handling of Society. It is shown that on all types of activity there are real opportunities for its further improvement and achievement of the corporate ecological purpose (decrease in share of the waste directed on burial). Recommendations about optimization of Society activities in the field of wastes handling are provided, and also perspective schemes of wastes handling in PAO «Gazprom» for the objects located in different regions of Russia are considered. The paper identified the ways of improvement of control system by waste at stages of life cycle of manufacturing objects of PAO «Gazprom».

*Keywords:* industrial and consumer waste; drilling waste; utilization; neutralization; storage; burial; regional specifics; control system.

Постоянное внимание к вопросам снижения негативного воздействия на окружающую среду и здоровье работников с учетом масштабов и обширной географии производства, с одной стороны, и существенные изменения в законода-

тельном поле по обращению с отходами производства и потребления [1–4, 8–9], с другой стороны, обусловили актуальность определения перспективных направлений развития системы обращения с отходами производства и потребления в ПАО

«Газпром» на среднесрочный период.

Учитывая основные принципы государственной политики в области обращения с отходами, приоритетность направлений государственной политики в области обра-

ния с отходами [1–3], ключевые вызовы, влияющие на развитие системы управления природоохранной деятельностью в Обществе, в том числе в части обращения с отходами, а также обязательства, принятые на себя в экологической политике Общества [11], была разработана генеральная схема обращения с отходами производства и потребления для объектов ПАО «Газпром» с учетом региональных особенностей.

### **Задачи и перспективные направления развития в области обращения с отходами**

Генеральная схема обращения с отходами производства и потребления для объектов ПАО «Газпром» определяет задачи среднесрочного развития природоохранной деятельности Общества в части обращения с отходами производства и потребления, приоритетные направления и экономически обоснованные перспективные схемы обращения с отходами с учетом региональной специфики.

Основными задачами в области обращения с отходами производства и потребления являются:

- оптимизация деятельности по обращению с отходами производства и потребления дочерних обществ ПАО «Газпром» с учетом приоритетности государственной политики в области обращения с отходами и региональной специфики расположения производственных объектов Общества;

- выявление путей снижения затрат Общества на размещение отходов производства и потребления на объектах хранения и захоронения;

- обоснование перспективных схем по обращению с отходами с учетом перехода на наилучшие доступные технологии.

Решение перечисленных задач возможно за счет следующих приоритетных направлений развития деятельности в области обращения с отходами:

- переход на максимальное полезное использование образующих-

ся отходов, их регенерацию и рециклинг с целью дальнейшего применения в технологических процессах основного и вспомогательного производства;

- внедрение наилучших доступных технологий, обеспечивающих минимальное образование отходов в основных видах деятельности Общества или являющихся полностью безотходными технологиями.

Характеризуя действующую систему обращения с отходами ПАО «Газпром», стоит отметить, что источниками образования отходов являются технологические процессы основного и вспомогательного производства дочерних обществ, наибольший вклад в объем образования отходов вносит газодобывающий бизнес-сегмент (более 40% в 2014 году), в основном за счет образования отходов бурения скважин (почти 57% от общего объема образующихся отходов по виду деятельности и 24% от основного объема отходов производства и потребления по ПАО «Газпром»).

Устойчивый тренд на снижение объема отходов, направляемых на хранение и захоронение в Обществе (в 2014 году достигнуто снижение доли отходов, направляемых на захоронение, на 10,5% по отношению к показателю 2011 года [12]), демонстрирует достижение корпоративной экологической цели ПАО «Газпром» на 2014–2016 годы — снижение доли отходов, направляемых на захоронение. Стоит отметить, что анализ обращения с отходами ПАО «Газпром» показывает, что по всем видам деятельности существуют реальные возможности для дальнейшего совершенствования системы обращения с отходами и снижения доли отходов, направляемых на захоронение, что может быть достигнуто планомерной работой по следующим направлениям:

1. Учет направлений государственной политики, обязательств экологической политики ПАО «Газпром» и принятых экологических целей в области обращения с отходами еще на этапе проектирования

производственных объектов Общества, что предполагает всестороннее изучение региональной и производственной специфики при проектировании системы обращения с отходами для всех стадий жизненного цикла объекта, соответствие критериям наилучших доступных технологий, в том числе сокращение отходов в источнике образования и максимального использования отходов в собственном производстве (многостадийного использования продукции).

2. Минимизация образования отходов на этапе строительства за счет более полного использования сырья, материалов и оборудования в технологических процессах и сокращения сроков работ; проведения ремонта и технического обслуживания техники на строительных базах; проведения заправки горючесмазочными материалами выездными бригадами баз механизации и передвижными заправщиками; обеспечения вывоза отходов в места хранения/захоронения непосредственно в процессе производства строительных работ.

3. Планирование и осуществление закупок (товаров и услуг на стадии потребления) с учетом требований по минимизации количества и степени опасности образующихся отходов.

4. Полномерное использование технологических и организационных мероприятий по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, обезвреживанию и размещению отходов, направленных на минимизацию образования отходов и оптимизацию их обращения с учетом производственной и региональной специфики, а также повышение экологической культуры работников Общества в части обращения с отходами.

5. Применение дифференцированных подходов при выборе способа утилизации и обезвреживания отходов с учетом состава и физико-химических характеристик отходов, их опасных свойств, региональных особенностей, экономической целе-



сообразности процессов утилизации и обезвреживания отходов.

6. Применение принципа «ZERO WASTES» (минимально возможные сбросы загрязняющих веществ со сточными водами; минимально возможное образование отходов; минимально возможные потери ресурсов и энергии) для морских месторождений или объектов, расположенных на экологически уязвимых территориях с природоохранными ограничениями.

7. Участие в разработке (с целью учета специфики объектов ПАО «Газпром» и установления обоснованных технологических показателей) и дальнейшее применение информационно-технических справочников наилучших доступных технологий в нефтегазовом комплексе и в области обращения с отходами.

8. Разработка инновационных технологий утилизации и обезвреживания приоритетных групп отходов производства ПАО «Газпром».

9. Использование перспективных схем обращения с отходами, под которыми понимается набор вариантов обращения с отходами, обеспечивающих их технологически эффективный, экологически безопасный и экономически целесообразный оборот на объектах ПАО «Газпром». Выбор конкретного варианта обращения с отходами следует осуществлять по результатам эколого-экономической оценки с учетом региональных и технологических особенностей производственных объектов, физико-химических свойств отходов, развитости региональной инфраструктуры по переработке и сбыту отходов.

В случае если утилизация отходов в дочерних обществах ПАО «Газпром» невозможна или нецелесообразна, отходы следует передавать специализированным организациям с целью их последующей утилизации. При образовании значительного количества отходов и отсутствии возможности (рынка сбыта) для их утилизации приоритетным направлением является их обезвреживание с целью уменьше-

ния их объема и класса опасности перед размещением.

Основные направления снижения количества отходов производства и потребления, направляемых на захоронение, приведены на *рис. 1*.

На сегодняшний день объем образования отходов всех классов опасности в России более чем в два раза превышает объем их использо-

вания [10]. Приоритетным направлением в обеспечении экологически безопасного обращения с отходами на территории федеральных округов (ФО) является сокращение объемов несанкционированного размещения опасных промышленных отходов через вовлечение их в повторное использование в качестве вторичного сырья.

### ПРОИЗВОДСТВЕННЫЕ ОТХОДЫ IV-V КЛАССА, В ТОМ ЧИСЛЕ БУРОВЫЕ ОТХОДЫ (ТВЕРДАЯ И ЖИДКАЯ ФАЗА), ТВЕРДЫЕ КОММУНАЛЬНЫЕ ОТХОДЫ (ТКО)

#### Первоочередные мероприятия по обращению с отходами, не требующие технического переоснащения, реконструкции

- ведение учета в области обращения с отходами;
- накопление и хранение в специально оборудованных местах с соблюдением необходимых требований;
- маркировка мест временного складирования, хранения отходов, в том числе емкостей, контейнеров, бочек, с указанием накапливаемых, хранимых отходов;
- не смешивание отходов, предназначенных для вывоза на полигон ТКО, с другими отходами;
- вывоз и передача отходов специализированным организациям для переработки и утилизации;
- перевод отходов, образовавшихся в процессе осуществления производственной деятельности, в сырье, побочную продукцию;
- вывоз и передача отходов специализированным организациям для утилизации, обезвреживания, размещения и др.

#### Перспективные мероприятия по снижению количества отходов, направляемых в места хранения и захоронения

- применение (2–4-) ступенчатых систем очистки отработанного бурового раствора с двойным центрифугированием; с дополнительными средствами очистки с последующим возвратом водной фазы бурового раствора и утяжелителя в технологический процесс;
- применение блока коагуляции, флокуляции и центрифугирования с последующим возвратом водной фазы после очистки бурового раствора;
- применение технологии закачки отходов бурения в подземные горизонты при использовании буровых растворов с содержанием солей более 1%;
- размещение жидких и твердых отходов бурения в подземные резервуары в многолетнемерзлых породах в течение срока бурения эксплуатационных скважин;
- физико-химическая обработка отходов бурения с использованием минеральной добавки, осушителя и отвердителя с получением строительного материала;
- химический метод обезвреживания и утилизации жидких и пастообразных нефтесодержащих и буровых шламов с получением минерального порошка для строительных материалов;
- биологический метод обезвреживания и утилизации нефтесодержащих отходов с использованием гуминовых кислот и получением мелиоранта для рекультивации земель;
- переход к системе обращения с отходами по принципу «ZERO WASTE» и др.

**Рис. 1.** Основные направления снижения количества отходов производства и потребления, направляемых на захоронение

Переработка отходов является одной из основных операций в общей схеме управления отходами, которая экономически выгодна, поскольку продукция, произведенная из вторичного сырья, дешевле за счет экономии энергии, воды и первичных ресурсов.

С учетом региональной составляющей наиболее благоприятная ситуация с использованием (переработкой) отходов складывается в Северо-Кавказском, Сибирском, Южном и Дальневосточном федеральных округах, а с наличием рынков сбыта отходов для использования в

качестве вторичного сырья и продукции — в Северо-Кавказском, Уральском и Центральном ФО. Основными системными проблемами в сфере обращения с отходами производства и потребления в Уральском, Сибирском и Дальневосточном округах является сложная транс-

**Перспективные схемы по обезвреживанию и утилизации отходов бурения**

Отходы бурения	Способ обезвреживания и утилизации	Получаемый продукт и его свойства	Направления применения
ОБР* с плотностью до 1,2 г/см <sup>3</sup> с составом: глина бентонитовая 3–20%; утяжелитель 5–50%; реагенты-регуляторы	Регенерация активных компонентов ОБР	Глинопорошок (повышает качество цементирования скважин)	Цементирование скважин. Приготовление глинистых буровых растворов
	Добавка к смеси для приготовления кирпича и керамзита	Глинистый кирпич (повышенная трещиностойкость) и керамзит (высокая прочность и пористость)	Строительный материал
	Связывание состава	Продукт для крепления скважин (повышение качества сцепления, совместимости, отсутствие усадки)	Добавка и основной тампонажный материал
ОБР с содержанием нефтепродуктов и утяжелителей	Детоксикация с помощью модифицированного торфа; оксида кальция безводного; фосфорсодержащих удобрений	Искусственный почвогрунт (обеспечен элементами питания растений)	Восстановление деградированных земель
	Связывание глинистым комплексом разрозненных частиц почв	Глинистый комплекс (увеличение содержания водопрочных структурных агрегатов в почвах)	Предотвращение эрозии песчаных почв
ОБР глинистые нетоксичные	Добавление ОБР при нанесении полимерных, грунтополимерных пен на стенки амбаров	Гидроизолирующий материал	Создание противofильтрационных экранов
ОБР и БШ**	Обезвреживание смеси ОБР и БШ	Гидроизолирующий материал	Создание противofильтрационных экранов
	Обезвреживание их добавкой к удобрительным компостам и мелиорантам	Обезвреженный БШ	Рекультивация шламовых амбаров и территорий буровых
ОБР и БШ нетоксичные	Обезвреживание (детоксикация) с помощью гуминового концентрата	Получение гуминового мелиоранта для улучшения качества почв	Восстановление почв, защита от эрозий
	Отверждение засыпкой минеральным грунтом, двойным суперфосфатом с карбамидной смолой в соотношении 1:1 при содержании отверждающих компонентов от 5–25% от массы отхода	Отвержденная масса со связанными загрязняющими веществами	Рекультивация карьеров, отсыпка дорог
ОБР и БШ токсичные	Захоронение в подземных резервуарах на глубинах при содержании отверждающих компонентов 5–25% от массы отхода	Отходы в твердомерзлом состоянии	Условия распространения многолетнемерзлых осадочных пород значительной мощности
БШ	Отверждение с использованием реагента	Гранулированный строительный материал с высокой прочностью	Общестроительные земляные работы
	Центрифугирование с капсулированием	Мелкодисперсный гранулированный гидрофобный безопасный порошок	Строительный материал для насыпных оснований. Рекультивация карьеров, отсыпка дорог
	Отверждение цементом, песком	Строительный материал, гидрофобный, морозостойкий	Дорожные работы, отсыпка откосов, площадок
	Обработка модифицированным отверждающим составом (песок, цемент, сорбент)		

Примечание: \* ОБР — отработанные буровые растворы; \*\* БШ — буровые шламы

портная схема их утилизации и вывоза.

Масштабы рынка сбыта вторичных отходов сильно ограничены как по территориальному охвату, так и по видам отходов. На рынке действуют отечественные и зарубежные компании (чаще всего через своих представителей в России), предлагающие наиболее простые решения, ориентированные на сбор, частичную сортировку, прессование, захоронение и, в меньшей степени, на обезвреживание и утилизацию отходов производства и потребления.

Для оптимизации управления потоками отходов в регионах и решения проблемы уменьшения количества захораниваемых отходов за счет извлечения из них вторичных материальных ресурсов и вовлечения их в промышленный оборот разрабатываются территориальные схемы обращения с отходами.

Так как объем отходов бурения газодобывающего сектора значительно превышает объемы остальных видов приоритетных для использования отходов других сегментов, а в общем объеме платы за негативное воздействие при размещении отходов доля объектов добычи газа составляет 70% за счет деятельности по обращению с отходами бурения, обезвреживание и использование отходов бурения являются приоритетным направлением развития системы обращения с отходами Общества.

В качестве наиболее экономически обоснованных направлений использования отходов бурения можно отметить технологии утилизации, позволяющие получить строительные материалы, грунты для отсыпки и рекультивации территорий (см. табл.).

Экономическая целесообразность подобных решений определяется как сокращением платежей за размещение буровых отходов (до 55%), так и существенным снижением затрат на получение и транспортировку грунтов, что особенно актуально для объектов, размещаемых в Уральском и Сибирском ФО.

Результаты прогнозной оценки объемов образования отходов производства и потребления для объектов ПАО «Газпром», выполненной с учетом Энергетической стратегии России до 2030 года, Генеральной стратегии развития газовой отрасли до 2030 года, Экологической политики ПАО «Газпром» и с учетом динамики образования/обращения с отходами в Обществе за 2010–2014 годы, показали, что снижение доли отходов, направляемых на захоронение, за счет их повторного использования на 14% к 2020 году приведет к снижению платы за негативное воздействие на окружающую среду более чем на 50%.

### Совершенствование системы управления отходами

Система управления отходами на этапах жизненного цикла производственных объектов ПАО «Газпром» приведена на рис. 2.

**Блок 1. Управление отходами на стадии проектирования.** Техническое задание на проектирование производственного объекта должно включать требования, касающиеся ресурсосбережения и регулирования негативного воздействия отходов на окружающую среду. Наибольший потенциал минимизации образования и негативного воздействия отходов на компоненты окружающей среды сосредоточен на стадии проектирования, где и должны предусматриваться возможности рационального управления отходами на последующих стадиях жизненного цикла объекта, а именно:

- использование малоотходных технологий;
- оценка возможности регенерации и рециклинга применяемых в производстве веществ;
- установление экологически приемлемых параметров и экономически оправданного уровня энерго- и материалоемкости переработки отходов;
- применение лучших практик по обезвреживанию и использованию отходов.

Перечисленные аспекты в полной мере не регулируются на последующих стадиях жизненного цикла производственных объектов и являются определяющими для процесса ресурсоизвлечения.

**Блок 2. Управление отходами на стадии эксплуатации (производства).** Задачами данного этапа являются соблюдение федеральных и корпоративных нормативных требований, достижение установленных экологических целей в части обращения с отходами, повышение уровня экологического образования персонала. Совершенствование системы управления отходами производства и потребления на стадии эксплуатации может быть достигнуто за счет оптимальной организации процесса обращения с отходами с максимальным их использованием в собственном производстве (с максимальным переводом их во вторичные материальные ресурсы).

Переработка в собственном производстве является экономически оправданной, если качество полученного вторичного ресурса не уступает первичному, а цена вторичного ресурса является конкурентоспособной. Кроме того, сам процесс переработки отходов, а также продукт, произведенный с использованием вторичного ресурса, должен отвечать требованиям экологической безопасности.

**Блок 3. Управление отходами на стадии потребления.** На данной стадии на передний план выдвигаются требования по минимизации количества и степени опасности образующихся отходов при планировании и осуществлении закупок как товаров, так и услуг: учет фактора обращения с отходами в договорах подряда, учет требований к экологической безопасности продукции и связанных совокупных экологических издержек (экологические платежи, затраты на обезвреживание, утилизацию, размещение отходов).

Для отходов, использование которых в рамках конкретного предприятия является невозможным

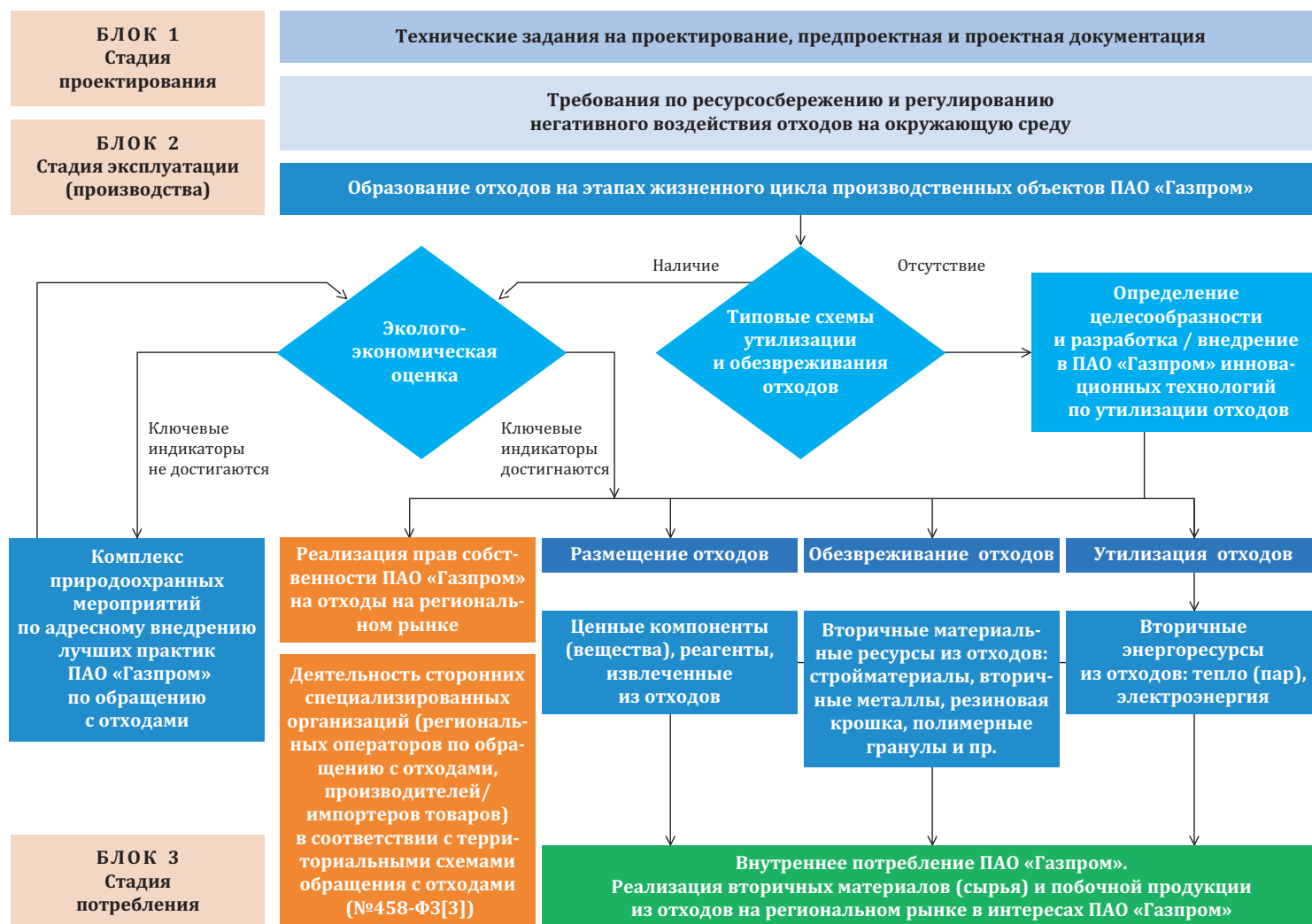


Рис. 2. Схема управления отходами на этапах жизненного цикла производственных объектов ПАО «Газпром»

или нецелесообразным, рекомендуется провести поиск потребителей по результатам мониторинга промышленных предприятий, на которых возможно применение отходов подобного качества и характеристик с учетом регионального фактора. Возможно, такая информация будет содержаться в соответствующих

Территориальных схемах обращения с отходами.

Таким образом, для реализации перехода к малоотходному или безотходному производству требуется проведение комплекса мероприятий, включающих разработку и внедрение принципиально новых и совершенствование действующих

технологических процессов с целью существенного сокращения производственных отходов, использования отходов в самом производстве или в других производствах региона, разработки и внедрения наиболее совершенных методов утилизации и обезвреживания.

#### Список использованных источников

Федеральные нормативные документы:

1. Основы государственной политики в области экологического развития Российской Федерации до 2030 года, утверждены 30 декабря 2012 года.
2. Федеральный закон от 24 июня 1998 года № 89-ФЗ «Об отходах производства и потребления» (в редакции от 28 ноября 2015 года).
3. Федеральный закон Российской Федерации от 29 декабря 2014 года (в редакции от 29 июня 2015 года) № 458-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об отходах производства и потребления», отдельные законодательные акты Российской Федерации и признании утратившими силу отдельных законодательных актов (положений законодательных актов) Российской Федерации».
4. Федеральный закон от 21 июля 2014 года № 219-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «Об охране окружающей среды» и отдельные законодательные акты Российской Федерации».
5. Федеральный закон от 23 ноября 1995 № 174-ФЗ (в редакции от 29 декабря 2015 года) «Об экологической экспертизе».
6. Федеральный закон от 27 декабря 2002 года № 184-ФЗ «О техническом регулировании».



7. Постановление Правительства РФ от 1 декабря 2009 года № 982 «Об утверждении единого перечня продукции, подлежащей обязательной сертификации, и единого перечня продукции, подтверждение соответствия которой осуществляется в форме принятия декларации о соответствии».

8. Приказ Федеральной службы по надзору в сфере природопользования от 18 июля 2014 года № 445 «Об утверждении федерального классификационного каталога отходов».

9. Приказ Минприроды РФ от 25 февраля 2010 года № 50 «О Порядке разработки и утверждения нормативов образования отходов и лимитов на их размещение».

10. Государственный доклад «О состоянии и об охране окружающей среды в Российской Федерации в 2014 году».

*Отраслевые документы:*

11. Экологическая политика ОАО «Газпром», утвержденная Постановлением Правления ОАО «Газпром» от 25 мая 2015 года № 21.

12. Экологический отчет ОАО «Газпром» 2014 года.

**References**

*Federal normative documents:*

1. Bases of State Policy in the Field of Ecological Development of the Russian Federation till 2030, utv. 12.30.2012.

2. The Federal Law of the Russian Federation from 6.24.1998 of № 89-FZ «About waste products and consumings» (in edition from 11.28.2015).

3. The Federal Law of the Russian Federation from 12.29.2014 of (in edition from 29.06.2015) № 458-FZ «About modification of the Federal law «About waste products and consumings», separate acts of the Russian Federation and recognition become invalid separate acts (provisions of acts) Russian Federation».

4. The Federal Law of the Russian Federation from 7.21.2014 of of № 219-FZ «About modification of the Federal law «About environmental protection» and separate acts of the Russian Federation».

5. The Federal Law of the Russian Federation from 11.23.1995 of № 174-FZ (edition from 12.29.2015) «About environmental assessment».

6. The Federal Law of the Russian Federation 12.27.2002 of № 184-FZ «On technical regulation».

7. The Resolution of the Government of the Russian Federation from 12.1.2009 of № 982 «About the approval of the uniform list of production which is subject to obligatory certification, and the uniform list of production which confirmation of compliance is carried out in the form of adoption of the declaration on compliance».

8. The Federal Nature Management Supervision Service order from 7.18.2014 of № 445 «About the approval of the federal classification catalog of waste».

9. The Order of Ministry for Protection of the Environment and Natural Resources of the Russian Federation from 2.25.2010 of № 50 «About the Order of development and the approval of standards of formation of waste and limits on their placement».

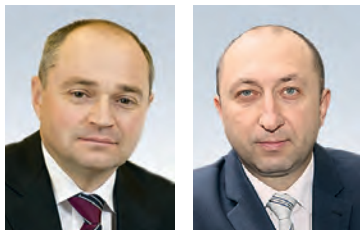
10. The State Report «About condition and about environmental protection in the Russian Federation in 2014».

*Industry documents:*

11. The Ecological Policy of JSC Gazprom approved by the Resolution of Board of JSC Gazprom from 5.25.2015 of № 21.

12. Ecological report of JSC Gazprom 2014.





## Обеспечение экологической безопасности при обустройстве месторождений полуострова Ямал

**С.Н. Меньшиков**, генеральный директор ООО «Газпром добыча Надым»

**Д.В. Подгорный**, начальник отдела охраны окружающей среды ООО «Газпром добыча Надым»

*Аннотация.* Статья посвящена описанию основных технических и природоохранных мероприятий, осуществляемых при обустройстве месторождений полуострова Ямал, направленных на обеспечение экологической безопасности производственной деятельности и сохранение природной среды региона Арктики.

*Ключевые слова:* экология, охрана окружающей среды, Бованенковское месторождение, Харасавэйское месторождение, Ямал.

## Ecological safety control during field development of Yamal peninsula

**S.N. Menshikov**, director general Limited Liability Company «Gazprom Dobycha Nadym»

**D.V. Podgorniy**, environmental safety department, manager Limited Liability Company «Gazprom Dobycha Nadym»

*Аннотация.* The article deals with description of main technical and environmental measures aiming to provide ecological safety and saving of the Arctic Region environment during field development of the Yamal Peninsula.

*Key words:* ecology, environmental safety, Bovanenkovskoye field, Kharasaveyskoye field, Yamal.

Полуостров Ямал является одним из важнейших стратегических нефтегазоносных регионов России. Промышленное освоение месторождений Ямала и прилегающих акваторий имеет принципиальное значение для обеспечения роста добычи российского газа.

Так в 2012 году было введено в эксплуатацию крупнейшее на Ямале месторождение — Бованенковское, пущен газовый промысел мощностью 60 млрд куб. м в год, в декабре 2014 года введен в эксплуатацию новый газовый промысел проектной мощностью 30 млрд куб. м в год. Таким образом, к настоящему моменту суммарная производительность промыслов составила 90 млрд куб. м в год. В 2017 году планируется ввод в эксплуатацию третьего газового промысла, что позволит вывести ме-

сторождение на полную мощность — 115 млрд куб. м газа в год. Эксплуатация месторождения началась с запасов в аптских пластах. В дальнейшем последовательно будут вводиться новые апт-альбские, а затем сеноманские залежи. Запланированное на 2023 год начало разработки залежей неокомского и юрского нефтегазоносных комплексов позволит увеличить добычу газа до 140 млрд куб. м, конденсата — до 2 млн т в год.

Ввод в эксплуатацию уникального по масштабу Харасавэйского газоконденсатного месторождения на полуострове Ямал намечен на 2018–2020 годы. В рамках реализации проекта планируется строительство установки комплексной подготовки газа производительностью 32 млрд куб. м в год. В дальнейшем ввод в эксплуатацию неоком-юрских зале-

жей обеспечит рост добычи газа до 50 млрд куб. м, конденсата — до 3 млн т в год.

Полуостров Ямал — регион, характеризующийся суровым климатом, чрезвычайной пестротой и сложностью геокриологических условий, активным проявлением комплекса экзогенных и криогенных физико-геологических процессов, слабой устойчивостью почвенно-растительного покрова к техногенному воздействию.

Масштабное освоение полуострова, наряду с непростым решением технических и технологических задач при обустройстве месторождений, продиктованных сложными климатическими условиями, требует повышенного внимания к обеспечению соблюдения экологических требований.

Система управления природоохранной деятельностью в ООО «Газпром добыча Надым» (Общество) построена в соответствии с требованиями международного стандарта ISO 14001. основополагающим документом, регулирующим природоохранную деятельность предприятия, является Экологическая политика, определяющая основные обязательства компании в области охраны окружающей среды, в том числе добровольные, и механизмы их реализации.

В соответствии с требованиями российского и международного законодательства ООО «Газпром добыча Надым» проводит экологическую оценку намечаемой деятельности. Важнейшими этапами экологической оценки проектов являются оценка воздействия на окружающую среду (ОВОС) и экологическая экспертиза. ОВОС проводится компанией на основании данных инженерно-экологических изысканий района предполагаемого строительства. В ходе исследований изучается и оценивается состояние компонентов природной среды (атмосферного воздуха, поверхностных и подземных вод, почвенно-растительного покрова, животного мира и недр), уровень существующей техногенной нагрузки. Результаты исследований содержат оценку предполагаемых воздействий намечаемой хозяйственной деятельности, возможных изменений в окружающей среде и связанных с ними социально-экономических последствий для территории размещения объектов. Полученные данные учитываются при разработке проектных решений на основе выбора из возможных альтернатив наиболее экологически и экономически целесообразного варианта.

С целью минимизации негативного воздействия на окружающую среду объектов строительства и эксплуатации разрабатывается программа природоохранных мероприятий по каждому компоненту природной среды.

Для охраны атмосферного воздуха от воздействия выбросов за-

грязняющих веществ при осуществлении хозяйственной деятельности реализуются такие мероприятия, как:

- закачка метанола в скважины при длительном простое и консервации, что обеспечивает последующий пуск скважин в газосборную сеть без прогрева со сжиганием на факеле;
- проведение газоконденсатных исследований на скважинах без выпуска газа в атмосферу через двухступенчатый сепаратор;
- проведение газодинамических исследований скважин без выпуска газа в атмосферу;
- модернизация камер сгорания ГПА;
- использование автотранспорта на газомоторном топливе, что позволяет снизить в среднем в 5 раз выбросы вредных веществ, а шумовое воздействие — вдвое.

Выполнение данных мероприятий дает наибольший экологический эффект в деятельности по защите атмосферного воздуха. Так, в 2015 году удельные выбросы метана сократились на 49% по сравнению с базовым уровнем 2011 года.

Одним из важнейших элементов инфраструктуры жизнеобеспечения месторождений Крайнего Севера является система водоснабжения и водоотведения.

На Бованенковском и Харасавэйском месторождениях забор воды осуществляется из поверхностных источников. Всасывающие трубопроводы водозаборных сооружений оборудованы рыбозащитными оголовками: зонтичными или в виде водозаборной колонны с рыбозащитной сеткой. В основе применения зонтичного рыбозащитного устройства реализуется способ защиты рыб, основанный на использовании закономерностей, связанных с их образом жизни, в частности, распределением их по глубине водоема. Учитывается то, что на раннем этапе развития рыбы большинства видов и семейств обитают преимущественно в верхних слоях потока. Защита рыб с помощью «зонтика» обеспечивается, во-пер-

вых, питанием водозабора придонными слоями воды, где молодь рыб значительно меньше, чем у поверхности и в толще водоема, и, во-вторых, предотвращением образования в створе колена трубчатого водоприемника значительных по величине и направленных сверху вниз вертикальных течений, которым рыбы противостоят гораздо хуже, чем горизонтальным. Кроме того, максимальные скорости воды в водоприемной полости «зонтика» составляют 0,12 м/с и их распределение по кольцевому фронту позволяет создать такие гидравлические условия, при которых молодь рыб, попавшая в зону влияния водозабора, может свободно покинуть ее. С целью сохранения биоразнообразия поверхностных водных объектов, используемых ООО «Газпром добыча Надым», ежегодно осуществляется выпуск особей молоди сига — пыжьяна, пеляди и муксуна в Обь — Иртышский бассейн.

Для охраны природных компонентов от воздействия загрязняющих веществ, содержащихся в сточных водах, все хозяйственно-бытовые, производственные и ливневые стоки очищаются на канализационных очистных сооружениях (КОС), которые поставляются на месторождения в блочно-модульном исполнении с высокой заводской готовностью. Такое оборудование проходит на заводе контрольную сборку и полный цикл заводских испытаний, в том числе на функционирование его оборудования, что значительно повышает его надежность и исключает недостаточную очистку сточных вод. На Бованенковском месторождении очищенные сточные воды закачиваются в поглощающий горизонт под газовую залежь. По результатам многолетнего мониторинга такой способ утилизации исключает воздействие стоков на компоненты природной среды.

Для сохранения линий естественного стока и защиты общепланировочной насыпи от подтопления поверхностными водами выполнено строительство водоотводных канав, проводится укрепление обочин и от-

косов земляного полотна с помощью материалов для укрепления грунтовых поверхностей, предотвращения разрушения от ветровой и водной эрозий. Наиболее распространённым способом укрепления откосов от эрозионного и ветрового разрушения является посадка многолетних трав, но из-за сложных климатических условий Ямала закрепление и прорастание семян затрудняется. В 2016 году на Бованенковском месторождении проводилась апробация инновационной технологии поверхностного укрепления грунтов дорожных откосов специальным полимерным веществом — криотропным гелем. Криогель представляет собой раствор гранулированного сухого поливинилового спирта и воды. До цикла промерзания-оттаивания он имеет киселеобразную консистенцию, после — превращается в желе. Полимерная матрица криогеля в грунте, с одной стороны, достаточно прочна, чтобы выдержать воздействие эрозионных процессов, с другой — достаточно эластична, чтобы не препятствовать росту растений. Семена прорастают сквозь криогелевый слой и образуют устойчивый растительный покров. Криогели безвредны для людей и экологически безопасны для окружающей среды.

Также с учетом климатических, геокриологических и почвенно-растительных условий региона строительства проектируемых сооружений для обеспечения безопасной эксплуатации объектов применяется технология термостабилизации грунтов. Тепловая стабилизация многолетнемерзлых грунтов, фундаментов зданий и приустьевых зон газовых скважин достигается посредством применения в конструкциях скважин и оснований сооружений теплоизоляционных лифтовых труб и парожидкостных трубчатых систем.

Термостабилизация устьевых зон скважин совместно с применением комплексов подземного оборудования (фото 1) позволила обеспечить сближение устьев скважин в

кусте до 15–20 м за счет снижения рисков возникновения аварийных ситуаций. Данная технология позволяет минимизировать площадь отводимых земель и объемов грунта для сооружения насыпных оснований кустов газовых скважин.

Для охраны земельных ресурсов и почвенно-растительного покрова после окончания земляных и строительных работ проводятся техническая и биологическая рекультивации нарушенных земельных участков. Биологическая рекультивация заключается во внесении сложно-смешанных минеральных удобрений с последующим посевом многолетних трав. Основным видом биологической рекультивации земель тундры является залужение нарушенных территорий. При залужении в состав травосмеси включены районированные сорта многолетних злаковых трав: овсяница луговая, мятлик луговой.

Харасавэйское месторождение — уникальное по запасам — располагается на северо-западном побережье полуострова Ямал и отчасти продолжается на шельфе Карского моря. Это территория периодического обитания полярного хищника — белого медведя. В период освоения и эксплуатации месторождения пла-

нируется использование безопасных для жизни и здоровья животного систем и средств активной защиты — световые, звуковые, ультразвуковые изгороди для исключения проникновения белых медведей на объекты газодобычи в местах нахождения вахтового персонала, а также лазерные, электронные системы и средства сигнализации оповещения при проникновении зверя на защищаемую территорию. Помимо этого проектом обустройства месторождения, разработанного ПАО «ВНИПИГаздобыча», предлагается использование химических и звуковых репеллентов. Разработанные в целях самозащиты людей на коротком расстоянии химические репелленты оказались весьма эффективным средством. Испытывались и звуковые репелленты: отпугивающий эффект достигался на расстоянии до 250–300 м, однако при многократном применении звери переставали реагировать на звуки. Преимущество звуковых элементов в том, что они не требуют непосредственного контакта между человеком и зверем.

В репродуктивный сезон на полуострове Ямал встречается 51 вид птиц. Основу населения составляют 16 обычных или многочисленных



Фото 1





Фото 2

видов. Наиболее представлены, и по числу видов, и в количественном отношении, 3 отряда — гусеобразные, ржанкообразные и воробьинообразные. Из числа птиц, нуждающихся в особой охране, в рассматриваемом районе встречаются 4 вида, внесенных в Красные книги ЯНАО и РФ: малый или тундряной лебедь, сапсан, орлан-белохвост, белая сова.

Для снижения отрицательного воздействия линий электропередач на птиц воздушные линии 10 кВ построены с применением металлических опор из гнутого профиля высотой 10 м. Все опоры воздушных линий заземляются. К подвесу на опоры предусматривается защищенный провод, покрытый специальной полимерной оболочкой, обеспечивающей надежную защиту птиц от поражения током. Крепление данного провода на штыревых изоляторах производится без нарушения изолирующего слоя, и возможность контакта птиц с токонесущей частью конструктивно исключена. На подвесных изоляторах используются полимерные защитные колпаки (фото 2). Траверсы, на которых крепятся изоляторы, заземлены. Применение защищенного провода обеспечивает исключение опасных замыканий с участием птиц.

С целью исключения беспокойства диких животных и стад северного оленя исключен нерегламентированный проезд транспорта вне установленных маршрутов.

Для сохранения традиционных маршрутов движения стад оленей построены специальные переходы на

участках пересечения путей касания с трубопроводами к кустам газовых скважин и с автодорогами. Точные места организации оленьих переходов согласованы с руководителями оленеводческих бригад. Специалисты ООО «Газпром добыча Надым» оказывают содействие в организации миграции оленей через территории исконных пастбищ. Так, перед началом перехода через Бованенковское месторождение проводится подготовка и тщательный осмотр мест переходов: проверяется качество насыпи, пологость склона. В момент перехода оленей через участки автодорог перекрывается дорожное движение, поверхность автодорог покрывается дорнитом (фото 3).

В целях обеспечения экологической безопасности при строительстве и эксплуатации объектов производственной деятельности компания осуществляет производственный экологический контроль. Проверяется соблюдение требований природоохранного законодательства, корпоративных норм и правил в области ООС. По результатам проверок определяются мероприятия по устранению и недопущению нарушений. Также в рамках производственного экологического контроля ООО «Газпром добыча Надым» конт-

ролирует деятельность подрядных организаций, работающих на месторождениях. Результаты проверок с рекомендациями по совершенствованию природоохранной деятельности доводятся до руководства проверяемых организаций.

Составной частью производственного экологического контроля является система производственного экологического мониторинга (ПЭМ). Техническая компетентность работ, выполняемых в рамках ПЭМ, подтверждена аттестатом аккредитации в национальной системе аккредитации и лицензией Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды.

ПЭМ компании имеет высокий уровень технической оснащенности и находится в постоянном развитии. Наблюдения в системе мониторинга проводятся как в стационарных лабораториях, так и с использованием передвижных экологических лабораторий, которые оснащены современным газоаналитическим комплексом для исследований атмосферного воздуха; переносных газоанализаторов для контроля источников промышленных выбросов, приборами для экспресс-анализа химического состава природных поверхностных вод, пробоотборным



Фото 3





**Фото 4.** Пэл замеры на границе санитарно-защитной зоны Медвежьего нефтегазоконденсатного месторождения



**Фото 5.** ТРЭКОЛ БНГКМ

оборудованием для поверхностных вод, почв, донных отложений, снежного покрова (фото 4, 5).

Это позволяет вести контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферный воздух от организованных источников; качеством атмосферного воздуха на границе санитарно-защитных зон (СЗЗ); качеством поверхностных вод и донных отложений; качеством под-

земных вод хозяйственно-питьевого назначения; состоянием геологической среды, почвенного и снежного покрова; отходами и сточными водами.

По данным производственного экологического мониторинга негативное воздействие, оказываемое производственной деятельностью ООО «Газпром добыча Надым», является незначительным.

Обустривая месторождения и добывая природный газ в крайне сложных арктических условиях, в регионе хрупкого экологического баланса, ООО «Газпром добыча Надым» основным принципом деятельности считает стабильное производственное развитие при максимально рациональном использовании природных ресурсов и сохранении окружающей среды.

#### Список использованной литературы

1. Основы государственной политики в области экологического развития Российской Федерации до 2030 года.
2. Экологическая политика ОАО «Газпром», утвержденная Постановлением Правления ОАО «Газпром» от 25 мая 2015 года.
3. Экологическая политика ОАО «Газпром добыча Надым», утверждена приказом ООО «Газпром добыча Надым» от 9 ноября 2015 года № 793.

#### References

1. Bases of State Policy in the Field of Ecological Development of the Russian Federation till 2030.
2. The Ecological Policy of JSC Gazprom approved by the Resolution of Board of JSC Gazprom from 25.05.2015.
3. Environmental policy of the «Gazprom dobycha Nadym», approved company directive the «Gazprom dobycha Nadym» from 09.11.2015 №793.



## Достигли поставленных целей

12–14 сентября в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» прошла I Международная научно-практическая конференция «Актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем» (SPRS-2016). В ходе пленарного заседания и технических секций вниманию участников Конференции было представлено более 100 выступлений отраслевых экспертов и стендовых докладов.

Участники отметили высокий уровень сделанных на Конференции докладов, затронувших широкий круг фундаментальных и прикладных вопросов исследования нефтегазовых пластовых систем. В интересных и содержательных выступлениях был представлен опыт как по применению известных методов, так и по разработке новых направлений исследований, результаты которых являются научной базой создания новых эффективных технологий разработки и эксплуатации месторождений углеводородов.

По итогам активного обсуждения докладов и плодотворного обмена мнениями участники Конференции сформировали ряд рекомендаций, в том числе по активизации работ в направлении создания отечественных образцов продукции и оборудования, программного обеспечения, разработки отраслевого стандарта в сфере исследований пластовых систем месторождений нефти и газа и др.

— Проведенная Конференция полностью достигла поставленных перед ней целей, на ней были рассмотрены действительно самые актуальные вопросы исследования нефтегазовых пластовых систем, что позволило собрать в стенах нашего Института столь представительный коллектив, — отметил в заключительном слове заместитель генерального директора по науке ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Алексей Рыжов. — Конференция, безусловно, отвечает задачам объединения интересов научного сообщества и в итоге будет способствовать развитию российской науки в непростых текущих условиях.

Пресс-служба ООО «Газпром ВНИИГАЗ»



## Начал работу интернет-сайт

Начал работу интернет-сайт Научно-технического центра (НТЦ) «Газпром нефти», на котором размещена справочная информация об основных направлениях деятельности Центра.

Задача НТЦ — повышение нефтедобычи и ее эффективности за счет внедрения новых технологий и проектных решений на месторождениях «Газпром нефти». Центр обеспечивает аналитическую, методическую и научно-техническую поддержку процессов разведки и добычи нефти. Фокусом работы является развитие новых технологий, инжиниринг и экспертиза проектов разведки и добычи углеводородного сырья, проектирование, анализ и мониторинг разработки нефтяных месторождений и геологоразведочных работ, геологическое и гидродинамическое моделирование, технологическая поддержка и оперативный контроль бурения.

Научно-технический центр — координатор реализации Технологической стратегии «Газпром нефти». Информацию о ее задачах, направлениях и проектах можно найти на сайте Центра. Для объяснения технических терминов на сайте запущен специальный нефтегазовый словарь. НТЦ обладает высоким научным потенциалом: сотрудники НТЦ преподают в специализированных вузах, имеют научные степени и выпускают научные статьи.

*Справка:* «Газпром нефть» выявила для себя основные направления работ, требующие инновационных решений и являющиеся одними из приоритетных в области геологоразведки и добычи в долгосрочной перспективе развития. Такими направлениями стали:

- повышение эффективности добычи нефти на истощенной ресурсной базе традиционных месторождений;
- освоение новых регионов Ямала, Восточной Сибири;
- исследование и эксплуатация шельфа, в том числе арктического;
- реализация зарубежных проектов;
- разработка нетрадиционных источников углеводородов;
- снижение нагрузки на окружающую среду, повышение уровня энергосбережения.

Пресс-служба ПАО «Газпром нефть»





## 145 лет со дня рождения И.М. Губкина

**21 сентября исполнилось 145 лет со дня рождения основателя и первого директора Московского нефтяного института Ивана Михайловича Губкина.**

Сегодня, спустя десятилетия побед нефтяной отрасли России, имя Губкина стало символом российской «нефтянки». Родина по достоинству оценила вклад Ивана Михайловича. Но самой большой оценкой стала память и признательность студентов и выпускников нефтегазового университета, которые с гордостью носят имя «губкинец».

В 2011 году, к 140-летию Ивана Михайловича, по инициативе ректора РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина, выпускника-губкинца профессора Виктора Мартынова, при поддержке Фонда выпускников-губкинцев был воздвигнут памятник ученому, организатору нефтяной отрасли России, основателю и первому директору Московского нефтяного института Ивану Михайловичу Губкину.

21 сентября 2011 года состоялось торжественное открытие памятника Ивану Михайловичу Губкину, в котором приняли участие представители Правительства Москвы, Министерства образования и науки Российской Федерации, Министерства энергетики Российской Федерации, Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации, руководства нефтегазовых компаний, Российской академии наук, Российской академии естественных наук.

С тех пор, по традиции, 21 сентября, в День рождения Ивана Михайловича Губкина, руководством университета, профессорско-преподавательским составом, выпускниками и студентами университета возлагаются цветы к памятнику основателю и вспоминается деятельность выдающегося государственного деятеля, председателя Совета нефтяной промышленности СССР, одного из руководителей геологической службы страны, вице-президента АН СССР, основоположника российской школы геологов-нефтяников, создателя высшего нефтяного образования в нашей стране Ивана Михайловича Губкина.

[www.gubkin.ru](http://www.gubkin.ru)



## Самая северная нефть

**21 сентября состоялся торжественный ввод в эксплуатацию Восточно-Мессояхского месторождения — самого северного нефтяного месторождения России.**

В мероприятии приняли участие Председатель Правления ПАО «Газпром» Алексей Миллер, Главный исполнительный директор ПАО «НК «Роснефть» Игорь Сечин и Председатель Правления ПАО «Газпром нефть» Александр Дюков. Команду на начало отгрузки нефти Восточно-Мессояхского месторождения дал по видеосвязи Президент Российской Федерации Владимир Путин.

Благодаря применению современных технических и инженерных решений Восточно-Мессояхское месторождение удалось обустроить менее чем за 3 года. Сегодня на месторождении действуют 51 эксплуатационная нефтяная скважина, подводящий нефтепровод протяженностью 98 км, который соединяет промысел с магистральным нефтепроводом «Заполярье — Пурпе». От низких арктических температур трубопровод защищен слоем теплоизоляции. Для подготовки к транспортировке высоковязкую нефть Восточно-Мессояхского месторождения подогревают на центральном пункте сбора нефти. На месторождении и в приемо-сдаточном пункте построены две электростанции суммарной мощностью более 90 МВт, которые полностью обеспечивают промысел электроэнергией. Пик добычи на Восточно-Мессояхском месторождении будет достигнут в 2020 году и составит 5,6 млн т нефти.

Сложное геологическое строение месторождения потребовало применения новейших методов бурения и строительства скважин, поддержания пластового давления. Основные продуктивные пласты Восточно-Мессояхского месторождения — это терригенные коллекторы, характеризующиеся крайней прерывистостью по площади и разрезу. Для повышения эффективности разработки залежей были использованы современные решения, в том числе бурение многозабойных скважин.

При обустройстве месторождения использовались специальные технологии, минимизирующие воздействие на окружающую среду Арктики.

Управление информации ПАО «Газпром»



## Total инвестирует в «умные» энергосети

Total Energy Ventures (TEV), венчурный фонд концерна «Тоталь», инвестирующий в стартапы, приобрел долю в капитале компании AutoGrid. Эта компания разрабатывает цифровые решения для регулирования и оптимизации потоков энергии, поступающих в электросети и исходящих из них.

Калифорнийская компания AutoGrid, созданная в 2011 году, разработала интернет-платформу, обеспечивающую возможность сбалансировать спрос и предложение для подсоединенных распределенных энергоресурсов, выявлять и предотвращать проблемы, оптимизировать энергопотребление такого оборудования, как счетчики, водонагреватели и зарядные устройства. Ее приложения применяют технологию упреждающего контроля обработки данных, поступающих от энергоресурсов, и информации по функционированию энергосети. В число заказчиков входят предприятия коммунального сектора и изготовители оборудования, производящие электроэнергию с помощью солнечных панелей, батарей и прочих источников энергии.

При широкомасштабном распространении эта технология повышает энергоэффективность системы, уменьшая при этом затраты и выбросы в атмосферу. Она также способствует интеграции возобновляемых источников энергии в энергосистему.

[www.ru.total.com](http://www.ru.total.com)



## Открыт крупнейший центр битумных материалов

Оператор битумного бизнеса «Газпром нефти» — «Газпромнефть — Битумные материалы» — создал крупнейший и самый технологичный в России специализированный научно-исследовательский центр (НИЦ) битумных материалов.

Научно-исследовательский центр «Газпром нефти» работает на базе принадлежащего компании Рязанского завода битумных материалов — лидера отечественного рынка по выпуску полимерно-битумных вяжущих. Битумная и асфальтобетонная лаборатории НИЦ оснащены современным оборудованием, благодаря чему в них можно изучать не только битумы, но и асфальтобетонные смеси, которые готовятся на их основе дорожно-строительными организациями. Такой подход позволяет проводить комплексные исследования и разрабатывать рецептуры материалов, гарантированно способствующие увеличению срока службы дорожного покрытия.

С открытием центра «Газпром нефти» в России также появилась возможность проводить полномасштабные исследования по новой для отечественного рынка методике Superpave, которая уже доказала эффективность во всем мире. В НИЦ работает необходимое для расчетов по ней оборудование, позволяющее моделировать фактические транспортные нагрузки, интенсивность и характер движения, а также климатические условия различных регионов.

Пресс-служба ПАО «Газпром нефть»





## Разработана российская технология добычи сланцевой нефти

На Пальяновской площади Красноленинского месторождения «Газпромнефть-Хантос» (дочерняя компания «Газпром нефти») завершила строительство скважины с горизонтальным участком в 1 тыс. м для освоения нетрадиционных запасов — баженовской свиты.

В высокотехнологичной скважине проведен 9-стадийный гидравлический разрыв пласта (ГРП), получен фонтанирующий приток безводной нефти из продуктивного горизонта, расположенного на глубине 2,3 тыс. м. Дебит составляет более 45 тонн нефти в сутки.

В рамках проекта по освоению нетрадиционных запасов в Ханты-Мансийском автономном округе «Газпром нефть» первой в России реализовала весь цикл технологических решений, применяемых в мировой нефтегазовой отрасли для разработки сланцевой нефти. В частности, было выполнено закрепление горизонтального участка скважины эластичным цементом с последующим проведением многостадийного ГРП (МГРП) с высокими скоростями закачки технологической жидкости. Эластичный цемент, в отличие от обычного, устойчив к многократному воздействию при переменных нагрузках во время МРГП и позволяет обеспечить надежную изоляцию создаваемых трещин друг от друга. Сочетание хорошей изоляции и высоких скоростей закачки ГРП дает возможность создавать интенсивную сеть трещин по всей длине горизонтального ствола, тем самым увеличивая объем углеводородов, вовлекаемых в разработку.

Планирование и мониторинг новой технологической операции выполнялись специалистами Научно-технического центра «Газпром нефти» («Газпромнефть НТЦ»). Все технические решения обосновывались при помощи созданных в НТЦ геологической и геомеханической моделей пласта, построенных на основе большого объема фактических данных о свойствах залежи. Бурение скважины также проводилось под круглосуточным контролем специалистов Центра сопровождения бурения «Газпром нефти» и подразделений, отвечающих за реализацию проекта.

Пресс-служба ПАО «Газпром нефть»



## В Тюмени обсудили инновации в ТЭК

С 21 по 22 сентября состоялся VII Тюменский инновационный нефтегазовый форум.

Ключевыми темами форума стали «Нефтегазовые технологии: от импортозамещения к экспорту» и «Инженерное образование: опора развития реального сектора экономики».

Работа Тюменского нефтегазового форума велась в 13 секциях, на 30 дискуссионных площадках, параллельно прошла специализированная выставка инновационной продукции для предприятий ТЭК. Здесь опытом поделились такие крупнейшие нефтегазовые предприятия, как «Роснефть», «Лукойл», «Газпромнефть», «БелНипиНефть» и другие. Было сделано более 130 докладов, количество участников превысило 6000 человек.

Как подчеркнул министр природных ресурсов и экологии РФ Сергей Донской, «использование новых технологий позволит добиться дальнейшего снижения издержек на 30–50%. Это необходимое условие для устойчивого развития отрасли. Отработка технологий по добыче трудноизвлекаемых запасов позволит как минимум удвоить размер учтенных государственным балансом запасов нефти. Это также мощный резерв для инновационного развития: как отрасли ТЭК, так и тех отраслей, которые участвуют или обслуживают те задачи, которые мы здесь решаем».

Форум приурочен к 60-летию Тюменского индустриального университета, поэтому особое внимание было уделено его презентации.

— Мы постарались рассказать нашим гостям о стратегии вуза. На сегодняшний день особый упор мы делаем на прохождение нашими студентами практики, но не забываем и об исследовательской деятельности, — сообщил ректор ТИУ Олег Новоселов.

В рамках форума прошла выставка, на которой были продемонстрированы новейшие технологии, перспективные разработки и инновационные проекты, характеризующие нефтегазовый потенциал России.

# Анализ энергосберегающих технологий охлаждения газа на основе аппаратов воздушного охлаждения в транспорте газа ПАО «Газпром»

УДК 621.643; 621.6.028

**Г.А. Хворов**, начальник лаборатории энергосбережения и энергоэффективности ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

**М.В. Юмашев**, ведущий научный сотрудник лаборатории энергосбережения и энергоэффективности ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

**В.А. Маланичев**, технический директор ЗАО «Гидроаэроцентр»

*Аннотация.* С целью эффективной реализации политики энергосбережения ПАО «Газпром» в современных и перспективных условиях в качестве стратегического направления определено сокращение расхода ТЭР, в том числе электрическую энергию, расходуемую АВО в процессе охлаждения природного газа. В настоящее время в ПАО «Газпром» разработаны и успешно реализуются следующие современные технологии охлаждения компримируемого газа в АВО:

- технология охлаждения компримируемого газа в АВО на основе сезонного изменения углов атаки лопастей вентиляторов;
- технология охлаждения компримируемого газа в АВО на основе частотного регулирования скорости вращения вентиляторов;
- технология охлаждения компримируемого газа в АВО на основе применения композитных материалов в конструкции силовых компонентов.

Ключевой и перспективной технологией охлаждения компримируемого газа в АВО является технология на основе применения композитных материалов в конструкции силовых агрегатов АВО. В статье представлен анализ технологий охлаждения компримируемого газа в АВО и детально представлены результаты испытаний АВО газа на основе применения новых композитных материалов.

*Ключевые слова:* энергосберегающие технологии, технологии охлаждения природного газа, аппараты воздушного охлаждения, эффективность расхода топливного газа, степень охлаждения газа, энергосбережение, энергетическая эффективность, инновационные технологии, модернизированный аппарат воздушного охлаждения газа.

## Gas cooling technology efficiency analysis based on the gas air cooler units in Gazprom transmission system

**G.A. Khvorov**, Gazprom VNIIGAZ

**M.V. Yumashev**, Gazprom VNIIGAZ

**V.A. Malanichev**, Hydroaerocenter

*Abstract.* Currently and for the projective future the fuel and energy consumption reducing is the strategic direction aiming the effective implementation of energy-saving policy of Gazprom. That also includes the electrical energy utilized by the air cooler units (ACU) for natural gas cooling. Gazprom has developed and implemented the advanced compressed natural gas cooling technology for ACU:

- CNG cooling technology for ACU basing on the seasonal angle-of-attack fan blade rotation;
- CNG technology for ACU basing on the composite application for ACU power supply unit.

The main and most perspective CNG technology ACU is a technology basing on the composite appliance for the ACU power-supply units. The article represents the analysis of the gas ACU testing data basing on the new composite materials appliance.

*Key words:* energy saving technology, natural gas cooling technology, air cooler units (ACU), fuel gas consumption efficiency, gas chilling degree, energy saving/ performance effect, innovation technology, advanced gas air cooler unit (advanced gas ACU).

В процессе транспортировки газа осуществляется компримирование природного газа газоперекачивающими агрегатами на компрессорных станциях.

При сжатии природного газа происходит повышение его температуры. Количество тепла, возникающего при компримировании потока транспортируемого газа, эквива-

лентно рабочей мощности газоперекачивающего агрегата (ГПА) на КС.

Охлаждение газа после его компримирования осуществляется с целью обеспечения надежности и повышения эффективности работы магистрального газопровода. Для этих целей на КС установлены агрегаты воздушного охлаждения — АВО газа.

Эксплуатация и обслуживание АВО газа должно проводиться в соответствии с производственной инструкцией (технологическим регламентом), составленной на основе инструкций заводов — изготовителей АВО, проектной документации и Правил технической эксплуатации магистральных газопроводов.

После компримирования газ под рабочим давлением проходит по трубчатым теплообменным секциям АВО. Через межтрубное пространство теплообменной секции с помощью электроприводных вентиляторов прокачивается воздух. За счет теплообмена с принудительно перемещаемым потоком воздуха происходит снижение температуры газа.

Снижение температуры газа после КС на входе в магистральный газопровод приводит к повышению его плотности, снижению скорости течения и потере давления в газопроводе. Это позволяет увеличить пропускную способность магистрального газопровода и сэкономить топливный газ на работу ГПА на следующей КС.

Задача управления температурным режимом магистральных газопроводов заключается в поддержании температуры природного газа после системы охлаждения компрессорного цеха выше температуры гидратообразования и ниже допустимого значения температуры, определенной исходя из требований устойчивой работы линейных участков газопроводов и целостности изоляционного покрытия.

Это означает, что температура природного газа на выходе АВО не должна быть выше допустимой условиями устойчивости газопровода и сохранности его изоляции и не должна быть ниже величины, допустимой по условиям хладостойкости металла труб газопровода. Снижение температуры газа на выходе АВО способствует предохранению изоляции труб от разрушения при высоких температурах транспортируемого газа — более 45°C после его сжатия на КС. Нарушение изоляции приводит к ускорению по времени и усилению по интенсивности протекания процессов коррозии металла трубы и, соответственно, к сокращению срока службы магистрального газопровода.

Охлаждение транспортируемого газа в АВО является достаточно энергоемким процессом. Мощность, потребляемая электродвигателями АВО одного компрессорного цеха, состав-

ляет сотни киловатт, что существенно влияет на структуру электропотребления КС, особенно с газотурбинным приводом компрессорных нагнетателей. В этой ситуации АВО целесообразно классифицировать как самостоятельный технологический объект энергопотребления КС. Расход электроэнергии на охлаждение компримированного газа может составлять 65–75% от общего объема электропотребления на выполнение товаротранспортной работы.

Тепловая производительность АВО зависит от многих возмущающих факторов, главными из которых являются: расход и температура технологического (транспортируемого) газа после компримирования, степень загрязнения поверхности теплообменников, температура наружного воздуха. С определенными допущениями возможно принять, что первые три перечисленных фактора постоянны для заданного режима транспорта газа, тогда колебания температуры наружного воздуха (суточные и сезонные) являются основным возмущающим фактором, непосредственно влияющим на процесс охлаждения газа.

Для поддержания температуры технологического газа в заданных пределах возникает необходимость в регулировании охлаждающего эффекта АВО. Это достигается за счет изменения расхода через АВО охлаждающего воздуха, на который влияют количество одновременно работающих вентиляторов, частота вращения рабочего колеса вентилятора, угол атаки лопастей.

При низких температурах наружного воздуха возникают проблемы, связанные с образованием гидратов на стенках труб теплообменных секций. Следствия загибания — ухудшение эффективности охлаждения газа, возрастание потерь давления в теплообменных секциях, механическая деформация и разрушение труб теплообменных секций.

В АВО в холодный период времени года регулирование температуры газа на выходе может осуществляться снижением расхода воздуха

путем выключения части вентиляторов, уменьшения угла атаки их лопастей или частотным регулированием числа оборотов вентилятора.

В системах охлаждения газа, которые в настоящее время эксплуатируются на КС, температура газа после АВО регулируется включением (отключением) вентиляторов, в сочетании с сезонной регулировкой угла атаки лопастей. Естественно, что такое управление приводит к неточности поддержания температуры газа и нерациональным затратам электроэнергии.

АВО газа, которые в настоящее время применяются на технологических объектах в ПАО «Газпром», эксплуатируются в широком диапазоне температур от –45 до +50°C. При таких значительных сезонных изменениях температуры наружного воздуха меняется и его плотность, что вызывает соответствующие колебания потребляемой электродвигателем мощности — до 30%.

Для периодического контроля технического состояния на АВО должно быть обеспечено локальное измерение температуры газа и перепада давления на его входе и выходе.

Количество аппаратов АВО, включенных в работу, определяется диспетчером или автоматически с учетом природно-атмосферных условий и заданного режима транспортирования газа.

При отклонении температуры газа от установленных пределов на выходе АВО и отсутствии при этом технических средств для ее изменения диспетчерская служба (ДС) принимает решения об изменении режима работы КС.

Пределы изменения температуры газа на выходе АВО должны устанавливаться ДС с учетом обеспечения продольной устойчивости магистрального газопровода, оптимального режима работы, сохранности изоляции, предотвращения гидратообразования, температуры наружного воздуха.

Образование гидратов в АВО газа происходит при охлаждении внутренней поверхности труб до



температуры ниже границы фазового равновесия системы «природный газ — водяной пар». Температура гидратообразования увеличивается с ростом давления, а также с ростом концентрации тяжелых углеводородных фракций — при увеличении плотности газа. Для чистого метана в диапазоне давлений 4–10 МПа температура гидратообразования изменяется в диапазоне 279–286 К.

Обычно газ не требуется охлаждать до столь низких температур, однако опасность гидратообразования является существенной угрозой, поскольку из-за конструктивных особенностей аппаратов АВО минимальная температура поверхности труб в трубном пучке может быть намного ниже температуры газа на выходе из АВО — средней по всем рядам трубного пучка.

АВО имеют ступенчатое регулирование производительности посредством изменения угла установки лопастей вентиляторов. Эту регулировку можно выполнять только на остановленных аппаратах.

Кроме того, существует возможность регулирования работы АВО с помощью отключения части аппаратов, перепуска части газа мимо АВО. В этом случае можно достигнуть наивысшей эффективности работы АВО газа, но затраты топливного газа при этом увеличиваются.

Наиболее целесообразным на КС является технология частичного отключения работающих вентиляторов. Эта технология достаточно широко применяется для регулирования режимов работы АВО газа на КС.

Параметром регулирования режимов работы АВО является температура газа на выходе из АВО. Оптимальным для снижения энергозатрат является максимальное охлаждение газа в АВО, с ограничением температуры газа по условиям прочности трубной стали с учетом опасных пучений грунтов. Температура газа после АВО не должна превышать температуру наружного воздуха более чем на 15°C при условии прихода газа на следующую КС с положительной температурой.

Одним из критериев для ограничения температуры газа за АВО является то, что температура битумной изоляции труб не должна превышать 55°C.

Ограничение температуры газа на линейной части требуется и для предотвращения возникновения значительных термических напряжений в трубопроводах линейной части. Трубопроводы при эксплуатации в летний период нагреваются, например, до 36°C, что с учетом среднего значения зимней температуры (-10°C) соответствует температурному перепаду в 46°C. Нагружение трубопровода таким температурным перепадом способствует увеличению длины трубопровода за счет расширения металла: каждые 100 м трубы в свободном состоянии удлиняются на 5,5 см, а в стесненном состоянии в трубопроводе возникают температурные напряжения.

Глубина охлаждения газа в зависимости от количества включенных секций АВО может составлять 15–25°C. Ограничением минимальной температуры газа после АВО может быть расчетная температура точки росы по воде или углеводородам. Для предотвращения образования гидратов в сечении трубного пучка АВО необходимо квалифицированно выбрать зазор между температурой гидратообразования и уставкой температуры газа на выходе из общего коллектора АВО. С этой целью применяют соответствующие технологии охлаждения газа.

В настоящее время в ПАО «Газпром» разработаны и успешно реализуются следующие современные технологии охлаждения компримируемого газа в АВО:

- технология охлаждения компримируемого газа в АВО на основе сезонного изменения углов атаки лопастей вентиляторов;
- технология охлаждения компримируемого газа в АВО на основе частотного регулирования скорости вращения вентиляторов;
- технология охлаждения компримируемого газа в АВО на основе применения композитных материа-



лов в конструкции силовых компонентов.

Технология охлаждения компримируемого газа в АВО на основе сезонного изменения углов атаки лопастей вентиляторов применяется с целью минимизации затрат электроэнергии на электродвигателях секций АВО.

Согласование потребляемой вентилятором и располагаемой электродвигателем мощности достигается перестройкой дважды в год (весной и осенью) углов атаки лопастей вентиляторов. Эта технологическая операция трудоемка и травмоопасна, требует выполнения серьезных организационных и технических мероприятий для обеспечения безопасного выполнения работ.

Однако сезонное регулирование углов атаки лопастей вентиляторов лишь частично компенсирует дополнительные затраты (потери) электроэнергии: система «электродвигатель — вентилятор» оказывается настроенной на некий оптимум для некоторого усредненного значения температуры, при которой производится эта регулировка. Отклонение температуры наружного воздуха от этого технически фиксированного значения обуславливает работу электродвигателей и вентиляторов с ухудшенными энергетическими показателями.



Технология охлаждения компримируемого газа в АВО на основе частотного регулирования скорости вращения вентиляторов применяется с целью обеспечения высокой точности поддержания требуемой температуры газа на выходе из АВО на основе управления охлаждением газа в автоматическом режиме по обратной связи от термодатчика в выходном коллекторе АВО. Скорость вращения вентиляторов регулируется преобразователями частоты за счет изменения частоты тока и напряжения, подаваемых на электродвигатели.

Оптимизация режима работы АВО газа, эксплуатируемых в условиях резкоконтинентального климата, может быть достигнута за счет частотного регулирования производительности вентиляторов на основе применения преобразователя частоты (ПЧ). Современный ПЧ оснащен системой управления на базе промышленного микропроцессорного контроллера, который способен реализовывать не ограниченные по сложности алгоритмы управления. Производительность вентилятора пропорциональна частоте его вращения. Затраты электроэнергии на поддержание заданной температуры газа за счет частотного регулирования производительности вентилятора оказываются меньше, чем при дискретном управлении.

Применение в системе АВО интеллектуального регулирования привода позволяет поддерживать максимальную мощность путем изменения частоты и напряжения питания электродвигателя, не допуская при этом перегрузки электродвигателя по току.

В результате применения этой технологии охлаждения газа отпадает потребность в сезонном изменении углов атаки лопастей вентиляторов: лопасти настраиваются на угол, при котором электродвигатель нагружается номинальным током. Настройки производятся один раз в летний период, когда плотность воздуха минимальна. При изменении (понижении) температуры воздуха

его плотность увеличивается, а номинальный ток электродвигателя поддерживается путем регулирования частоты питающего напряжения.

При использовании интеллектуального регулируемого привода каждая секция АВО газа является замкнутым контуром регулирования с измерением температуры на выходном шлейфе, пропорциональным регулированию мощности привода.

Эта технология охлаждения газа позволяет получить дополнительную экономию электроэнергии. Алгоритмы управления АВО газа с частотно-регулируемым приводом позволяют исключить рециркуляцию, так как работают все вентиляторы с требуемой частотой вращения, в зависимости от расхода газа через секции АВО, его температуры после компримирования и температуры наружного воздуха. Кроме того, применение современной технологии векторного управления позволяет реализовать безударный «подхват» выбегающего ротора, что способствует снижению нагрузок на узлы электрических машин, возникающих при пуске.

Необходимо отметить, что система частотного регулирования скорости вращения вентиляторов АВО газа внедряется на газокompрессорных станциях магистральных газопроводов. Эти современные технологии позволяют в автоматическом режиме с высокой точностью поддерживать требуемую температуру газа на выходе из АВО. При этом управление охлаждением газа происходит в автоматическом режиме по обратной связи от термодатчика в выходном коллекторе АВО. Скорость вращения вентиляторов регулируется преобразователями частоты за счет изменения частоты тока и напряжения, подаваемых на электродвигатели. Одним из основных преимуществ систем частотного регулирования является экономия электроэнергии при работе на режимах, когда не требуется максимально возможное для данной температуры наружного воздуха охлаждение газа.

Технология охлаждения газа на основе частотного регулирования скорости вращения вентиляторов АВО газа является высокоэффективной и позволяет в автоматическом режиме с высокой точностью поддерживать требуемую температуру газа на выходе из АВО со среднегодовой экономией электрической энергии до 20%.

Помимо экономии электроэнергии системы частотного регулирования имеют и ряд других достоинств. Это плавный пуск и разгон вентиляторов без пусковых забросов по току, исключение операций по сезонной переустановке угла атаки лопастей рабочих колес вентиляторов, дополнительная защита двигателей и электрических сетей за счет использования встроенной в преобразователи частоты системы диагностики.

При частотном регулировании все вентиляторы АВО работают одновременно, обдувая всю поверхность теплообменника, а интенсивность охлаждения регулируется изменением частоты их вращения. В этом случае все аппараты работают в одинаковом режиме и обеспечивают примерно равные температуры на выходе секций и в выходном коллекторе АВО. Однако, несмотря на это, температура в нижнем ряду трубок будет существенно отличаться от температуры трубок верхнего ряда теплообменника. Наличие такой разницы температур является главным фактором высокой вероятности загибания нижней секции трубок.

Свести данную вероятность к минимуму возможно, используя специальный «гидратобезопасный» режим работы АВО, заключающийся в том, что второй по ходу газа вентилятор реверсируется. В результате первая (по ходу газа) часть трубного пучка будет обдуваться воздухом снизу вверх, а вторая — в противоположном направлении. Встречный обдув секционных трубок приведет к тому, что в самом опасном с точки зрения возникновения гидратов сечении трубного пучка (перед вы-

ходным коллектором) температуры газа во всех рядах трубного пучка практически сравниваются и риск возникновения загибания нижних трубок секции АВО практически будет равен нулю.

С целью минимизации вероятности образования гидратных пробок в секциях АВО целесообразно осуществлять автоматический контроль за гидратным режимом наиболее охлаждаемых теплообменных труб секций АВО с помощью термоэлектронных датчиков гидратов.

Целесообразно отметить, что охлаждение газа на КС после компримирования приводит к уменьшению средней температуры газа на входе в следующую КС, увеличению давления газа в конце линейного участка газопровода, уменьшению степени сжатия на следующей станции при условии сохранения постоянного давления на выходе и, как следствие, снижению энергозатрат на компримирование газа на следующей станции.

В 2002 году на КС «Курская» были проведены испытания модернизированного АВО газа типа 2АВГ-75. После данных испытаний комплект модернизации (композитное рабочее колесо ГАЦ-50-4М2 и коллектор плавного входа ГАЦ-50К) был рекомендован к внедрению на

эксплуатируемых АВО газа типа 2АВГ-75 компрессорных станций ПАО «Газпром». Необходимо отметить, что в процессе испытаний была получена закономерность, показывающая, что охлаждение газа на 50°С приводит к снижению расхода топливного газа на следующей КС на 4,2%.

Недоохлаждение газа, вызванное нехваткой вентиляторной мощности АВО или по каким-либо другим причинам, вызывает перерасход мощности ГПА для преодоления гидравлического сопротивления магистрального газопровода. Необходимо также отметить, что увеличение температуры от станции к станции при прочих равных условиях приводит к снижению пропускной способности газопровода и может привести к потере продольной устойчивости трубы.

В настоящее время фирма ЗАО «Гидроаэроцентр» (г. Жуковский) осуществляет развитие технологий охлаждения компримируемого газа в АВО на основе применения расширенного состава композитных материалов в конструкции силовых компонентов.

Эта технология с использованием композитных материалов базируется на модернизации вентиляторного блока с установкой композитных рабочих колес, коллекторов

плавного входа или диффузоров с оптимальной аэродинамической конфигурацией и обеспечивает возможность значительного снижения энергопотребления АВО.

25 ноября 2014 года были проведены испытания по определению возможности повышения эффективности работы АВО газа типа 2 АВГ-75 в Заволжском ЛПУ ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород». По результатам проведенных испытаний составлен Протокол испытаний по определению возможности повышения эффективности работы АВО газа типа 2 АВГ-75 в Заволжском ЛПУ ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород».

Главным выводом по результатам проведенных испытаний является: потребляемая мощность электродвигателями модернизированного АВО газа типа 2 АВГ-75 с рабочими колесами ГАЦ-50-4М2 и коллекторами плавного входа ГАЦ-50К ниже на 46,4 кВт (59,1 %), по сравнению с мощностью, потребляемой штатным вариантом АВО с рабочими колесами УК-2М при одинаковых степенях охлаждения газа.

Модернизированный АВО газа типа 2АВГ-75, включающий коллектор плавного входа ГАЦ-50К, и композитное рабочее колесо ГАЦ-50-4М2 представлены на фото 1 и 2 соответственно. Результаты прове-



**Фото 1.** Коллектор плавного входа ГАЦ-50К



**Фото 2.** Композитное рабочее колесо ГАЦ-50-4М2

Таблица 1

Результаты проведенных испытаний АВО

АВО	Угол установки лопастей, мм	Потребление мощности АВО, кВт	Температура газа на входе АВО, $t_1$ , °C	Температура газа на выходе АВО, $t_2$ , °C	Температура окружающего воздуха, $t_a$ , °C	Давление окружающего воздуха, мм рт. ст
АВО № 12 р/к УК-2М	110	78,6	33,0	10,2	-7,8	101,7
	80	64,7	33,2	10,4	-7,8	102
	50	48,2	33,0	11,7	-7,9	102
	20	38,6	32,3	11,1	-8,0	102
	0	30,6	34,7	15,3	-7,9	102,1
АВО № 8 р/к ГАЦ-50-4М2	30	32,2	32,3	9,9	-7,8	101,7

денных испытаний представлены в табл. 1. Зависимость степени охлаждения газа от потребляемой мощности модернизированного и штатного АВО газа типа АВГ-75 представлена на рис. 1.

На графике  $\mu$  — степень охлаждения газа от потребляемой мощности  $N_{\text{АВО}}$  и определяется по формуле:

$$\mu_{\text{АВО}} = \frac{T_1 - T_2}{T_1 - T_a}$$

где:  $T_1$  — температура газа на входе АВО;  $T_2$  — температура газа на выходе АВО;  $T_a$  — температура окружающего воздуха.

Годовая экономия электроэнергии при замене рабочего колеса на ГАЦ-50-4М2 с коллектором плавного входа может достигать до 40% от базового потребления.

Выбирая технологии работы установок охлаждения газа, следует исходить из критерия минимизации затрат электрической энергии на охлаждение газа при достижении оптимальной температуры газа за АВО:

- технология охлаждения компримируемого газа в АВО на основе сезонного изменения углов атаки лопастей вентиляторов обеспечивает экономию электрической энергии до 10%;

- технология охлаждения компримируемого газа в АВО на основе частотного регулирования скорости вращения вентиляторов обеспечивает экономию электрической энергии до 20%;

- технология охлаждения компримируемого газа в АВО на основе применения композитных материалов в конструкции силовых компонентов обеспечивает экономию электрической энергии до 40%.

Таким образом, можно сделать вывод: задача понижения температуры газа на выходе АВО является актуальной на современном этапе инновационного развития газовой промышленности. От успешности ее решения зависит повышение уровня пропускной способности магистрального газопровода и энергетической эффективности ГТС, что непосредственно влияет на уровень эффективности бизнес-процесса в основном виде деятельности ПАО «Газпром».

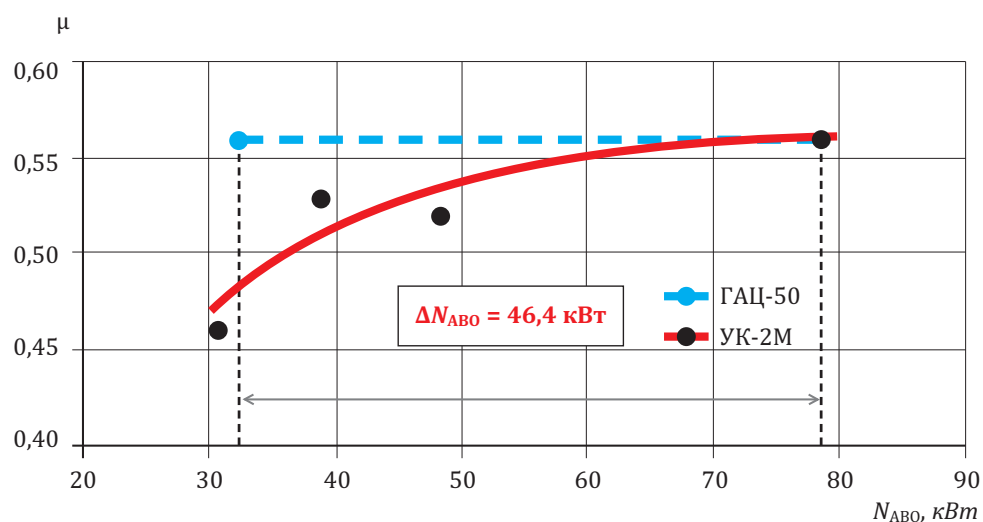


Рис. 1. Зависимость степени охлаждения газа от потребляемой мощности модернизированного и штатного АВО газа типа АВГ-75.





## Энергетические перспективы для Российской Федерации в рамках группы БРИКС

**А.С. Качелин**, руководитель Аналитического центра ООО «ПГЭС», кандидат экономических наук

*Аннотация.* Статья посвящена энергетическим перспективам Российской Федерации в рамках БРИКС. Особое внимание уделено роли России в формировании и участии в БРИКС, перспективы создания институциональной структуры по взаимодействию в области энергетики, так как некоторые страны группы БРИКС постепенно доходят до понимания необходимости координации действий при поставках энергетических ресурсов на внешние рынки.

*Ключевые слова:* БРИКС, межправительственное соглашение, институциональная организация, страна-участница, энергетическая безопасность, Международное энергетическое агентство, сжиженный природный газ.

## Energy prospects for the Russian Federation within BRICS Group

**A.S. Kachelin**, Head of the Analytical center of The Limited liability company «Promgazenergoservis», PhD in economics

*Abstract.* Article is devoted to power prospects of the Russian Federation within BRICS. The special attention is paid to a role of Russia in formation and participation in BRICS, prospects of creation of institutional structure on interaction in the field of power as some countries of BRICS group gradually reach understanding of need of coordination of actions by deliveries of energy resources to foreign markets.

*Keywords:* BRICS, the intergovernmental agreement, the institutional organization, the member country, energy security, International Energy Agency, the liquefied natural gas.

**БРИКС** (англ. BRICS — сокращение от Brazil, Russia, India, China, South Africa) — группа из пяти стран: Бразилия, Россия, Индия, Китай, Южно-Африканская Республика.

Последовательность букв в слове определяется не только благозвучием, но и тем, что само слово в английской транскрипции BRICS очень похоже на английское слово bricks — «кирпичи». Таким образом, данный термин используется в качестве обозначения группы стран, за счет роста которых во многом будет обеспечиваться будущий рост мировой экономики. Далее в нашей статье группу из пяти стран условно обозначим — группа пяти (G-5).

БРИКС сегодня — это платформа для развития диалога и сотрудничества между государствами-членами, которые в совокупности занимают 30% суши, на долю которых приходится 45% населения планеты, и около 25% мирового внутреннего валового продукта по паритету покупательной способности.

Сегодня многие аналитики ставят под вопрос перспективность сотрудничества в сфере энергетики, несмотря на его важность для национальных интересов каждой из стран-участниц G-5. Такие настроения усиливаются на фоне снижения общих темпов экономического роста этих стран, выхода на первый план таких областей взаимодей-

ствия, как инфраструктурное финансирование и создание эффективных институтов мирового финансового регулирования — Банка развития БРИКС.

Состояние энергетического взаимодействия стран БРИКС анализируется, учитывая эволюцию рассмотрения этого вопроса на саммитах руководителей стран-членов G-5, отраженного в соответствующих документах. Вместе с тем проводится анализ способствующих и препятствующих ему факторов непосредственно по странам с позиции разделения энергетических ресурсов на две группы: традиционных и новых. Это позволяет определить имеющиеся у стран ресурсы и рас-





Руководители стран БРИКС. Бразилия, г. Форталеза, 14 июля 2014 года

смотреть наиболее рациональные перспективные схемы организации сотрудничества. Вместе с тем уровень сотрудничества зависит не только от имеющегося потенциала, но и от целого ряда факторов. Очевидно, что Китай является локомотивом среди стран G-5 с точки зрения темпов экономического роста: его ВВП превышает суммарный показатель всех остальных четырех членов группы.

На сегодняшний день взаимодействие стран БРИКС в области энергетики в большей мере является двусторонним, неравномерным по глубине и масштабам связей. Но БРИКС является «молодой» группировкой, и с учетом имеющейся базы сотрудничества и взаимодополняющих экономически обоснованных потребностей можно ожидать наращивания взаимодействия в энергетической сфере.

Первое упоминание о сотрудничестве в энергетической сфере присутствует в «Совместном заявлении лидеров стран БРИК» от 16 июня 2009 года по итогам I саммита стран группы в Екатеринбурге.

На II встрече лидеров стран БРИК в столице Бразилии 15 апреля 2010 года, по итогам которой было принято «Совместное заявление глав государств и правительств

стран — участниц Второго саммита БРИК», вопросы энергетики были уже выделены в отдельный блок и определены как «важный ресурс для повышения уровня жизни». В 2011 году на саммите в Санья (Китай), ознаменовавшемся присоединением к группе ЮАР, впервые особое внимание было уделено вопросам атомной энергетики как «важному элементу в будущем энергетическом балансе стран БРИКС».

При налаживании отношений в энергетической сфере нужно учитывать специфику БРИКС, а именно присутствие в G-5 как крупных экспортеров, так и крупных импортеров энергии. В этой связи Россия может сыграть роль гаранта безопасности на энергетических рынках, в том числе в вопросах поставок энергоресурсов на мировой рынок. Для России сотрудничество в рамках G-5 имеет особый интерес, прежде всего в таких направлениях, как выстраивание общей политики в энергетической сфере (аналог ОПЕК и МЭА, учитывающий при этом интересы не только потребителей, но и производителей), а также обмен опытом и технологиями в ряде отраслей ТЭК. Энергетика является одной из заявленных сфер сотрудничества стран G-5, однако развитие этого направления пока что не вылилось в

создание действенных механизмов в рамках группы. Россия наиболее активна в налаживании отношений в энергетической сфере и в 2014 году выходила с предложениями о создании инструментов развития и сотрудничества в энергетике. Одним из них может стать энергетическая ассоциация БРИКС, деятельность которой предполагается направить на обеспечение энергобезопасности стран-участниц, проведение комплексных исследований и анализ мировых рынков углеводородов. В рамках данной ассоциации также было предложено создать резервный банк топлив и институт энергополитики БРИКС. Эти предложения пока не реализованы и не находят должной поддержки со стороны других членов G-5. Заинтересованность России в развитии энергетической тематики в рамках БРИКС понятна и объясняется рядом факторов.

Во-первых, Россия, являясь крупным производителем и экспортером основных энергоресурсов (нефть, природный газ, уголь) на мировой рынок, заинтересована в обеспечении стабильности поставок (а также их наращивании и диверсификации) и уменьшении волатильности мировых цен на сырье. В этой связи G-5 может стать площадкой для принятия общих принципов торгово-экономической деятельности в рамках группы, а также выстраивания и реализации общей политики на мировых энергетических рынках. При этом нужно понимать, что общая политика не обязательно предполагает внедрение конкретных механизмов воздействия (как квоты на добычу нефти в ОПЕК), а может реализовываться через применение странами группы общего принципа выстраивания отношений с основными игроками в энергетической сфере вне БРИКС.

Во-вторых, в России особая актуальность и заинтересованность в развитии сотрудничества со странами G-5 появилась после событий 2014 года, а именно введения санкций против российских нефтегазовых компаний и страны в целом.

В результате появился риск нехватки инвестиций в отрасли, а также необходимость в поиске новых рынков сбыта нефтегазовой продукции и источников технологий и иностранных инвестиций. В этой связи быстроразвивающиеся Китай и Индия представляют большой интерес ввиду перспектив высокого спроса на энергоресурсы в этих странах.

Без сомнения, G-5 является и будет оставаться одним из основных игроков на мировом энергетическом поле. Однако возникает вопрос: почему все же не было намечено никаких конкретных мер по данному направлению?

Во-первых, Россия, будучи крупнейшим в G-5 экспортером энергоресурсов, опасается стать сырьевым придатком стремительно развивающегося Китая, что затрудняет ведение переговоров о поставках нефти и газа, а также создание и работу совместных предприятий. Стоит отметить недавнее заключение между двумя странами таких соглашений, как Соглашение о расширении сотрудничества в сфере торговли сырой нефтью (март 2013 года), а также Соглашение о поставках газа в долгосрочной перспективе (май 2014 года), работа над которым велась более десяти лет.

Во-вторых, Бразилия все же пока сохраняет ориентацию на западные рынки и ищет расположения западных инвесторов. ЮАР же продолжает проводить политику открытости для европейских и американских интересов. Таким образом, эти две страны являются своеобразным буфером между Западом и остальными участниками блока.

Учитывая принципиальный подход всех пяти стран к невмешательству и проведению, прежде всего самостоятельной внешнеэкономической политики, данные противоречия, несомненно, оказывают сильное сдерживающее воздействие на энергетическое сотрудничество БРИКС.

Кроме того, между рядом стран блока существуют уже устоявшиеся связи в области торговли и инвести-

ций, как в целом, так и непосредственно в области энергетики, в частности это касается взаимодействия с третьими странами. Несмотря на расширение блока и выявление новых возможностей, все же всегда отдается предпочтение традиционным, проверенным связям. В области совместных проектов следует иметь в виду, что иностранные инвестиции предполагают получение инвестором права на ресурс или продукт с более высокой добавочной стоимостью, получаемый при его использовании. Это в ряде случаев играет сдерживающую роль и предполагает детальную проработку данного аспекта с учетом основных направлений государственной политики.

На сегодняшний день взаимодействие в области энергетики БРИКС в большей мере является двусторонним, однако неравномерным по степени развитости связей, что обусловлено также разной необходимостью доступа к энергоресурсам каждой страны с целью обеспечения энергетической безопасности государств — участников блока.

Как отмечается в Уфимской декларации (статья 69), «признавая важность мониторинга глобальных тенденций в энергетическом секторе, включая составление прогнозов потребления энергоресурсов, разработку рекомендаций по развитию энергетических рынков, для обеспечения энергетической безопасности и экономического развития, мы призываем наши соответствующие органы рассмотреть возможности энергетического сотрудничества в рамках БРИКС».

В Стратегии экономического партнерства изложена и примерная программа действий. По мнению лидеров стран БРИКС, в целях укрепления энергетической безопасности этим странам следует сосредоточить свои усилия в следующих приоритетных областях:

1. Повышению уровня информированности о потребностях стран-производителей и стран-потребителей энергии.

2. Оказании взаимной поддержки в целях диверсификации источников энергии.

3. Развитии энергетической инфраструктуры.

4. Содействии всеобщему доступу к энергии.

5. Повышению уровня энергоэффективности, в том числе совместной разработки энергоэффективных и более чистых энерготехнологий и обмен ими.

6. Внедрении экологически безопасных технологий производства, хранения и потребления энергоресурсов.

7. Содействии использованию возобновляемых источников энергии.

8. Повышению эффективности использования чистых источников энергии, таких как природный газ.

Торговля энергоресурсами России со странами БРИКС ведется только с Китаем (без учета небольших объемов экспорта угля в Индию), и она набирает все больший вес для российской стороны.

Экспорт нефти в Китай рос быстрыми темпами в последние годы и достиг 30 млн т в 2014 году, что составляет около 13% всего российского экспорта. В перспективе расширение нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий океан» позволит нарастить экспортные поставки нефти в Китай.

Китай также является крупнейшим импортером угля из России, в 2014 году на страну пришлось около 18% суммарного экспорта. В данной сфере перспектив роста немного, так как внутренний рынок угля Китая близок к максимуму потребления и ожидать существенной положительной динамики по спросу не приходится.

Природный газ не поставляется в страны БРИКС (кроме небольших объемов СПГ в Китай). Однако в перспективе до 2020 года должен начаться экспорт газа в Китай по ответвлению от газопровода «Сила Сибири» (в мае 2014 года стороны заключили контракт сроком на 30 лет по поставкам до 38 млрд м<sup>3</sup> газа в

год), а также есть перспективы по росту экспорта СПГ.

Одним из перспективных, но пока не освоенных рынков сбыта энергоресурсов остается Индия. Это касается как поставок нефти, так и природного газа. Однако в этом направлении необходимо активно развиваться, так как в декабре 2015 года началось строительство трансконтинентального магистрального газопровода «Туркменистан — Афганистан — Пакистан — Индия» (далее — ТАПИ). Примечательно, что это первая грандиозная трансконтинентальная энергетическая магистраль строится без участия в ней Российской Федерации в лице ПАО «Газпром». Что не может не настораживать руководство нашей страны.

Газопровод ТАПИ является региональным магистральным газопроводом. Он соединит юго-восток Туркмении, Афганистан, Пакистан и Индию. Ежегодная мощность газопровода должна составить свыше 38 млрд м<sup>3</sup> газа или 90 млн м<sup>3</sup> в день, из которых 14 млн будут предназначены для Афганистана, по 38 млн — для Индии и Пакистана. Длина газо-

провода составит 1735 км. Газопровод пройдет из юго-восточных регионов Туркмении, где находятся крупные газовые месторождения, далее через Афганистан и Пакистан до населенного индийского пункта Фазилка на пакистано-индийской границе. Годовая мощность газопровода составит 33 млрд м<sup>3</sup>, сдача его в эксплуатацию, включая вспомогательную наземную инфраструктуру, планируется в декабре 2019 года. Кроме этого, о своем интересе к проекту заявил Бангладеш.

Возможности для России в БРИКС в сфере энергетики могут стать эффективной площадкой для развития сотрудничества в энергетике. При этом Россия может использовать данный механизм как для выстраивания двусторонних отношений в сфере энергетики, так и для реализации общей политики, которая будет соответствовать ее национальным интересам.

В условиях нестабильности мировых цен на энергоресурсы, расширяющейся практики нарушения международного права, применения мер ограничения, введения санкций

в энергетическом секторе актуальным на повестке дня стоит вопрос институционализации энергетического сотрудничества в рамках объединения.

Основными направлениями развития сотрудничества России с остальными странами БРИКС могут стать:

1. Привлечение инвестиций в российский ТЭК, в первую очередь нефтегазовые проекты в новых районах освоения ресурсов (арктический шельф, Дальний Восток).

2. Обмен опытом в сфере добычи нефти и газа, импорт технологий.

3. Нарастивание поставок нефти и газа в страны БРИКС, прежде всего Китай и Индию.

4. Разработка единого видения касательно вопросов функционирования региональных и глобальных энергорынков и реализация механизмов с целью недопущения резких колебаний на данных рынках, в том числе по ценам на сырье.

5. Научно-технические исследования, проведение конференций, лекций и семинаров, обучение и обмен опытом.

#### Список литературы | References

1. URL: <https://www.ru.wikipedia.org/wiki/БРИКС>
2. URL: <http://www.ac.gov.ru/files/publication/a/5941.pdf>
3. URL: <http://www.inforos.ru/ru/?module=news&action=view&id=42426>
4. URL: <http://www.riss.ru/smi/7240/>
5. URL: [http://www.energoacademy.ru/index.php?option=com\\_acContent&view=material&catid=27&id=2677&Itemid=127](http://www.energoacademy.ru/index.php?option=com_acContent&view=material&catid=27&id=2677&Itemid=127)
6. URL: <http://www.scienceforum.ru/2015/1155/15960>





## Проблемы диагностирования трещин коррозионного растрескивания под напряжением на ранней стадии их развития на трубах подземных газопроводов

**И.В. Максютин**, заместитель начальника отдела надежности конструктивных элементов  
Инженерно-технического центра ООО «Газпром трансгаз Ухта»

*Аннотация.* В представленной работе рассмотрены возможности различных методов НК по выявлению дефектов КРН и определению их параметров. Выполнен сравнительный анализ геометрических размеров дефектов КРН, полученных с помощью контролируемой шлифовки и приборов, работающих на основе магнито-вихретокового метода. Дополнительно представлены результаты расширенных лабораторных обследований и испытаний темплетов с дефектами КРН.

*Ключевые слова:* неразрушающий контроль, дефекты, коррозионное растрескивание под напряжением, магистральный газопровод, дефектоскопы.

## The problem of diagnosing cracks corrosion cracking under stress at an early stage of their development in pipes underground pipelines

**I.V. Maksyutin**, the Deputy chief of Department of reliability of structural elements of Engineering center of LLC «Gazprom transgaz Ukhta»

*Abstract.* In the present article the possibilities of various NDT methods for detection of stress corrosion fractures and determining their parameters. A comparative analysis of the geometrical sizes of defects SCC, obtained by controlled grinding and the devices operating on the basis of magnetic-eddy current method. Additionally presents the results of extended laboratory examinations and testing of templates with defects in SCC.

*Keywords:* non-destructive testing, defects, corrosion stress cracking, main gas pipelines, devices for defect detection.

Опыт эксплуатации магистральных газопроводов (МГ) показывает, что одним из самых опасных дефектов является коррозионное растрескивание под напряжением (КРН). В ООО «Газпром трансгаз Ухта» особенно остро проблема КРН проявилась в конце XX века, когда данный вид дефектов часто становился причиной аварий и как следствие — многомиллионного ущерба [1]. В начале XXI века при проведении внутритрубной дефектоскопии (ВТД) стали использоваться снаряды-дефекто-

скопы с поперечной системой намагничивания, которые выявляли дефекты КРН глубиной более 10% толщины стенки трубы, что позволило практически полностью решить проблему аварийных разрушений по причине КРН [2].

Однако внутритрубные снаряды-дефектоскопы не позволяют выявлять дефекты КРН на ранней стадии развития глубиной менее 10% толщины стенки трубы. Заявленный порог обнаружения дефектов КРН для внутритрубных снарядов

НПО «Спецнефтегаз» и ОАО «Оргэнергогаз» «Саратовдиагностика» приведен в *табл. 1* [3].

В 2009–2010 годах в ходе проведения капитального ремонта изоляционного покрытия трех межкрановых участков МГ, помимо 85 дефектов КРН, выявленных ВТД в 2008 году, дополнительно было обнаружено еще 105 подобных дефектов с глубиной от 10 до 15% толщины стенки трубы. В 2015 году в ходе переизоляции было обследовано 3670 труб, на 1675 трубах выявлены тре-

Таблица 1

**Порог обнаружения трещиноподобных дефектов снарядами-дефектоскопами по данным отчетов ВТД**

Организация	Вид трещин	Длина, мм	Ширина, мм	Глубина, мм	Раскрытие, мм
НПО «Спецнефтегаз»	Зона продольных трещин	6t	0,5t	0,15t	≥ 0,05
	Поперечная	0,01t	3t	0,20t	≥ 0,10t
	Продольная	3t	0,01t	0,20t	≥ 0,10t
ОАО «Оргэнергогаз» «Саратов диагностика»	Зона продольных трещин	более 80	—	0,10t	≥ 0,05
	Поперечная	—	более 60	0,25t	≥ 0,10
	Продольная	более 60	—	0,25t	≥ 0,10

t — толщина стенки трубы, мм

щиповидные дефекты глубиной менее 10% от толщины стенки. Все это привело к существенному увеличению количества замененных труб по сравнению с запланированным. Большинство из дополнительно выявленных дефектов КРН обнаружено с помощью наружных сканер-дефектоскопов. К тому же следует отметить общую тенденцию по увеличению числа трещиноподобных дефектов глубиной до 10%, обнаруживаемых при проведении капитального ремонта на участках МГ.

Для уточнения природы возникновения и экспериментального исследования поведения выявленных трещиноподобных дефектов при различных нагрузках специалистами отдела надежности конструктивных элементов (ОНКЭ) Инженерно-технического центра (ИТЦ) было проведено расширенное обследование металла дефектных труб и испытание на повторно-статическое растяжение образца с трещиноподобными дефектами. Также в ходе расширенного обследования выполнена проверка способности магнито-вихретокового неразрушающего контроля (НК) выявлять данный тип дефектов и определять их параметры.

Для проведения обследования в лабораторию ИТЦ были доставлены 6 темплетов, вырезанных из труб МГ диаметром 1220 мм. Из данных заводских сертификатов качества, представленных специалистами ЛЭС, следует, что двухшовные прямошовные трубы, из которых были

вырезаны темплеты, изготовлены Челябинским трубопрокатным заводом в соответствии с ТУ 14-3-1344-85 из стали 13ГС с номинальной толщиной стенки 12,0 мм и 13,9 мм. Сведения о вырезанных темплетях представлены в табл. 2.

В ходе расширенного обследования темплетов, вырезанных из дефектных труб, были проведены следующие виды работ:

- визуально-измерительный контроль (ВИК) темплетов;
- магнито-порошковый контроль (МПК) темплетов;
- магнито-вихретоковый контроль (МВК) темплетов;
- оптико-эмиссионная спектроскопия (ОЭС) основного металла труб;
- испытания образцов на статическое растяжение;
- испытания образцов на ударный изгиб;
- металлографическое обследование.

В процессе ВИК трещины не были обнаружены. В результате проведения МПК выяснилось, что индикаторные рисунки, характерные для трещиноподобных дефектов, присутствуют на всех темплетях. Обнаруженные скопления трещин высокой плотности состоят из близко расположенных одиночных трещин, преимущественно направленных вдоль продольной оси трубы с максимальной протяженностью до 20 мм. Следует отметить, что последовательно располагающиеся трещины образуют извилистые ступенчатые траектории.

После проведения МПК измерили глубину трещин на темплетях Т2 и Т6 вихретоковым дефектоскопом ВК-1 и магнито-вихретоковым дефектоскопом МВД-2МК. Для уточнения глубины трещин была выполнена контролируемая шлифовка, сопровождаемая измерением глубины выемки металла с использованием устройства, состоящего из индикатора

Таблица 2

**Сведения об отобранных темплетях из труб диаметром 1220 мм**

Номер темплета	Номер трубы по ВТД 2011 года	Размеры, мм		Часовая ориентация, час	Расстояние от продольного шва
		в плане	толщина стенки*		
T1	5684	305×300	11,9±0,1	2:30	100
T2		300×300	11,9±0,1	2:30	100
T3	5588	305×300	13,8±0,1	11:00	90
T4		300×300	13,8±0,1	11:00	90
T5	5593	300×300	13,8±0,2	3:30	0
T6	5600	305×300	13,8±0,2	4:30	200

\* — указана толщина стенки по результатам измерений, проведенных в лаборатории ИТЦ

Таблица 3

**Результаты измерения глубины трещин в зонах контролируемой шлифовки**

Номер темплета	Номер зоны	Максимальная глубина трещин, мм		
		ВК-1	МВД-2МК	Контролируемая шлифовка
Т2	11Д	0,5	1,5	0,70
	12Д	0,5	1,1	0,75
Т6	21Д	0,5	1,6	1,03
	22Д	0,5	1,5	1,02
	23Д	0,5	1,0	0,80

\* — индекс «Д» обозначает, что зона содержит трещиноподобные дефекты

тора часового типа и магнитной опоры. Снятие слоя металла в процессе шлифовки проводили с шагом  $0,05 \div 0,25$  мм до полного исчезновения трещин в зоне шлифовки, что контролировалось с помощью увеличивающей лупы.

Данные о глубине трещин, измеренной приборами ВК-1 и МВД-2МК, также определенной с помощью контролируемой шлифовки, представлены в табл. 3.

Из сопоставления результатов, показанных в табл. 3, следует, что вихретоковый дефектоскоп ВК-1 занижает глубину трещин в 2÷3 раза, а магнито-вихретоковый дефектоскоп МВД-2МК завышает в 1,5÷2 раза. После изучения паспортов приборов выяснилось, что разница в показаниях приборов может быть обусловлена разными способами их калибровки. Так, в соответствии с данными паспорта ВК-1 его градуировка проведена на образцах трубных сталей К50-К65 с поверхностными прорезями шириной 0,2 мм, в то

время как прибор МВД-2МК откалиброван на образцах трубных сталей с искусственными трещиноподобными дефектами и раскрытием данных дефектов от 0,01 до 0,12 мм.

Дополнительная контролируемая шлифовка в местах, где после выполнения МПК не просматривались индикаторные рисунки трещин, не выявила каких-либо внутренних трещин и расслоений.

Для определения химического состава металла труб  $\varnothing 1220 \times 12$  мм и  $\varnothing 1220 \times 14,5$  мм провели оптико-эмиссионную спектрометрию. Анализ результатов оптико-эмиссионной спектрометрии показал, что химический состав стали рассматриваемых труб соответствует стали марки 13ГС и удовлетворяет требованиям ТУ 14-3-1344-85.

Оценку механических характеристик металла обследуемых темплетов проводили по результатам испытаний на статическое растяжение полнотолщинных образцов и ударный изгиб, вырезанных из де-

фектных и бездефектных участков. Испытание образцов на статическое растяжение выполняли на машине растяжения — ИР 5143-200-11. Ударный изгиб проводили на маятниковом копре — ИО 5003-03 со встроенной криокамерой ККМ-1М. Механические свойства основного металла труб, полученные при испытаниях, представлены в табл. 4. Здесь же приведены нормативные значения для труб  $\varnothing 1220$  мм производства ЧТПЗ из стали 13ГС.

Из табл. 4 видно, что прочностные свойства основного металла труб в целом соответствуют требованиям ТУ 14-3-1344-85, предъявляемым к трубной стали марки 13ГС. Снижение относительного удлинения (на  $9 \div 21\%$  от нормативного) и относительного сужения на образцах № 1 и 3 объясняется наличием трещин в зоне излома образцов. Испытание на ударный изгиб показало, что значение ударной вязкости для основного металла трубы  $\varnothing 1220 \times 12,0$  мм соответствует требованиям ТУ 14-3-1344-85. Для основного металла трубы  $\varnothing 1220 \times 13,9$  мм значение ударной вязкости меньше требуемой нормативной величины на 7,7 % и вид поверхности излома образцов соответствует хрупкому характеру разрушения.

Профиль трещин, раскрывшихся в изломе образцов на растяжение, полуэллиптический. Окраска трещин имеет красно-коричневый оттенок, что свидетельствует о наличии коррозионного процесса в металле. При осмотре поверхности из-

Таблица 4

**Механические свойства основного металла обследованных труб**

Источник информации	Статическое растяжение					Ударный изгиб KCV <sup>0</sup> , Дж/см <sup>2</sup>
	Номер образца	$\sigma_{вр}$ , МПа	$\sigma_{0,2}$ , МПа	$\delta_5$ , %	$\psi$ , %	
Результаты испытания образцов темплета Т1 (труба $\varnothing 1220 \times 12,0$ мм)	1д	513	386	18,2	32,5	62,2
	2	518	381	25,2	54,0	
Результаты испытания образцов темплета Т3 (труба $\varnothing 1220 \times 13,9$ мм)	3д	570	423	15,7	32,1	36,2
	4	568	419	21,6	54,2	
ТУ 14-3-1344-85 ЧТПЗ (сталь 13ГС)	—	Не менее			—	Не менее
		510	363	20		

д — образец с дефектом;  $\sigma_{вр}$  — предел прочности, МПа;  $\sigma_{0,2}$  — предел текучести условный (пластическая деформация 0,2%), МПа;  $\delta_5$  — относительное удлинение, %;  $\psi$  — относительное сужение, %; KCV<sup>0</sup> — ударная вязкость, полученная на образцах Шарпи при температуре 0°С



Таблица 5

Приращение глубины и раскрытие трещин при повторно-статическом растяжении

Кол-во циклов	Диапазон нагрузки, МПа	Приращение глубины трещин, мкм			Раскрытие трещин, мкм					
					№ 1		№ 2		№ 3	
		№ 1	№ 2	№ 3	устье	вершина	устье	вершина	устье	вершина
51÷150	5÷281	26	0	0	95	23	57	16	29	10
151÷350		47	0	0	137	43	70	18	35	10
351÷400	5÷309	110	56	31	216	86	126	23	48	15
401÷500		159	79	37	250	110	147	30	51	16
501÷524	5÷345	разрыв		46	разрыв			—		71

лома обнаружено объединение двух близко расположенных трещин, что свидетельствует о процессе их подрастания и развития со временем. Максимальная относительная глубина трещин для труб с толщиной стенки 12,0 мм составила 8,3%, а с толщиной стенки 13,9 мм — 10%.

Для уточнения природы возникновения выявленных дефектов выполнили металлографическое обследование поперечных макро- и микрошлифов металла труб. В результате выявлено, что трещины развиваются по нормали к наружной поверхности трубы, имеют малое раскрытие и острую вершину. Относительная глубина трещин, измеренная на микрошлифах темплетов труб Ø1220×12,0 мм и Ø1220×13,9 мм, составила 7,0% и 3,5% от толщины стенки труб соответственно. Раскрытие трещин по глубине неравномерное и уменьшается по мере приближения к вершине, что указывает на протекание коррозионных процессов более продолжительное время в области устья, где облегчен доступ коррозионной среды. Также обнаружены очаги зарождения трещин у наружной поверхности трубы.

Результаты проведенных обследований и испытаний указывают на наличие внешних и внутренних признаков коррозионного растрескивания стенки труб под напряжением, что позволяет идентифицировать выявленные дефекты как КРН (СТО Газпром 2-2.3-760-2013 «Инструкция по идентификации коррозионного растрескивания под напряжением металла труб как причины от-

казов магистральных газопроводов»).

Испытание на повторно-статическое растяжение проводили с целью выявления особенностей развития трещин под действием различных нормативных нагрузок. Для исследования отобрали образец с тремя трещинами. Он был вырезан из трубы 1220×12 мм, изготовленной на Челябинском трубопрокатном заводе из стали 17Г1С-У по ТУ 14-3-602-77. Начальная глубина трещин составляла № 1 — 4,1 мм, № 2 — 3,1 мм, № 3 — 3,0 мм. Испытания включали в себя три этапа с максимальной нагрузкой, соответствующей:

- рабочему (нормативному) давлению 5,4 МПа (281 МПа, 350 циклов);
- испытательному давлению для III категории 1,1 P<sub>раб</sub> = 5,94 МПа (309 МПа, 150 циклов);
- заводскому испытательному давлению, создающему кольцевые напряжения в стенке трубы, равные 0,95 от нормативного предела текучести (345 МПа, 24 цикла до разрушения образца).

Изменения геометрических параметров трещин в процессе циклических испытаний приведены в табл. 5.

Разрушение испытанного образца произошло по трещинам № 1 и 2, выходящим на боковые грани образца с двух сторон, на третьем этапе циклирования после 24 циклов при нагрузке, соответствующей заводскому испытательному давлению. Оценка результатов повторно-статического нагружения показала, что глубина дефектов до 30% толщины стенки трубы не увеличивается при

нагрузке, соответствующей рабочему (нормативному) давлению 5,4 МПа в течение 350 циклов, что соответствует прогнозируемому расчету эксплуатации участка МГ, равному 4,7 годам (при 7,5 отнулевых эквивалентных циклах в год и коэффициенте запаса, равном 10).

Проведенные испытания, обследования и комплексный анализ полученных результатов показали, что:

- снаряды, используемые при проведении ВТД, выявляют не все дефекты КРН, большинство пропущенных дефектов имеют глубину менее 10%;
- на сегодняшний день отсутствуют методы НК, позволяющие с достаточной точностью измерять глубину трещин КРН, а точность показаний дефектоскопов, основанных на магнито-вихретоковом методе, зависит от их заводской калибровки;
- прочностные свойства основного металла труб Ø1220×12 мм и Ø1220×13,9 мм в целом соответствуют требованиям, предъявляемым для стали класса прочности K52 согласно ТУ 14-3-1344-85, а по химическому составу — марке стали 13ГС, однако наблюдается снижение пластических свойств металла в зонах с дефектами КРН;

• обследованные трещиноподобные дефекты труб Ø1220×12 мм и Ø1220×13,9 мм по совокупности внешних и внутренних идентификационных признаков являются трещинами коррозионного растрескивания под напряжением.

На основании проделанной работы можно предложить следующие организационно-технические меро-

приятия для обеспечения требуемой надёжности и более достоверного прогноза остаточного ресурса труб с дефектами КРН:

1. Организациям, проводящим внутритрубное обследование, провести модернизацию внутритрубных

снарядов и разработку новых методов анализа результатов ВТД для выявления дефектов КРН на ранней стадии, а также получения геометрических размеров данных дефектов с точностью, достаточной для определения опасности и прогноза их развития.

2. Отраслевым научным центрам проанализировать существующие методы НК на предмет возможности измерения глубины дефектов КРН с достаточной точностью или предложить новый метод НК, который решит данную проблему.

### Список литературы

1. Яковлев А.Я., Колотовский А.Н., Ахтимиров Н.Д. Разрушение газопроводов по причине коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) и диагностика МГ на предприятии «Севергазпром»: Материалы восьмой международной деловой встречи «Диагностика-98» (Сочи, апрель 1998 года) / Под общ. ред. Н.С. Киселёвой. — М.: ИРЦ Газпром, 1998. — С. 266–276.

2. Яковлев А.Я., Воронин В.Н., Алеников С.Г. и др. Стресс-коррозия на магистральных газопроводах. — Киров: ОАО «Кировская областная типография, 2009. — 320 с.

3. Топилин А.В., Захаров А.А., Адаменко С.В. и др. Технология и организация внутритрубного контроля технического состояния газонефтепроводов». — М.: МАКС Пресс, 2013. — 232 с.

### Bibliography

1. Yakovlev A.Ya., Kolotovskiy A.N., Ahtimirov N.D. (1998), «The destruction of the pipelines because of corrosion cracking under tension (SCC) and the diagnosis of MG the company “Severgazprom”», Proceedings of the eighth international business meeting “Diagnostics-98” (Sochi, April 1998). Under the General editorship of N. With. Kiseleva [«Razrushenie gazoprovodov po prichine korrozionnogo rastreskivaniya pod napryaganiem (KRN) I diagnostika MG na predpriyatii “Severgazprom”», Materiali vosmoi megdunarodnoi delovoi vstrechi “Diagnostics-98”]. — Moscow: p.p. 266-276.

2. Yakovlev A.Ya., Voronin V.N., Alennikov S.G., and others. (2009), «Stress-corrosion on gas pipelines», [«Stress-korroziya na magistralnih gazoprovodah»] — Kirov: JSC Kirov regional printing house, 2009. — 320 p.

3. Topilin A.V., Zakharov A.A., Adamenko S.V., etc. (2013), «Technology and organization of pigs moving control of technical condition of oil pipelines», [«Tehnologiya I organizaciya vnutritrubnogo kontrolya tehnicheskogo sostoyaniya gazonefteprovodov»]. — M.: MAKS Press, 2013. — 232 p.



Эта статья является, к глубокому сожалению, последней научно-технической работой, выполнение которой и оформление для журнальной публикации осуществлялись при самом непосредственном личном участии Загидуллы Талиповича Галиуллина (1929–2016) — выдающегося ученого и крупнейшего специалиста в области трубопроводного транспорта газа.

## Метод экспресс-оценки топливных затрат на КС магистральных газопроводов

**З.Т. Галиуллин**, доктор технических наук, профессор (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

**А.В. Черникин**, кандидат технических наук, ведущий научный сотрудник (ООО «Трансэнергострой»)

*Аннотация.* В статье приводится описание разработанного авторами метода оперативной оценки затрат природного газа, используемого в качестве топлива для перекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом на компрессорных станциях (КС) магистральных газопроводов. Полученные расчетные выражения позволяют весьма быстро определять величину расхода топливного газа как для любой отдельной (единичной) КС газопровода, так и для магистрального газопровода в целом (суммарно по всем КС). Формулы учитывают изменение (уменьшение) отбора газа на топливные нужды КС по мере удаления от начальной точки транспортной магистрали. Расчеты выполняются без какого-либо использования ЭВМ, на простейшем калькуляторе и совершенно не зависят (по длительности и трудоемкости) от порядкового номера КС и общего числа станций на газопроводе. Предлагаемый метод может найти применение как в случае эксплуатирующихся газотранспортных линий (для контроля эффективности компримирования путем сопоставления с фактическими данными), так и при проектировании новых объектов.

*Ключевые слова:* топливный газ, компрессорные станции, магистральный газопровод, быстрая оценка, метод расчета.

## Fuel inputs participatory rapid appraisal at gas compressor stations (GCS) in main gas lines (MGL)

**Z.T. Galiullin**, Gazprom VNIIGAZ

**A.V. Chernikin**, Ph. D. In Engineering Science, Senior research fellow (Transenergostroy)

*Аннотация.* The article is devoted to the participatory rapid appraisal method for the natural gas using in the pumping gas-turbine-powered units at GCS in main gas lines (MGL). Such method gives express gas consumption estimation both for a single (separate) GCS of the pipeline and for the whole MGL – i.e. for all gas compressor stations. Calculations give low allowances for gas consumption at GCS depending on a distance from the initial mark of the baseline. Such quantification procedure can be easily made without electronic computing devices. A simple calculator is required. No dependence on the numerical order of GCS and their general quantity of GCSs in the MGL (neither calculation duration nor their difficulty). The proposed method may be used in the operating gas transmission lines to control compressing efficiency comparing with the actual data base and for projecting of new objects.

*Key words:* gas fuel, gas compressor station (GCS), main gas line (MGL), participatory rapid appraisal, quantification procedure.

Природный газ, используемый в качестве топлива для перекачивающих агрегатов с приводом от газотурбинных установок (топливный газ), является главнейшей составляющей (~95%) расхода газа на собственные нужды компрессорных станций (КС) магистральных газопроводов. Расход топливного газа на современных станциях, оборудованных высокоэффективными перекачивающими агрегатами с газотурбинным приводом, находится на

уровне 0,25÷0,45% от расхода газа, компримируемого единичной КС. При этом суммарный расход топливного газа, потребляемого всеми КС крупной газотранспортной магистрали значительной протяженности, может достигать до 6÷10% от расхода газа, поступающего в начало трубопровода (на головную КС).

Знание показателей расхода газа на технологические топливные нужды позволяет вести контроль эффективности компримирования

(как для отдельно взятых КС, так и по всему магистральному газопроводу) путем сопоставления фактических и расчетных данных. При этом надо иметь в виду, что необходимый для работы перекачивающих агрегатов конкретной компрессорной станции объем топливного газа определяется величиной объема газа, компримируемого этой КС. Отсюда следует, что расход газа на топливные нужды каждой КС газопровода является индивидуальной ве-



личной, меняющейся (уменьшающейся) по мере увеличения порядкового номера станции (т.е. отдаления ее от начала магистрали). Таким образом, для установления затрат топливного газа на заданной КС предварительно требуется выполнить серию аналогичных расчетов «по цепочке» от головной КС до рассматриваемой. Подобные действия должны быть осуществлены (но по всем КС) и в случае выявления суммарных топливных затрат газопровода в целом.

Для производства детальных точных расчетов в описанной постановке существуют соответствующие отраслевые руководящие нормативные документы, содержащие подробную информацию (данные, сведения, соотношения, формулы и т.п.) [1; 2], которая должна применяться совместно с результатами расчетов режимов работы КС, что диктует необходимость выполнения циклов последовательных приближений. Довольно значительная «громоздкость» таких вычислений (особенно при большом числе КС) предопределяет использование тех или иных программных средств для ЭВМ. В этой связи, учитывая общность двух поставленных задач, возникает вопрос создания простого аналитического метода оперативной оценки топливных затрат одиночной КС (задача 1) и всего газопровода (задача 2), свободного от отмеченной выше расчетной «цепочки» и позволяющего в любой момент времени легко получать результат, не прибегая к помощи компьютера. Ниже приводится описание разработанного авторами данной статьи метода такой экспресс-оценки, который может найти применение как в случае эксплуатирующихся газотранспортных линий, так и для проектируемых новых объектов.

Рассмотрим магистральный газопровод без путевых отборов и поступлений газа. Предположим также, что все КС этой магистрали однотипны, а отношение расходов топливного и перекачиваемого газа для всех КС одинаково.



Введем следующие обозначения:  
 $Q$  — расход транспортируемого газа (основной поток) в начальной точке магистрального газопровода;  
 $n_s$  — общее число КС на газопроводе;

$n$  — порядковый номер рассматриваемой КС ( $n \leq n_s$ ; для головной КС  $n = 1$ ), а также индекс, соответствующий номеру этой компрессорной станции;

$N$  — отношение расходов топливного и компримируемого газа на любой КС;

$q$  — расход газа на топливные нужды одиночной КС;

$q_s$  — суммарный расход топливного газа по всем КС магистрального газопровода.

В принятых обозначениях расход газа на топливные нужды первой (головной) КС составит:

$$q_1 = QN. \quad (1)$$

Поскольку на обслуживаемом головной КС участке трубопровода расход газа уменьшится на величину  $q_1$  от первоначального ( $Q$ ), то выражение для расхода газа на топливные нужды второй КС будет иметь следующий вид:

$$q_2 = (Q - q_1)N = QN - QN^2 = QN(1 - N). \quad (2)$$

Приведем далее аналогичные выражения для КС с последующими порядковыми номерами:

$$q_3 = (Q - q_1 - q_2)N = QN(1 - 2N + N^2), \quad (3)$$

$$q_4 = (Q - q_1 - q_2 - q_3)N = QN(1 - 3N + 3N^2 - N^3), \quad (4)$$

$$q_5 = (Q - q_1 - q_2 - q_3 - q_4)N = QN(1 - 4N + 6N^2 - 4N^3 + N^4). \quad (5)$$

Анализ этих выражений и применение определенных математических подходов позволили найти точные решения обеих поставленных выше задач:

$$q_n = QN \left[ 1 + \sum_{j=1}^n (-1)^j \frac{N^j}{j!} \prod_{k=1}^j (n-k) \right], \quad (6)$$

$$q_s = QN \sum_{j=0}^{n_s} (-1)^j \frac{N^j}{(j+1)!} \prod_{k=0}^j (n_s - k). \quad (7)$$

Однако необходимо отметить, что выражения (6) и (7), которые могут служить для проведения точных вычислений, к сожалению, не отвечают выдвинутому в начале статьи требованиям (пожеланиям) быстроты и простоты получения результатов (без привлечения ЭВМ), поскольку с увеличением номера (числа) рассматриваемых КС ( $n$  или  $n_s$ ) очень значительно возрастает количество участвующих в расчете сомножителей и слагаемых, а следовательно, и выполняемых математических действий (хотя и весьма простых алгебраических операций). В связи с этим важным становится вопрос о влиянии, оказываемом различными членами расчетных выражений на по-

лучаемый результат. Для такой численной оценки рассмотрим случай больших значений  $N$  и  $Q$ . Если принять  $N = 0,005$  («с запасом») и  $Q = 100$  млн м<sup>3</sup>/сут, то в выражении, например, для  $q_4$  это приведет к:

$$QN = 500000 \text{ м}^3/\text{сут.};$$

$$3QN^2 = 7500 \text{ м}^3/\text{сут.};$$

$$3QN^3 = 37,5 \text{ м}^3/\text{сут.};$$

$$QN^4 = 0,06 \text{ м}^3/\text{сут.}$$

Отсюда сразу же следует, что знакочередующиеся ряды в скобках выражений (1)–(5) вполне можно ограничить тремя первыми членами, содержащими величину  $N$  в степени не выше второй. Этот вывод, естественно, распространяется и на все последующие аналогичные выражения (для КС с более высокими номерами).

Выражения (1)–(5) имеют общую структуру (форму записи) — произведение  $QN$  (расход топливного газа головной КС, т.е.  $q_1$ ) на некоторое выражение в скобках. Приняв для величины в скобках обозначение  $K_n$ , получаем

$$q_n = QNK_n. \quad (8)$$

Таким образом, безразмерный множитель  $K_n$  («коэффициент коррекции») позволяет находить величину топливных затрат любой отдельной КС (имеющей номер  $n$ ) через расход топливного газа головной КС. Конкретное значение коэффициента  $K_n$  ( $K_n \leq 1$ ; для головной станции  $K_n = 1$ ) должно определяться по номеру рассматриваемой КС. Для его расчета, с учетом результатов выполненной числовой оценки, была получена формула:

$$K_n = 1 - (n - 1)N \times [1 - \frac{1}{2}(n - 2)N]. \quad (9)$$

Соответствующая формуле (9) графическая картина изменения корректирующего коэффициента  $K_n$  в зависимости от порядкового номе-

ра КС показана на *рис. 1* для нескольких значений  $N$ .

Величину топливных затрат для произвольной единичной КС можно при неизменности структуры (8) находить и несколько иначе — как долю (безразмерную) от расхода газа в начальном сечении транспортной магистрали ( $Q$ ), то есть без предварительного определения расхода топливного газа головной КС. Обозначив эту долю через  $\Omega_n$ , можем записать

$$q_n = Q\Omega_n. \quad (10)$$

Сопоставляя соотношения (10) и (8), с учетом формулы (9), получаем

$$\Omega_n = NK_n = N\{1 - (n - 1) \times [1 - \frac{1}{2}(n - 2)N]\}. \quad (11)$$

Зависимость (11) при различных значениях  $N$  показана графически на *рис. 2*.

Завершая описание, относящееся к первой из поставленных выше задач, представим в размерном виде предлагаемое расчетное выражение для нахождения расхода топливного газа одиночной КС:

$$q_n = QN\{1 - (n - 1) \times [1 - \frac{1}{2}(n - 2)N]\}. \quad (12)$$

Аналогичным образом был осуществлен подход и к решению второй задачи — определению общих (суммарных) топливных затрат по всем КС магистрального газопровода. При этом принималась следующая структурная форма искомого решения:

$$q_s = Q\Omega_s, \quad (13)$$

где  $\Omega_s$  — доля (безразмерная), которую составляют суммарные топливные затраты всех КС произвольной (по масштабности) газотранспортной системы по отношению к расходу газа в начальном сечении магистрали ( $Q$ ).

Для определения  $\Omega_s$  удалось получить следующее расчетное выражение:

$$\Omega_s = Nn_s\{1 - \frac{1}{2}(n_s - 1) \times [1 - \frac{1}{3}(n_s - 2)N]\}. \quad (14)$$

Графическое отображение изменения величины  $\Omega_s$  в зависимости от числа КС ( $n_s$ ) для нескольких значений  $N$  представлено на *рис. 3*.

Приведем также предлагаемое решение (в размерном выражении), открывающее возможность легко и быстро производить оценку общих затрат топливного газа всего магистрального газопровода, — ответ ко второй поставленной в начале статьи задаче:

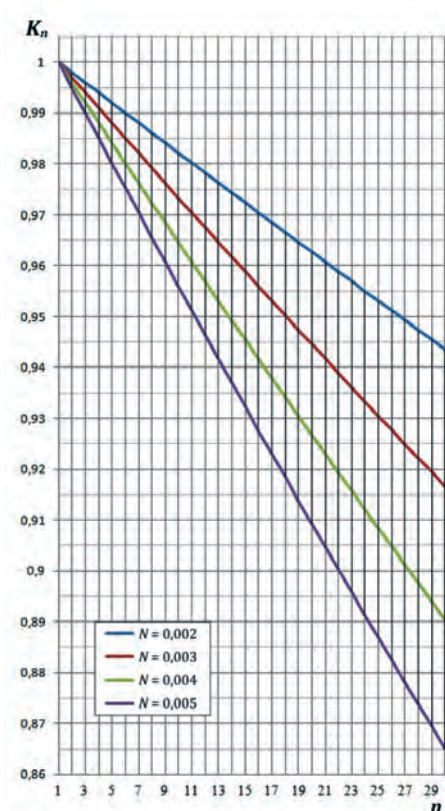
$$q_s = QNn_s\{1 - \frac{1}{2}(n_s - 1) \times [1 - \frac{1}{3}(n_s - 2)N]\}. \quad (15)$$

С целью количественной иллюстрации и оценки полученных выражений в абсолютных величинах продолжим рассмотрение начатого выше примера (установившего «весомость» различных членов в расчетных формулах). Дополнительно примем  $n_s = 23$ . Требуется определить расход топливного газа на двух КС — головной ( $n = 1$ ) и на последней ( $n = n_s = 23$ ), а также общие топливные затраты по всему магистральному газопроводу.

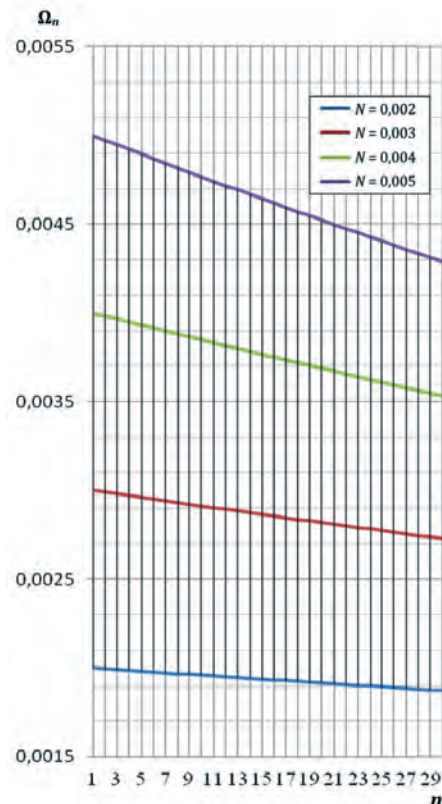
Формула (12) в случае головной КС дает  $q_1 = QN = 500\,000$  м<sup>3</sup>/сут., а для последней КС приводит к  $q_{23} = 447\,900$  м<sup>3</sup>/сут. Сопоставление найденных результатов показывает, что различие расходов топливного газа для первой и последней КС превышает 10%.

Попутно заметим, что полностью тождественный ответ будет получаться и при использовании безразмерных коэффициентов  $K_n$  или  $\Omega_n$ , т.е. формул (9) или (11), а также выполненных в безразмерных координатах графиков, размещенных в этой статье. Например, из формулы (9) для последней КС следует  $K_n = 0,8958$  (см. также *рис. 1*), а затем выражение (10) легко приводит нас к написанному в предыдущем абзаце ответу. Более того, в данном примере с «круглыми» числовыми значениями исходных величин ( $N$  и  $Q$ ) даже калькулятор не

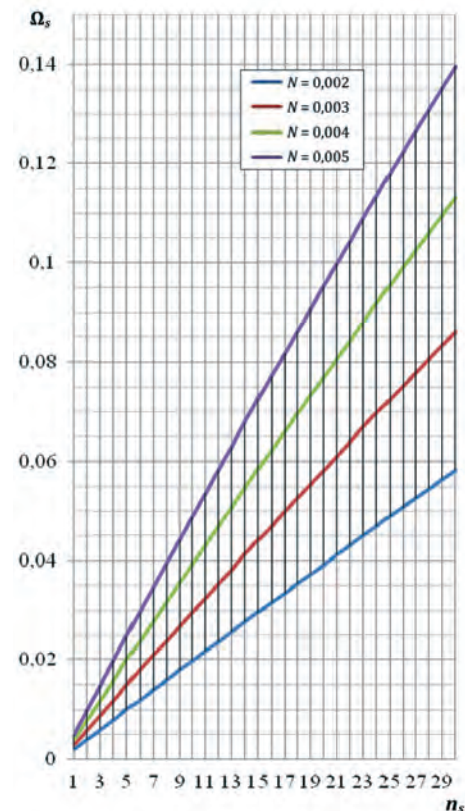




**Рис. 1.** Корректирующий коэффициент (к расходу топливного газа головной КС) в зависимости от номера станции



**Рис. 2.** Относительная доля (от  $Q$ ) топливного газа для различных КС газопровода



**Рис. 3.** Относительная доля (от  $Q$ ) топливных затрат всего газопровода в зависимости от числа КС

нужен, поскольку для получения ответов вполне достаточно графиков.

Суммарные топливные затраты рассматриваемого крупного магистрального газопровода в целом (для всех КС) определяются по формуле (15) и составляют  $q_s = 10\,889\,600$  м<sup>3</sup>/сут. (т.е. чуть менее 11% от  $Q$ ).

Представляется интересным следующее сравнение. Если предположить, что величина расхода топливного газа для головной станции оставалась бы неизменной и для всех остальных КС, то это приводило бы к  $q_s = n_s q_1 = 11\,500\,000$  м<sup>3</sup>/сут. Разница

же между этим значением и полученным выше результатом равна (в годовом исчислении) 223 млн м<sup>3</sup>/год, что несколько больше, чем двухсуточный объем перекачки по магистральному газопроводу.

### Выводы

1. Изложенный метод и предложенные расчетные выражения позволяют осуществлять быструю оценку топливных затрат:

- для любой отдельной (единичной) КС магистрального газопрово-

да с учетом обобщенного влияния изменяющихся по величине отборов топливного газа по всем КС, расположенным перед рассматриваемой;

- для магистрального газопровода в целом (суммарно по всем КС).

2. Расчеты по представленным выше формулам выполняются без какого-либо применения ЭВМ, на самом простейшем калькуляторе (с четырьмя арифметическими действиями), за считанные секунды и совершенно не зависят (по длительности и трудоемкости) от порядкового номера КС и общего числа станций на газопроводе.

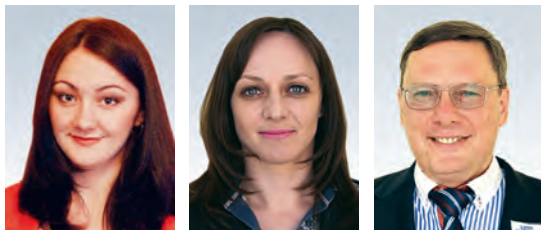
### Список литературы

1. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. — М.: ИРЦ «Газпром», 2006. — 196 с.
2. РД 153-39.0-112-01. Методика определения норм расхода и нормативной потребности в природном газе на собственные технологические нужды магистрального транспорта газа. — М.: ВНИИГАЗ, 2001. — 57 с.

### References

1. STO Gazprom 2-3.5-051-2006. Technological projecting requirements for main gas lines. — М.: IAC «Gazprom», 2006. — 196 p.
2. RD 153-39.0-112-01. Natural gas consumption rate estimation and the basic consumptive use for the in-house gas transmitting technological use. — Moscow: VNIIGAZ, 2001. — 57 p.





УДК 553.04+911.2  
 a.turbin@fundenergy.ru

## Фонд «Энергия»: высокотехнологичное разведочное бурение как основа эффективного осуществления нефтегазовых проектов

**В.Д. Малкина**, Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина

**Н.А. Псёл**, независимый эксперт

**А.И. Турбин**, советник учредителя фонда «Энергия»

*Аннотация.* Использование российских и зарубежных инноваций в области добычи газа и нефти позволяет российскому инвестиционному фонду «Энергия» братья за разведку и последующую добычу трудноизвлекаемых запасов.

*Ключевые слова:* разведочное бурение на нефть и газ, сейсморазведочные работы, фонд «Энергия», разработка пластов, Ямало-Ненецкий автономный округ, Halliburton, трудноизвлекаемые запасы.

## Fund «Energy»: high-tech exploration drilling as basis for effective implementation of oil and gas projects

**V.D. Malkina**, Moscow State Gubkin-University of oil and gas

**N.A. Psol**, independent Oil&Gas analyst

**A.I. Turbin, Dr.**, advisor to the Fund Energy Founder, Full State Advisor of the Russian Federation, 3<sup>rd</sup> class

*Abstract.* A full-scale implementation of both Russian and foreign innovations in gas and oil production allows Moscow-based Fund Energy conducting effective exploration and production of hard-to-recover reserves.

*Key words:* exploratory drilling for gas and oil, seismic surveys, Fund Energy, reservoir development, Yamalo-Nenets Autonomous District, Halliburton, hard-to-recover reserves.

Одним из ключевых проектов по добыче газа и нефти, реализуемых российским фондом «Энергия», является комплексный проект «Ямал», осуществляемый на 10 лицензионных участках (ЛУ) в Надымском районе Ямало-Ненецкого АО. Он предусматривает разведку и последующую добычу газа, нефти и конденсата на участках, лицензии на геологическое изучение которых, основанный в 2011 году бывшим руководителем Минэнерго и членом правления «Газпрома» Игорем Юсуфовым фонд обрел в течение последних 4 лет.

Среди лицензионных участков (Южно-Танловский, Айхеттинский,

Новоярудейский, Северо-Карасёвский, Северо-Перевальный, Средненадымский, Верхнесемиеганский, Восточно-Хеттинский, Южно-Пальниковский) особое место с инновационной и производственной точки зрения принадлежит Карасёвскому ЛУ. В границах участка, лицензия на геологическое изучение, разведку и добычу углеводородного сырья на котором выдана фонду «Энергия» до 2038 года, расположены Карасёвское нефтегазоконденсатное и Южно-Карасёвское газоконденсатное месторождения, открытые в 80-е годы прошлого столетия. При этом совокупные ресурсы Карасёвского и Южно-Танлов-

ского лицензионных участков оцениваются более чем в 43 млн т нефтяного эквивалента, из которых газа — 21,6 млрд м<sup>3</sup>, нефти и конденсата — 22 млн т.

### Проект «Ямал»: разведочное бурение как приоритет

Поскольку речь идет о трудноизвлекаемых запасах, уже на стадии разведки и бурения фонд в полной мере реализовал свою стратегию на взаимодействие с ведущими поставщиками сервисных услуг и привлечение новейших отечественных научных разработок. Так,



Разведочная скважина № 22 м на Карасёвском ЛУ

несмотря на широко известные санкционные режимы, в качестве партнера «Энергии» по проекту выступила американская компания Halliburton.

Благодаря применению технологий Halliburton бурение разведочной скважины № 22 глубиной 3500 м на Карасёвском ЛУ вывело проект «Ямал» на новый качественный уровень. В прикладном смысле это означает, что экспертное изучение полученной в ходе исследования геологической информации позволит дать ответы на большинство вопросов, касающихся объемов и структуры залегающих на месторождениях запасов.

С этой целью в течение последних трех лет на Карасевском ЛУ методом общей глубинной точки (МОГТ) выполнены сейсморазведочные работы 2D на 200 пог. км и 3D на 200 км<sup>2</sup>.

На сегодняшний день Карасёвский, а также Южно-Танловский лицензионные участки находятся на стадии доразведки, в ходе которой решаются следующие задачи:

- уточнение площадей распространения залежей нефти и газоконденсата;
- определение характера насыщения, положения фазовых контактов и дебитов газа, газоконденсата

и нефти в юрских, ачимовских и нижнемеловых залежах;

- уточнение физико-химических свойств залегающих углеводородов, получение дополнительных данных по керну;
- поиск новых залежей газа и нефти в пластах группы Ач и изучение характеристик вновь выявленных залежей;
- перевод запасов углеводородов категории С<sub>2</sub> в С<sub>1</sub>.

В целом на месторождении открыто 9 залежей углеводородов (из них одна газоконденсатная) в пластах БП2 (БП4), БП3 (БП5), БП4, БП42, БП5, Ач2, Ач3, в отложениях от готеривских до берриас-валанджинских включительно.

Для бурения разведочной скважины использовалась буровая установка ЗД-76. Бурение под эксплуатационную колонну производилось на полимер-глинистом буровом растворе BOREMAX II. В процессе бурения было отобрано 192,5 м керна, что составило 94,36% общего выноса керна. Проектный горизонт скважины определен как верхний отдел Юрской системы, Баженовская свита.

В открытом стволе скважины № 22 был выполнен полный комплекс ГИС, включая стандартный каротаж с помощью трех зондов, резистивиметрию, инклинометрию и термометрию. При выделении пластов-коллекторов по данным ГИС использовались качественные признаки коллектора: отрицательная аномалия ПС, сужение диаметра скважины относительно номинального, фиксируемое по микрокаверномеру, снижение естественной радиоактивности пород, фиксируемое на кривой гамма-каротажа (ГК), радиальный

Таблица 1

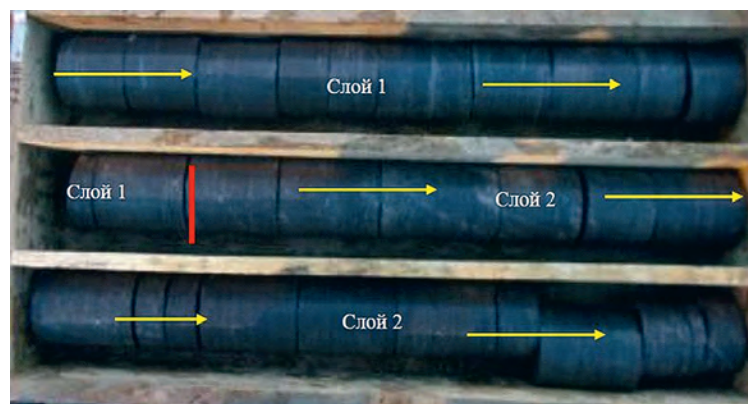
Параметры бурового раствора, примененного на скважине № 22 Карасёвского ЛУ

Параметры раствора	По программе	Фактические	
		минимум	максимум
Плотность, г/см <sup>3</sup>	1,12–1,13	1,12	1,30
У. В., с./кв	50–60	50	70
ПВ, сР	15–25	15	22
ДНС, lb/100ft <sup>2</sup>	15–30	15	39
10 с. СНС, lb/100ft <sup>2</sup>	5–12	5	13
10 мин. СНС, lb/100ft <sup>2</sup>	8–18	9	18
Фильтрация, мл/30 мин.	< 6	6	10
Жесткость по Са <sup>2+</sup> , мг/л	< 200	100	140
Хлориды Cl <sup>-</sup> , мг/л	< 25 000	15 000	26 000
МВТ, кг/м <sup>3</sup>	≤ 42	0	35
Содержание кольматанта СаСО <sub>3</sub> , кг/м <sup>3</sup>	100	100	120
рН	8,5–10	8	11
Содержание смазки, %	1–2	1	1
Песок, % vol	≤ 1	0	0,9





Обвальнный шлам, представленный аргиллитом размером 0,5–3см, обнаруженный при проходке скважины № 22 на глубине 2872–2902 м



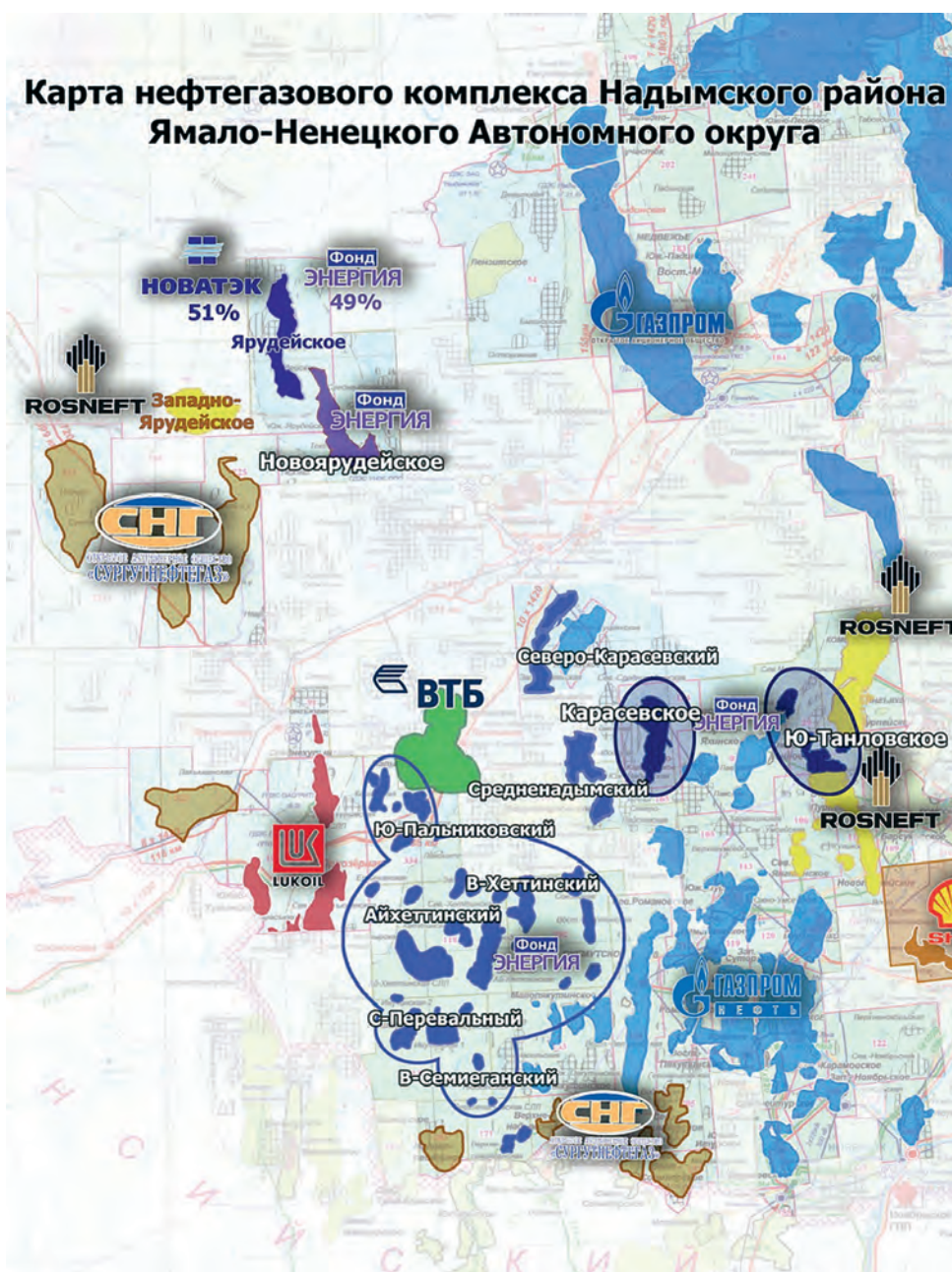
Образцы отбора керна на скважине № 22 Карасёвского ЛУ с глубины 3072–3084 м

градиент сопротивлений на кривых ИК, а также относительное увеличение интервального времени пробега упругой волны по породе. Из эффективных толщин исключались глинистые и плотные пропластки по методу БК, РК (2ННКТ), гамма-гамма плотностного (ГГКп) и радиального градиента сопротивлений ИК.

Благодаря точному соблюдению технологии, а также применению новейших методов бурения горизонт в 3500 м был достигнут на разведочной скважине за 95 дней.

По итогам рассмотрения результатов разведочного бурения на Карасёвском лицензионном участке в ближайшее время планируется строительство еще одной разведочной (№ 24) и двух поисково-оценочных (№ 23 и 25) скважин с проектными глубинами 3400–3800 м. Всего же на Карасёвском ЛУ уже пробурено 17 скважин, из которых 14 поисковые, 2 поисково-оценочные и 1 разведочная, что соответствует общей проходке по скважинам в объеме 44 412 м.

По мнению специалистов, не менее позитивные с научно-производственной точки зрения результаты может показать разведочное бурение, планируемое фондом «Энергия» в партнерстве с Halliburton на Южно-Танловском участке недр. В ближайшее время, согласно лицензионным обязательствам, планируется бурение двух разведочных скважин (№ 120 и 121) с проектными глубинами 1250 м (разведка за-



Проекты ПАО «Газпром», фонда «Энергия» и других компаний в Надымском районе ЯНАО



лежей углеводородов в пластах группы ПК). В пределах участка находятся Южно-Танловское газонефтяное и газоконденсатное Соловьиное месторождения, а также часть Меретояхинского нефтяного и часть Верхне-Пурпейского нефтегазоконденсатного месторождений.

Южно-Танловское газонефтяное месторождение открыто в 1983 году и по геологическим данным насчитывает 4 залежи углеводородов, из которых одна газонефтяная. Согласно данным разведочного бурения, углеводороды залегают преимущественно в пластах ПК1-8, БП5-1, БП6, БП7-2, в отложениях от альбских до готеривских включительно.

Верхне-Пурпейское нефтегазоконденсатное месторождение открыто в 1976 году. На месторождении открыто 38 залежей углеводородов, приуроченных к 25 пластам в отложениях от сеноманских до среднеюрских включительно. Основной по запасам газа является залежь пласта ПК1, нефти — залежь пласта Ю2-1. Месторождение введено в промышленную эксплуатацию в 1987 году. В 2000 году добыто 221 тыс. т нефти и 8 млн м<sup>3</sup> газа. Накопленная добыча газа составила 179 млн м<sup>3</sup>, нефти — 2345 тыс. т.

### Мировые инновации как аргумент в пользу разработки ТРИЗ

Среди других проектов фонда «Энергия» — разработка Хотого-Мурбайского месторождения в Якутии, стратегическую важность которому придает географическая близость его участков к трассе газопровода «Сила Сибири». Одним из вариантов применения добытого на Хотого-Мурбайском месторождении газа является производство метанола, карбамида и других продуктов газохимии. В рамках проекта «ЯРГЕО» фонд «Энергия» совместно с ОАО «НОВАТЭК» с конца прошлого года ведет эксплуатацию расположенного в Ямало-Ненецком автономном округе Ярудейского нефтегазоконденсатного месторождения,



Бывший глава Halliburton Р. Чейни по итогам Первого российско-американского делового энергетического саммита принимает министра энергетики И. Юсуфова. Белый дом, 2002 год

на котором уже добыто более одного миллиона тонн нефти. Активное внедрение передовых и научно обоснованных технологий позволило, в частности, существенно повысить капитализацию этого проекта: согласно информации Rambler News Service, проект «ЯРГЕО» оценен одной из компаний «большой четверки» в 4–5 млрд долл.

— Мы ясно сознаем перспективы: за трудноизвлекаемыми запасами углеводородов будущее российского ТЭК, — говорит И. Юсуфов. — Так сложилось, что за годы работы в Министерстве энергетики нам довелось детально ознакомиться с лучшими разработками отечественных ученых в области добычи газа и нефти, которые в разумном сочетании с лучшими зарубежными технологиями дают фонду возможность братья за разведку и последующее освоение месторождений, которые с точки зрения экономики под силу далеко не всем.

Подтверждением этих слов только за прошедшее лето стали еще три новые лицензии на пользование недрами, полученные фондом «Энергия». По итогам рассмотрения заявок на право пользования участ-

ками недр, проведенного в конце июня Департаментом по недропользованию по Центрально-Сибирскому округу, фонд стал владельцем лицензий на три участка, расположенных на территории Красноярского края.

Расположенный в 170 км от поселка Байкит в Эвенкийском муниципальном районе Аргишский участок имеет площадь 3319 кв. км. Согласно прогнозу Всероссийского научно-исследовательского геологического нефтяного института (ВНИГНИ), суммарные прогнозные ресурсы участка составляют 42 млрд м<sup>3</sup> газа и 22,5 млн т нефти. По данным ВНИГНИ, на Муторайском лицензионном участке (2672 кв. км, Эвенкийский муниципальный район) может залегать 20,4 млн т нефти и 31,5 млрд м<sup>3</sup> газа. Ресурсы Нижнемадашенского участка (Богучанский муниципальный район) площадью 1663 кв. км, согласно количественной оценке ВНИГНИ, составляют 3 млн т нефти и 43 млрд м<sup>3</sup> газа.

Отметим, эффективности всех этих работ в решающей мере способствует партнерство фонда по проекту «Ямал» с американской Halliburton, осуществляющей проекты в

70 странах и являющейся одним из ведущих поставщиков продукции и услуг для энергетического сектора. В свою бытность министром энергетики, а также специальным представителем Президента Российской Федерации по международному энергодиалогу, И. Юсуфов неоднократно вел переговоры по нефтегазовой тематике с вице-президентом США Ричардом Чейни, ранее в течение 5 лет возглавлявшим Halliburton. Именно этот начавшийся более 10 лет назад диалог позволил привлечь американскую компанию в качестве стратегического партнера на проект «Ямал», поставить ее достижения на службу российскому ТЭК.

### **Изыскания — исключительно за счет собственных средств**

Ранее, в 2013 году, структуры фонда «Энергия» получили лицензии на поиск углеводородов на Кимчуканский, Лаушкардинский, Мундукшинский, Тамышский, Паимбинский, Юраченский и Янготойский участки, также расположенные в Красноярском крае. В настоящее время подготовлены проекты поисково-оценочных работ на этих участках, по ним получены положительные заключения ФБУ «Росгеолэкспертиза».

— Во всех полученных лицензиях есть важная фраза: изыскания

ведутся исключительно за счет собственных средств недропользователя, — отметил в этой связи учредитель фонда «Энергия» Игорь Юсуфов. — Иными словами, несмотря на кризисные явления, о которых мы ежедневно узнаем из материалов СМИ, наш фонд активно вкладывается в освоение трудноизвлекаемых полезных ископаемых. Тем самым мы не только вносим вклад в наращивание отечественной газо- и нефтедобычи, но и способствуем освоению территорий, весьма отдаленных от экономических центров, но столь важных для нашей страны.

### **Список литературы**

1. Rambler News Service. СП «НОВАТЭК» и фонда «Энергия», «ЯРГЕО», оценено в \$4–5 млрд. — URL: <http://www.fundenergy.ru/press/reports/novya/>. Дата обращения — 30 августа 2016 г.
2. Турбин А. Газовый вектор фонда «Энергия» // Газовый бизнес. 2016. № 2. — С. 10–13.
3. Васютинская С., Малкина В. Экологическая стратегия фонда «Энергия»: от Киотского протокола до недр Ямала // Экологический вестник России. 2016. № 7. — С. 20–23.
4. Юсуфов заложит долю в «Яргео» ради участия в приватизации «Башнефти». — URL: <http://www.vedomosti.ru/business/news/2016/08/22/653924-yusufov-zalozhit-yargeo-bashnefti>. Дата обращения — 30 августа 2016 г.

### **References**

1. Rambler News Service. JV of «NOVATEK» and Fund Energy YARGEO evaluated at \$4–5 bln.— URL: <http://www.fundenergy.ru/press/reports/novya/>. Opening date — 30.08.2016.
2. Turbin A. Gas Vector of Fund «Energy» // Gas Business. 2016. № 2. — P. 10–13.
3. Wasjutinskaya S., Malkina V. Ecology Strategy of Fund Energy: from the Kyoto Protocol to the Yamal subsoil exploration // Ekologicheskyy Vestnik Rossii. 2016. № 7. — P. 20–23.
4. RBC: Yusufov to pledge stake in «YARGEO» for participation in the privatization of «Bashneft». — URL: <http://www.vedomosti.ru/business/news/2016/08/22/653924-yusufov-zalozhit-yargeo-bashnefti>. Opening date — 30.08.2016.



УДК 334.75; 339.13.012

mw\_krotowa@mail.ru

## Анализ институциональных условий формирования биржевого сегмента торговли природным газом в России

**М.В. Кротова**, старший научный сотрудник ФГБУН «Институт народнохозяйственного прогнозирования Российской академии наук» (ИМП РАН), кандидат экономических наук

*Аннотация.* Идея «импорта институтов и управленческих методов» в процессе преобразования экономики и создания новых механизмов ее устойчивого роста была популярна в России в начале – середине 1990-х годов. В дальнейшем «импорт институтов» был отвергнут представителями и власти, и бизнес-сообщества как идеология не только экономически рискованная, но и несущая угрозы безопасности России. При обосновании опасности от подобных псевдореформ для нашей страны немалую роль сыграл анализ опыта как ПАО «Газпром», сохранившего отраслевое единство, так и национальных нефтегазовых компаний Ирана, Бразилии, Мексики, содружества стран Персидского залива и др., декларирующих приоритет государственного суверенитета над недрами и социальные приоритеты ТЭК на внутреннем рынке. Тем не менее во многих странах-производителях нефти и газа в последние 10–15 лет стали формироваться национальные газовые торговые площадки и биржи. Является ли данный процесс новой волной «импорта институтов» развивающимся экономикам или, напротив, отражает малоисследованные закономерности эволюции регулируемых газовых рынков? Относительно небольшой опыт нерегулируемой, в том числе и биржевой, торговли газом в России не дает однозначного ответа на этот вопрос.

*Ключевые слова:* рынок природного газа, вертикально-интегрированная компания, институциональная теория, БРИКС, энергетическая безопасность.

## The analysis of institutional conditions of forming of an exchange segment of natural gas trading in Russia

**M.V. Krotova**, senior research associate, Institute of economic forecasting, Russian academy of sciences, PhD

*Abstract.* The idea of «import of institutes and managerial approaches» in the course of transformation of economy and creation of new mechanisms of its strong growth – was popular in Russia at the beginning middle of the 1990th. Further, «import of institutes» was rejected by representatives and the authorities, and business communities as ideology, not only economically risk, but also posing safety hazards for Russia. In case of reasons for danger from similar pseudo-reforms to our country, the considerable role was played by the analysis of experience as JSC Gazprom which kept industry unity, and national oil companies of Iran, Brazil, Mexico, the commonwealth of Gulf States, etc., declaring a priority of the state sovereignty over a subsoil and social priorities of energy industry in the domestic market. Nevertheless, in many countries oil producers and gas in the last 10–15 years national gas trading floors and the exchanges began to be created. Whether this process is a new wave of «import of institutes» developing to economies, or opposite – reflects the low-researched regularities of evolution of controlled gas markets? Rather brief experience non-regulated, including, and stock exchange trading by gas in Russia, doesn't give definite answer to this question.

*Keywords:* natural gas market, integrated company, institutional theory, BRICS, energy security.

### Теоретические модели формирования рынка энергоносителей в РФ (1990-е годы)

Базовым для всех биржевых площадок в РФ является Закон РФ «О то-

варных биржах и биржевой торговле». Одним из первых подзаконных актов, т.е. документов, подразумевающих переход к практической реализации того, что заложено в положениях данного Закона, стало Положение о форвардных, фьючерс-

ных и опционных биржевых сделках Комиссии по товарным биржам Государственного комитета Российской Федерации по антимонопольной политике и поддержке новых экономических структур (письмо от 30 июля 1996 года № 16-151/АК).



Данный документ одним из первых вводит в юридический оборот основные виды биржевых сделок и контрактов, включая форвардные и фьючерсные, а также детализирует основные торгуемые на бирже товары: зерно, нефть, газ, ценные бумаги, валютные ценности. Логика письма подразумевала, что все виды биржевых инструментов должны были развиваться на отечественном рынке практически одновременно.

Несмотря на относительно невысокий статус данного письма как нормативного документа, сам этот документ был частью более масштабного проекта структурных реформ стратегических отраслей экономики страны и фактически предварял принятие Указа Президента Российской Федерации Б.Н. Ельцина от 28 апреля 1997 года № 426 «Об основных положениях структурной реформы в сферах естественных монополий», конечной целью которого было разделение газовой отрасли на газотранспортную и добывающие компании. Впоследствии только политическая воля и лоббистские усилия высшего руководства «Газпрома» позволили в течение 1990-х годов не осуществить предполагаемую реформу. Однако и в самих документах этого периода, касающихся структурных реформ нефтегазового комплекса, был заложен ряд не всегда обоснованных допущений и логических несогласованностей.

В основе проектов этих псевдореформ была заложена гипотеза о неизбежности автоматического и «взрывного» роста рыночных отношений в ТЭК России, исходным импульсом которого должна была стать сначала частичная, а затем и полная либерализация цен и торговли стратегическими товарами. Предполагалось наличие непосредственной связи между ростом доходности рыночного сектора торговли энергоносителями и преобразованиями интегрированных компаний ТЭК, где первым этапом шла так называемая «коммерциализация» хозяйственных связей внутри регулируемой государством компании, и

затем ее оформление в акционерное общество, способное функционировать в условиях олигополии или монополистической конкуренции [1].

Гипотеза перехода от коммерциализации к демонаполизации строилась на следующих представлениях о динамике институциональных изменений в нефтегазовом комплексе:

*Первый этап.* Стратегические товары, и прежде всего газ, продавались на внутреннем рынке по регулируемым ценам, и подразумевалось, что эти ресурсы вследствие регулирования были хронически недооценены. Перевод даже части этих ресурсов в режим свободного ценообразования повысит их цены в несколько раз, обеспечив компаниям принципиально иной уровень дохода и рентабельности внутреннего рынка.

Применительно к газовой отрасли данный тезис был во многом справедлив. Политика сдерживания внутренних цен на газ в сочетании с высокой налоговой нагрузкой на отрасль в середине 1990-х годов лишили газовую промышленность необходимых инвестиционных ресурсов не только для модернизации, но даже для простого воспроизводства основных фондов. По оценкам специалистов «Газпрома», только за 1997–2000 годы дефицит капитальных вложений составил 12,7 млрд долл., в том числе в добычу газа — около 4 млрд долл. США [2]. Постоянный дефицит финансовых средств не позволял осуществлять в необходимых объемах эксплуатационное бурение и ввод в действие газодобывающих объектов и газотранспортных мощностей. Отставание фактического объема капитальных вложений от необходимого увеличивалось вплоть до 2005 года.

*Второй этап.* Более привлекательные цены на нерегулируемом сегменте должны были вызвать активный переток на него ресурсов с нерегулируемого сегмента. Но если реформа нефтяной промышленности в начале 1990-х годов действительно сопровождалась подобными процессами, приведшими уже к се-

редине десятилетия к отмене государственного регулирования цен на нефтепродукты, то в газовой отрасли снижение доходности внутреннего рынка компенсировалось директивным повышением регулируемых цен, которое в разные периоды то отставало, то опережало инфляцию.

Заметим, что при проработке данного шага либерализации условий торговли энергоносителями практически не прогнозировался возможный эффект снижения свободных цен, как в относительном выражении, так и по отношению к регулируемым ценам.

*Третий этап.* Возросшая доходность внутреннего рынка и изменившиеся условия продажи сырья, как предполагалось, должны были сформировать предпосылки для структурных реформ в компаниях.

Подобная идеология псевдореформ для газовой отрасли, разрабатывавшаяся в 1990-е годы и во многом отраженная в Указе Президента РФ № 427, строилась с учетом зарубежных разработок: в середине 1980-х — начале 1990-х годов были проведены масштабные реформы газовой отрасли Великобритании и США, целью которых был отказ от регулируемого ценообразования и замена государственного регулирования саморегулированием со стороны профессионального сообщества, включая профессиональных участников биржевого рынка. Впоследствии к реформированию национальных газовых компаний присоединились и другие западные страны.

Анализу этих процессов в зарубежной газовой отрасли посвящено значительное число исследований. Наиболее кратко последовательность шагов по либерализации и демонаполизации западных рынков стратегического сырья с использованием биржевой торговли изложена, например, в презентации компанией Patrick Heather Consultancy Ltd (см. рис. 1).

Показательно, что в приведенной на рис. 1 схеме газовая биржа действует не сама по себе, но как результат проведения структурных псевдореформ применительно к га-



Источник: компания «Алгоритм ТИ», «Фреон»

ключалось и учреждение торговых компаний, которые работали бы на рынке нефтепродуктов и полуфабрикатов, а также нерегулируемых площадок, торги на которых повышали бы рост рентабельности внутреннего рынка.

После того как в начале 2000-х годов сменились приоритеты государственной политики в стратегических отраслях, вместо структурной реформы на первый план вышли энергетическая и экономическая безопасность и защита национальных интересов, идея развития отечественной биржевой торговли энергоносителями — нефтепродуктами и газом — была фактически оставлена на несколько лет.

Представления о рынке природного газа с точки зрения международной практики. Место и перспективы России. Проблематика становления в нашей стране нерегулируемого рынка энергоносителей, включая наиболее чувствительный к политическим факторам сегмент — биржевую торговлю газом, состоит в том, что эффективно зарекомендовавшие себя в Европе и США рыночные механизмы и институты неэффективно функционируют в странах с принципиально иной, западной культурой ведения бизнеса. Так, во многих традиционных культурах, где приоритет отдан реальному сектору экономики, считается априори неэтичным бизнес, приводящий к образованию так называемых «финансовых пузырей». Так, по оценкам эксперта «IHS Маркет», высказанным в ходе семинара «Газовый день в «Сколково», один контракт на физическую поставку газа на европейских биржах оборачивается 4–5 раз, а при применении производных инструментов соотношение физических поставок газа к общему объему торгов на бирже может относиться как 1:10 — 1:40.

Помимо социально-этических особенностей деловой культуры, спо-

**Рис. 1.** Последовательность проведения организационных преобразований в газовой отрасли (компании), необходимых для организации высоколиквидного биржевого рынка (на примере США, Великобритании, Нидерландов)

зовой отрасли, продолжающих результаты коммерциализации торговли газом и демонополизации рынка: недискриминационный доступ к трубопроводам, свободное заключение договоров; балансировка, корпоративная открытость, развитие процедур проведения сделок и формирование новых торгово-финансовых структур и т.д.

Рассмотрим теперь предложенную схему реформирования (псевдо-реформирования) газовой отрасли (либо национальной газовой компании) с позиций тех российских экспертов, которые еще в 1990-е годы жестко критиковали демонополизацию «Роснефти», а также предостерегали от структурных преобразований «Газпрома» [3–5]. Одним из основных положений этой критики было то, что «...нефтяные вертикально-интегрированные компании были де-факто учреждены волевым решением ограниченного числа управленцев от власти и бизнеса»<sup>1</sup>. При

<sup>1</sup> См., напр., «Российский нефтяной бюллетень», приложение к газете «Экономика и жизнь», № 2, июль 1994.

этом не учитывались и усложнялись из-за возросших (транзакционных. — *Авт.*) издержек прежние хозяйственные связи, например, между добывающими и перерабатывающими предприятиями. Отвергалась сама связь между коммерциализацией и демонополизацией компании-монополиста, которая не следовала из эволюции интересов продавца и покупателя на рынке энергоносителей.

Данное утверждение полностью противоречит теоретическому обоснованию той модели реформирования нефтяной отрасли, а по сути демонополизации «Роснефти», которая была реализована в течение 1994–1995 годов. В качестве альтернативы ей многие из экспертов в то время называли модель централизованной национальной нефтяной компании, обладающей определенной свободой в вопросах ценообразования на энергоносители<sup>2</sup>. Не ис-

<sup>2</sup> Тот факт, что в течение следующих 15–20 лет «Роснефть» осуществила серию сделок по приобретению других интегрированных компаний и вернула себе значительную часть активов, утраченных в первой по-

ловине 1990-х годов, можно считать решающим доводом в пользу противников демонополизации Российского ТЭК.

собствующих либо препятствующих развитию биржевой торговли, существуют и различия между странами, неустраимые с точки зрения менеджмента. Определяющим для анализа институтов реализации энергоносителей, в том числе и биржи, целесообразно считать положение страны по отношению к международным потокам торговли нефтью и газом.

Современную историю развития газовой биржи можно трактовать и следующим образом. Западные рынки газа формировались в странах, зависящих в значительной мере от импорта энергоресурсов, а также обладающих значительной инфраструктурой для их ввоза и распределения, в том числе морскими терминалами. Несмотря на серьезное вмешательство национальных правительств на старте реформ, газовые биржи здесь сформировались естественным путем — через распространение на ТЭК исторически отработанных структур и принципов биржевой торговли, сформировавшейся в портах и других местах, где шла активная международная торговля. Основные институты рынка природного газа, как доступ к газопроводам, технологическое, коммерческое и информационное посредничество при заключении сделок, раскрытие цен и доступ к торгам компаний финансового сектора, несмотря на свою новизну, — есть не что иное, как применение в нефтегазовом комплексе тех деловых практик, которые естественны для экономики страны, зависящей от импорта ресурсов.

Зачастую [6] география добычи и экспорта нефти и газа совпадает с распространением незападной деловой этики, высоко ценящей производительный труд и природные богатства. Автором настоящей работы еще в 2003 году высказывалась [7] точка зрения о принципиальной несовместимости организационных структур и методов управления крупными нефтегазовыми компаниями для стран, являющихся производителями и потребителями первичных энергоносителей.

В частности, в исследовании 2015 года, посвященном вопросам технологической интеграции компаний ТЭК сообщества БРИКС [8], содержится описание управленческих механизмов, типичных для национальных нефтегазовых компаний по сути всех стран, входящих в это сообщество. Еще в начале 2000-х годов автор настоящей работы [7] предложил называть нефтяную или газовую компанию, схема управления которой отличается от стандартных западных подходов к корпоративному управлению, — термином «постколониальная». Данное название имеет определенную идеологическую окраску, несмотря на его фактологическую неточность, ведь большинство нефте- и газодобывающих стран не были колониями либо, подобно Бразилии, перестали ими быть очень давно. Так называемый «постколониальный» тип компании означает здесь альтернативный западному способ организации производства и путь развития, опирающийся на национальные ценности в сугубо практических вопросах: от кодексов корпоративного поведения сотрудников до форм участия государства и профессионального сообщества в формировании национальной энергетической стратегии.

В условиях усиливающихся мирохозяйственных связей вопрос о предпочтительной структуре нефтяной или газовой компании зависит от условий и факторов, далеко выходящих за пределы собственно степени эффективности национальной экономики. Это положение страны по отношению к мировым потокам углеводородного сырья, наличие и направление военной угрозы, размер ВВП и его уровень на душу населения, наличие территорий с экстремальными географическими или климатическими параметрами, развитие других отраслей промышленности и т.д.

К отличительным чертам западного типа компаний можно отнести:

- принадлежность государству не только недр, но и основных про-

фильных активов национальных компаний, включая даже потенциально конкурентные подотрасли добычи, переработки и сбыта, в ценностной модели компании энергетический суверенитет расценивается многократно дороже, чем возможные доходы от приватизации<sup>3</sup>;

- предпочтение долгосрочных экспортных (для страны-экспортера) или импортных (для страны-импортера) контрактов во внешней торговле между странами-союзниками, а также ограниченное участие их в спотовых и своповых сделках на новых энергетических рынках и рынках относительно недружественных стран;

- ограничительный режим на доступ к участкам недр — например, на условиях обязательного контроля национальной компанией совместного предприятия или консорциума для раздела продукции;

- ограничение или невозможность доступа третьей стороны к магистральным трубопроводам и распределительным сетям, часто подкрепляемое запретом газо- и нефтетранспортным компаниям оказывать услуги по транзиту для коммерческих, в том числе иностранных продавцов и покупателей газа и нефти, игнорирование и отрицание эффективности механизмов Договора к Энергетической хартии;

- объемы внутренних поставок газа, нефтепродуктов и электроэнергии могут варьироваться в зависимости от климата, географии и структуры экономики, но юридически они включают элементы социальных обязательств, что влияет на уровень цены и условия поставки;

- в ценообразовании для внутреннего рынка и внутрикорпоративных расчетов предпочтение отдается методу Cost+, который считается рассчитанным на минимальную ренту (для компаний стран-импортеров это может вызвать до-

<sup>3</sup> Здесь возможна продажа ограниченно го пакета акций (не более 20–25%) либо непрофильных или убыточных дочерних компаний для получения избытка капиталов с целью технологической модернизации.



полнительные бюджетные расходы и потерю эффективности ТЭК);

- технологический протекционизм, импортозамещение стратегически значимых видов оборудования и сервиса, а также локализацию иностранных производителей оборудования и подрядчиков.

Сама по себе подобная модель ценообразования и построения управленческих механизмов производит впечатление устойчивой: на нее влияют исключительно неустрашимые факторы. Проблема заключается в том, подвержена ли эта, основанная на ценообразовании Cost+, организационная модель национальной компании ТЭК эволюции в современных условиях? И если да, какое место в ней занимает та или иная форма нерегулируемой торговли энергоносителями?

Одной из гипотез, обосновывающих необходимость некоторой ограниченной по масштабам и степени влияния на управление национальными компаниями коммерциализации внутренних газовых рынков в странах-экспортерах, является необходимость все более активного вовлечения этих стран в международные экономические отношения, а также необходимость получать максимальную добавленную стоимость от торговли ресурсами, цены которых на внутреннем рынке сдерживаются госрегулированием.

Применительно к России следует отметить следующие группы предпосылок, развивающих данную гипотезу:

*Международно-интеграционные.* Здесь помимо европейского рынка с долей ОАО «Газпром» до 30%, важным фактором становятся сделки, включающие обмен экспортными поставками природного газа и СПГ с Китаем, Японией, Ю. Кореей, Содружеством стран Персидского залива (GCC), странами Латинской Америки. Эффективное проведение таких международных операций с газом потребует не только присутствия ОАО «Газпром» на ведущих зарубежных площадках, но и формирования инфраструктуры биржевой торговли и внутри страны.



Отмечаются и принципиально новые тенденции в международном энергетическом сотрудничестве, в свете которых рынок газа входит в сферу интересов многих стран-экспортеров. Если до конца 2000-х годов нефтегазовая глобализация воспринималась как неравноправные отношения со странами-импортерами, то после бурного роста мировых цен на сырье с пиками в 2008 и 2014 годах было отмечено перераспределение нефтегазовой ренты в пользу стран-экспортеров [9]. Принципиально новым явлением на карте мира стало усиление геополитического влияния России, а также формирование новых стран-потребителей, не относящихся к западной деловой культуре и имеющих иные, чем США и ЕС, экономические интересы (прежде всего, это Китай и Индия). Возможно формирование новых стратегических союзов, прежде всего на основе БРИКС, ЕвразЭС и ряда ближневосточных стран. От будущего геополитического союза возможно ожидать новой правовой модели международных договоренностей в области энергетики, способной заменить действующий Договор к Энергетической хартии. Газовая биржа, а точнее сеть международных газовых бирж, будет выступать здесь инструментом формирования цен на

газ, справедливых с точки зрения интересов стран-экспортеров.

*Фискальные.* В соответствии со статьей 40 Налогового кодекса РФ, необходима единая база для налогообложения операций по реализации газа. Технически эту цену могла бы обеспечить газовая биржа, при этом котироваться на ней могут и производные инструменты, главным образом фьючерсы (это исключит спекуляции и локальные дефициты газа при перепродаже его с регулируемого на нерегулируемый сегмент).

*Логистико-технологические.* В рамках семинара «Газовый день в Сколково» приводились оценки возможного избыточного потенциала добычи газа в стране — от 60 до 200 млрд м<sup>3</sup>/год в перспективе ближайших 2–5 лет. Столь значительные объемы «лишнего» газа могут сформироваться под влиянием как низкого спроса на европейском рынке, так и благодаря ранее осуществленным инвестициям в разработку новых крупных месторождений. Стандартное экономическое поведение монополии в этих условиях — обеспечить реализацию этих объемов с максимальной добавленной стоимостью.

Кроме этого, более высокие и волатильные цены на газ, обеспечиваемые биржей, способны привести в средне- и долгосрочной перспек-

## Сравнительные характеристики нерегулируемых газовых рынков ведущих стран Ближнего Востока

	Тип рынка	Преимущества	Недостатки	Комментарии
Иран	Физическая поставка	Стимул к развитию энергоэффективной промышленности, включая нефте- и газохимию. Потенциальная совместимость с торговыми площадками России и европейских стран (союз бирж ПЕГАЗ). Связь с реальным сектором, невысокая доля финансовых спекуляций. Низкие риски вмешательства посредников из стран-конкурентов.	Риски возникновения локальных топливных дефицитов на слабо платежеспособных сегментах. Сложный учет сделок, необходимость работы с квалифицированным посредником.	Единственная национальная нефтегазовая компания NIOC — в результате реорганизации получила четкую функционально-отраслевую структуру, благодаря чему обеспечивается необходимое количество отдельных юридических лиц для участия в торгах. Основным механизмом привлечения иностранных технологий в ТЭК Ирана являются сервисные контракты. Биржевые механизмы и цены могут служить базой для справедливых расчетов с компаниями, имеющими статус подрядчика по контрактам с NIOC.
GCC	Производные финансовые инструменты	Исключение локальных топливных дефицитов. Высокая совместимость с другими международными финансовыми рынками, прежде всего США, Великобритании, Японии и КНР.	Существенные противоречия с традиционной для этих стран деловой культурой и этикой. Из-за разницы в инструментах рынка, снижается вовлеченность в европейскую финансово-торговую инфраструктуру. Высокие риски вмешательства участников торгов из США и других стран с развитым финансовым рынком.	Национальные нефтегазовые компании всех стран – государственные монополии. Участником торгов может выступать совместное предприятие (JVA), учреждаемое национальной компанией с одной или несколькими западными частными компаниями, за счет этого обеспечивается необходимое количество отдельных юридических лиц для участия в торгах.

Источники: агентство «Иран», www.iran.ru; сайт телеканала «Арабия», www.english.alarabya.net

тиве к перераспределению газа в те отрасли, где он обеспечит более высокую добавленную стоимость по сравнению с существующими схемами поставки, например из энергетики в газо- и агрохимию.

Схожие предпосылки можно найти и в практике других стран, обладающих значительным экспортным потенциалом. Ниже приведены сравнительные характеристики газовых рынков основных стран-производителей нефти и газа на Ближнем Востоке (см. табл.). Исходя из табл., наиболее предпочтительным для отечественного газового рынка выглядит «иранский путь».

### Теоретико-микроэкономические основы функционирования газового рынка

Рассмотрим теперь нерегулируемый рынок газа с микроэкономической точки зрения. С экономической точки зрения основным мотивом пере-

вода газа на нерегулируемый сегмент и в его биржевую часть является извлечение дополнительной ренты от торговли газом. В условиях реальной, и по сути оправданной с точки зрения стратегических интересов страны, монополии на внешнюю торговлю газом, внутренний рынок априори считается убыточным относительно рынка внешнего. Газовая биржа по образцу стран-производителей в такой структуре выполняет еще и функцию источника дополнительной ренты для национальных нефтегазовых компаний. В то же время формальные критерии монополизации рынка (например, Churn Factor — «фактор искажения рынка») рассчитываются не по количеству компаний-поставщиков или покупателей газа (нефти), но по числу участников торгов на стороне и продавца, и покупателя.

Вывод части газа на нерегулируемый сегмент может быть организован исключительно на основе воле-

вого решения исполнительной власти и национальной газовой (нефтегазовой) компании. В таких условиях так называемый нерегулируемый рынок газа — это, по сути, создание некоей изначально искусственной среды, в рамках которой компания извлекает дополнительную ренту; сама по себе структура и размер ренты могут быть различными.

Применительно к практике стран с длительным опытом рыночных отношений в нефтяной и газовой промышленности и развитой биржевой торговлей рассчитываются различные виды рент [10]: монопольная рента  $r_m$  (к которой обычно добавляется влияние несовершенства рынка), дифференциальная рента  $r_d$  (рента Рикардо), рента качества (обусловленная различием в качестве газа (нефти)), технологическая рента и другие.

Основным экономическим уравнением теории невоспроизводимых ресурсов является следующее:

$$P' = C + r, \quad (1)$$

где:  $P'$  — цена равновесия конкурентного рынка (соответствующая предельным затратам на добычу газа);  $r$  — рента истощения.

Формулу (1) с учетом дифференциальной  $r_d$  и монополевой  $r_m$  ренты, т.е. при переходе от формулы, соответствующей чисто конкурентной среде, к формуле с поставщиком-монополистом, можно представить в виде:

$$P_m = C + r + r_m + r_d, \quad (2)$$

где:  $P_m$  — цена газа на несовершенном рынке. Этот рынок может быть монопольным или иметь особые характеристики промежуточного рынка между совершенной конкуренцией и монополией.

Следует отметить, что рента истощения  $r$ , по сути, представляет собой не ренту, а затраты, которые необходимы для вознаграждения собственников истощаемых ресурсов. При этой гипотезе рента  $r$  будет больше нуля. В подобной модели оценки рент получается, что даже в условиях конкурентного рынка рента истощения не устраняется, и лишь снятие гипотезы ограниченности запасов приводит к ее исчезновению. С другой стороны, темпы роста ренты  $r$  могут быть и отрицательными в случае возрастания предельных затрат добычи и транспортировки газа либо нефти.

Еще один вид ренты — монополевая,  $r_m$ , — формируется вследствие структуры рынка, далекой от конкурентной модели, и достигает максимума в условиях монополии. Именно на эту ренту и закладываются прежде всего расчеты.

Дифференциальная рента  $r_d$  определяется преимуществами, которыми могут обладать отдельные предприятия с наилучшими геолого-географическими или транспортными условиями, которые приводят к образованию ренты даже в условиях конкуренции.

Как и любой «бенчмаркинг-вый», т.е. условно-относительный показатель, рента имеет смысл толь-

ко если она отсчитывается от некоего исходного уровня. Уровень этот, в свою очередь, определяется в том числе и структурой рынка: чем ближе он к конкурентной модели, тем больше рент рассчитывается исходя из географического и горно-геологического фактора. Чем более монополизированной является структура исходных компаний, тем больше играют роль ренты, обусловленные разницей в условиях продажи газа.

К примеру, в США для биржевой торговли газом используют газотранспортный узел Henry Hub, он является одним из пунктов ценообразования во фьючерсных контрактах, обращающихся на бирже NYMEX. Территориальный разброс между Нью-Йорком и Луизианой, где расположено это пересечение тринадцати магистральных газопроводов различной протяженности и значения, не играет принципиального значения, так как только малая часть фьючерсов погашается физическими поставками, а во-вторых, узел Henry Hub расположен в относительной близости как к месторождениям Карибского бассейна, так и старым нефтедобывающим регионам южных штатов. Это делает физическую торговлю потенциально удобной для добывающих компаний, которые, в соответствии с высококонкурентной структурой всей газовой промышленности США, стремятся здесь к максимизации своей дифференциальной ренты.

Европейский рынок является более монополизированным по своей структуре, причем исторически здесь доминировали не только национальные газоснабжающие компании-монополисты, но и компании, обладавшие территориальной монополией (например, германская модель). Существенно превосходящая США доля импорта в газоснабжении, также наличие других видов топлива и стремление к их эффективному взаимозамещению, — все это привело к распространению такого оценочного показателя, как рента Хотеллинга, или долгосрочная разница между предельными из-

держками и стоимостью замещения конкурирующими видами топлива, привязанная к так называемой «Гронингенской формуле» [11].

Закономерно рассчитывать, что в случае успешного формирования Российского биржевого рынка газа формирование рентных показателей здесь будет основано на монополевой ренте и существенно отличаться как от американской, так и от европейской методологии.

### Современный опыт развития биржевой торговли газом в РФ

К практике создания отечественной «технологии» нерегулируемой торговли газом исполнительная власть вернулась после того, как была в целом определена новая структура, степень государственного контроля и стратегия развития ОАО «Газпром». Тогда же проходил эксперимент по развитию нерегулируемой торговли природным газом. Основной предпосылкой частичной либерализации цен на газ, понимаемой как их неизбежный рост, был декларирован дефицит капитальных вложений в добычу и транспортировку газа, согласно [2]. На рубеже 2003–2004 годов было создано Некоммерческое партнерство «Координатор рынка газа», в работе которого участвовали представители «Газпрома», структур, выделяемых из реформированного РАО «ЕЭС России», представители металлургической отрасли, агрохимии, ОПК, а также ФСТ, ФАС, Минэнерго. В Экспертном совете Партнерства принимали участие ученые Российской Академии наук.

В течение 2006–2007 годов исполнительная власть приняла ряд решений, способствовавших поэтапной либерализации газовой отрасли. В соответствии с Постановлением Правительства РФ № 534 «О проведении эксперимента по реализации газа на электронной торговой площадке» от 2 сентября 2006 года, был предусмотрен эксперимент по торговле ограниченным объемом газа на специализированной электронной торговой площадке ООО



«Межрегионгаз». Решение о структуре рынка газа в дальнейшем, т.е. продолжение эксперимента в отношении тех же объемов газа, его расширение или свертывание, полностью находилось в компетенции Правительства РФ. Но в момент резкого спада мировых цен на энергоносители со 148,4 до 36,2 долл. за баррель<sup>4</sup> и последовавшего за ним финансового кризиса 2008–2009 годов эксперимент по нерегулируемой торговле газом был прекращен из-за неэффективности. По сути, рынок газа оказался фактически не готов к ситуации, когда свободные цены оказались не выше, а ниже регулируемых, к чему участники торгов, за исключением потребителей, оказались не готовы.

Тем не менее заслуживает внимания анализ самой модели, подготовленной НП «Координатор рынка газа», разработанной при участии профессора Н.И. Комкова (ФГБУН ИНП РАН) [12].

Достаточно оригинально решался вопрос обеспечения так называемого доступа к газотранспортной системе (ГТС) — отметим, что именно доступ закладывался в рассмотренные выше схемы организации газового рынка по западной модели. Фактически модель показала, что данный институт рынка — в его западной трактовке — необязателен. По сути, доступ предполагалось заменить регламентированной процедурой переговоров, смоделированной в форме деловой игры.

Первый этап этой деловой игры заключался в выявлении и формализации интересов участников рынка газа по ключевой проблеме — доступу к газотранспортной системе. Процесс принятия решений по предоставлению права доступа к ГТС независимым производителям можно упорядочить на основе информационно-логической модели принятия решений. Математически этот

процесс соответствует упорядочению векторов, компоненты которого отражают значения перечисленных выше факторов доступа. Значения компонент заданы в порядковых шкалах и упорядочены по мере перехода от состояния, исходного на данный момент, к состоянию, соответствующему поставкам газа по свободным ценам.

На предоставление права доступа влияют интересы следующих участников игры: «монополиста» — ОАО «Газпром», «независимых производителей», «потребителей», «правительства». В качестве интересов участников деловой игры используются неоднократно высказываемые через СМИ интересы представителей различных организаций при обосновании решения о доступе к ГТС, которые состоят в следующем:

А. «Монополист»:

- контроль за свободными мощностями;
- сохранение от конкурентов привлекательных локальных рынков газа для собственных поставок;
- увеличивающиеся поставки газа по свободным ценам и на экспорт.

Б. «Независимые»:

- свободный доступ к ГТС и свободный выбор потребителей;
- свободные цены (высокие).

В. «Потребители»:

- свобода выбора поставщика;
- приемлемые цены;
- возможность докупать газ сверх договорных объемов по ценам ФСТ в удобное для потребителя время.

Г. «Правительство»:

- обеспечение баланса интересов (бесконфликтность);
- устойчивый рост налоговых поступлений от газовой отрасли;
- подконтрольность действий монополиста.

Для поиска условий согласования интересов использовался упрощенный вариант деловой игры. С его помощью были рассмотрены точки конфликтов, которые возникают при формировании взаимоисключающих

интересов по одному и тому же фактору, например, по доступу к рынкам, уровню цен, расхода газа и т.д. Управление этими конфликтами — основа принятия решений и согласования интересов.

С учетом сформулированных факторов, влияющих на предоставление права доступа к ГТС, а также условий по созданию свободного рынка газа в размере 10 млрд м<sup>3</sup> и перечисленных выше интересов участвующих сторон могут быть выделены два основных источника конфликтов: предоставление «независимым» свободных мощностей ГТС; доступ «независимых» к привлекательным рынкам (потребителям) газа.

К иным источникам конфликтов могут быть отнесены право выбора потребителями поставщиков и чрезмерно высокие цены для потребителей. Однако эти ситуации могут иметь существенное значение в условиях, когда объемы продаж газа по рыночным ценам будут достаточно высокими.

Возможным разрешением этих конфликтных ситуаций представлялась в модели уступка ОАО «Газпром» с предоставлением гарантий на транспортировку по ГТС 5 млрд м<sup>3</sup>. При этом само ОАО «Газпром» получает право продажи по свободным ценам 5 млрд м<sup>3</sup>. Заметим, что это, в свою очередь, является уступкой ОАО «Газпром» со стороны «независимых» и правительства, поскольку по условиям антимонопольного законодательства ОАО «Газпром» может быть предоставлена только треть от 10 млрд м<sup>3</sup>. Остальная часть 5 – (0,3×10) = 2 млрд м<sup>3</sup> в соответствии с антимонопольным законодательством должна облагаться повышенным налогом.

Необходимо отметить, что поставки 7 млрд м<sup>3</sup> «независимыми» являются реалистичным показателем и могли бы быть обеспечены как в настоящее время, так и применительно ко времени, когда проводился первый эксперимент. Однако на практике соотношение долей на свободном рынке может определенное время сохраняться как 1:1, но в дальнейшем,

<sup>4</sup> Приведены котировки маркерного сорта «брент», соответственно максимальные значения на июль и минимальные — на декабрь 2008 года.

по-видимому, может меняться в зависимости от текущей ситуации.

Помимо определения статуса и набора антимонопольных требований, в модель рынка газа входило и построение плана его принятия. Для отображения последовательности принятия и развития модели была разработана информационно-логическая схема, часто обозначаемая термином «дорожная карта», состоящая из следующих этапов:

- рынок «5 + 5»;
- расширение эксперимента, например, «7 + 7»;
- расширение эксперимента, дополнительно — вывод крупных потребителей на нерегулируемый рынок;

• довести рост объемов газа, торгуемых на площадке, до экономически обоснованного предела — условно до 10–13% общего объема внутреннего рынка, что не может угрожать целостности структуры компании-монополиста, а также рост поставок газа, реализуемого по нерегулируемым ценам.

Модель была рассчитана на 12–15 лет, и в долгосрочной перспективе возможно было обеспечить объемы «биржевого» газа по 10–15 млрд м<sup>3</sup>/год со стороны как «Газпрома», так и независимых производителей, сформировать ценовые ориентиры для договорных поставок по свободным ценам и сохранить регулируемые цены только для гарантированных потребителей и гарантирующего поставщика. Эта стадия либерализации рынка газа, хотя и признавалась нереалистичной в плане практического ее достижения, с математической точки зрения была финальной в процессе реализации Модели рынка газа, разработанной Некоммерческим партнерством «Координатор рынка газа».

Показательно и то, что разработанная модель, несмотря на свой теоретический характер, имела определенное аналитическое значение после того, как в 2014 году возобновилась биржевая торговля газом на Санкт-Петербургской международной товарно-сырьевой бирже. Как

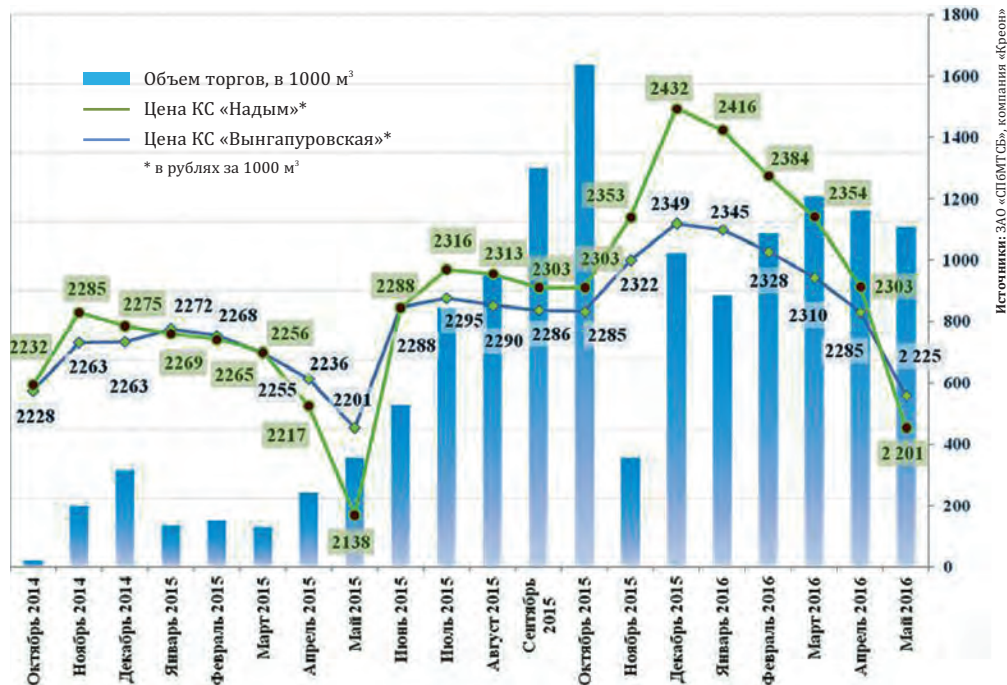


Рис. 2. Динамика объемов и цен торгов на ЗАО «СПбМТСБ»

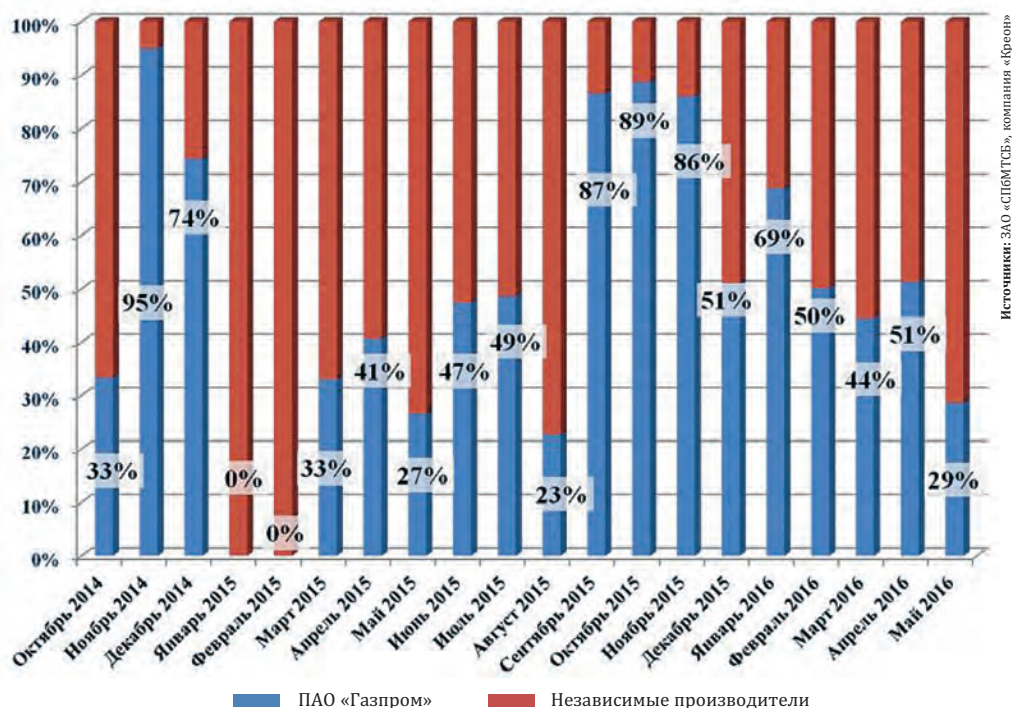


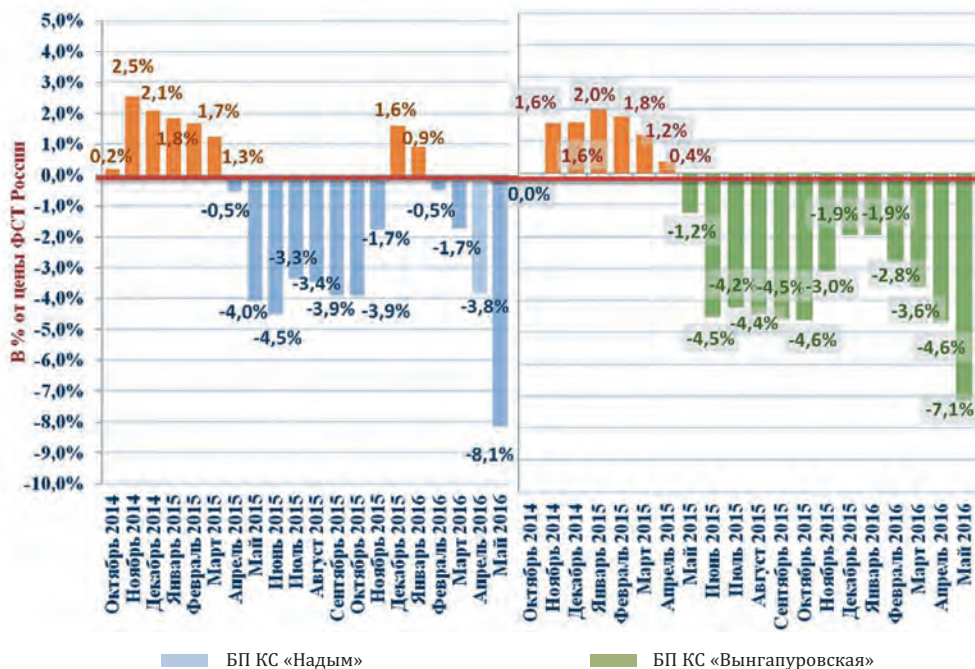
Рис. 3. Структура продаж газа по участникам торгов

следует из рис. 2–4, первоначально намечавшиеся объемы реализации газа по схемам «5 + 5», «7 + 7», «10 + 10» — реалистичны в условиях регулярно проводящихся торгов. Так, в настоящее время рассматривается вопрос о возможности расширения торгуемых объемов до 34,5 млрд м<sup>3</sup>/год, что соответствует довольно высоким стадиям реализации модели.

На рис. 5 показана принципиальная схема методологии учета различных составляющих монопольной ренты для участников биржевой торговли.

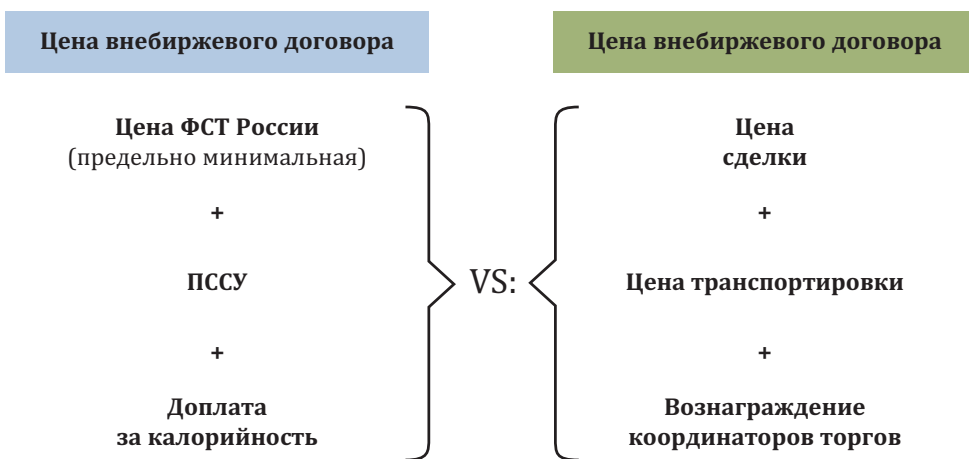
Как видно из вышеизложенного, модель НП «Координатор рынка газа» хотя и не была основана на анализе зарубежного опыта стран-производителей газа, но фактически тя-





Источники: ЗАО «СПбМТСБ», компания «Фреон»

Рис. 4. Соотношение средневзвешенных цен сделок на балансовых пунктах с ценами ФСТ России на территории расположения балансовых пунктов КС «Надым» и КС «Вынгапуровская»



Источники: ЗАО «СПбМТСБ», компания «Фреон»

Рис. 5. Соотношение структуры цен биржевых и внебиржевых договоров

готела к «иранской» модели нерегулируемой торговли газом. Это показывает также потенциальную осуществимость коммерциализации торговли природным газом применительно к существующей структуре Российской газовой промышленности, без угрозы для целостности ОАО «Газпром».

\* \* \*

Все вышеизложенное позволяет сделать следующие выводы:

1. Биржевая торговля природным газом в большинстве стран-производителей (чистых экспорте-

ров) первичных энергоносителей способна существовать исключительно в рамках, установленных национальным законодательством, которое, в свою очередь, ориентировано на защиту интересов национальной компании-монополиста. Монопольная рента, оцениваемая применительно к структуре каждого национального газового рынка, может различаться по методикам своего расчета и особенностям формирования — применительно к организационной структуре национальных газовых компаний. В качестве нулевого уровня цены возмож-

но использование уровней Cost+, традиционных для компаний такого типа на внутреннем рынке.

В случае принятия принципиального решения о развитии в России биржевого сегмента газового рынка, целесообразно ориентироваться на изучение опыта и возможное сотрудничество с рядом динамично развивающихся экономик Среднего Востока и Латинской Америки, практикующих аналогичные механизмы торговли.

2. Коммерциализация газовых рынков как таковая, без вмешательства государства (либо иных лоббистских структур) вплоть до настоящего времени не приводила к таким глубоким структурным преобразованиям национальных газовых компаний, которые влекли бы их неизбежное «саморазделение» на добывающее и транспортное звено. Более того, эмпирический опыт показывает, что для обеспечения устойчивого функционирования газовой биржи достаточно, чтобы на ней обращалось порядка 10–15% от объема внутреннего рынка, для продажи которых не требуется принудительных политических решений по структуре компании.

Кроме этого, динамика и объемные ориентиры управляемой либерализации рынка газа показывают неплохую сходимость по отношению к ряду разработанных отечественной наукой теоретических моделей. Это еще один дополнительный аргумент в пользу возможной устойчивости торговой площадки, реализующей ограниченные объемы газа по свободным ценам на внутренний рынок.

Модель рынка газа, разработанная в Институте народнохозяйственного прогнозирования Российской Академии наук, показывает возможность заменить практикуемую западными компаниями процедуру «недискриминационного доступа к ГТС» формализованным алгоритмом достижения соглашений о транспортировке объемов сырья, не принадлежащих монополисту. Подобная процедура соответствует



специфике торговли газом на внутренних рынках стран-производителей.

3. Нерегулируемый сектор, на котором биржа выполняет роль «генератора» ценовых ориентиров для других видов договоров, позволяет с максимальной доходностью обеспечить реализацию в случае возникновения как дефицита, так и избыточного объема газа на внутреннем рынке. В случае дефицита ажиотажный спрос автоматически ведет к росту цен. Избыточное же предложение может быть реструктурировано по премиальным покупателям. Так, существуют оценки возможного избыточного потенциала добычи га-

за в стране — от 60 до 200 млрд м<sup>3</sup>/год, в перспективе ближайших 2–5 лет, и нерегулируемый рынок позволит обеспечить реализацию этих объемов с максимальной добавленной стоимостью.

4. Газовая биржа и подобные ей торговые площадки способны функционировать в условиях монополизма единственной компании-поставщика и ограниченного круга крупных компаний-потребителей. При этом формальные критерии монополизации рынка (например, *Churn Factor* — «фактор искажения рынка») рассчитываются не по количеству компаний-поставщиков или покупателей, но по числу непосред-

ственных юридических лиц (трейдеров), зарегистрированных в качестве участников торгов на стороне и продавца, и покупателя. В этом случае значительно возрастает роль органов государственной власти, отвечающих за выработку и реализацию антимонопольной политики.

В целом функционирование газовой биржи либо аналогичной нерегулируемой торговой площадки (если решение о ее создании и развитии будет принято в России) возможно без «импорта институтов» из западной практики, но по принципу поиска оптимальных решений для совершенствования внутреннего рынка.

#### Литература и информационные источники:

1. Кротова М.В., Гаврина О.Л. Структурные парадоксы в нефтяных компаниях // Нефть России. № 7, 1997.
2. Ананенков А.Г., Мастепанов А.М. Газовая промышленность России на рубеже XX и XXI веков: некоторые итоги и перспективы. — М.: ООО «Газойл пресс», 2010.
3. Экономика и хозрасчет предприятий топливно-энергетического комплекса. Вып. 1. — М.: ВНИИОЭНГ, 1992.
4. Бушуев В.В., Шафраник Ю.К. и др. Энергетическая безопасность России: коллективная монография. — Новосибирск: Наука, 1998.
5. Бушуев В.В., Шафраник Ю.К., Макаров А.А., Мастепанов А.М. Новая энергетическая политика России. — М.: Энергоатомиздат, 1995.
6. Глобальная энергетика и геополитика (Россия и мир) / Под ред. Ю.К. Шафраника. — М.: ИД «Энергия», 2015.
7. Кротова М.В. Некоторые теоретические проблемы реформирования крупных компаний ТЭК // Сб. науч. тр. ИНП РАН. — М.: МАКС Пресс, 2003.
8. Страны БРИКС: стратегии развития и механизмы взаимодействия и сотрудничества в изменяющемся мире // Труды Первой Международной научно-практической конференции. — М.: ИНИОН РАН, 2016.
9. Дмитриевский А.Н., Комков Н.И., Мастепанов А.М., Кротова М.В. Ресурсно-инновационное развитие экономики России. — М.: НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», Институт компьютерных исследований, 2013.
10. Миловидов К.Н., А.Г. Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Нефтегазообеспечение глобальной экономики. — М. ЦентрЛитНефтеГаз, 2006.
11. Кротова М.В. Альтернативные решения для отечественного рынка природного газа: теория и практика // Научный журнал Российского газового общества. № 1. 2014.
12. Комков Н.И., Кротова М.В., Титов Б.Ю. Анализ условий и механизмов либерализации внутреннего рынка природного газа // Проблемы прогнозирования. № 1. 2009.

#### Literature and information sources:

1. Krotova M.V., Gavrina O.L. Structural paradoxes in the oil companies // Oil of Russia. № 7. 1997.
2. Ananenkov A.G., Mastepanov A.M. The gas industry of Russia at a boundary of XX and the XXI centuries: some results and prospects. — М.: LLC Gazoil Press, 2010.
3. Economy and self-financing of the entities of fuel and energy complex. Issue 1. — М.: VNIIOENG, 1992.
4. Bushuyev V.V., Shafranik Yu. K., etc. Energy security of Russia: collective monograph. — Novosibirsk: Science, 1998.
5. Bushuyev V.V., Shafranik Yu. K., Makarov A.A., Mastepanov A.M. New energy policy of Russia. — М.: Energoatomizdat, 1995.
6. Global power and geopolitics (Russia and world). Under the editorship of Yu. K. Shafranik. — М.: IDES «Energy», 2015.
7. Krotova M.V. Some theoretical problems of reforming of the energy industries large companies // Collection of scientific works of INP RAS», М.: MAX. Press, 2003.
8. BRICS countries: development strategies and mechanisms of interaction and a cooperation in the changing world // Works of the first International scientific and practical conference. — М.: INION of RAS, 2016.
9. Dmitriyevsky A.N., Komkov N.I., Mastepanov A.M., Krotova M.V. Resource and innovative development of economy of Russia. — М.: Research Center Reguljarnaya i haoticheskaya dinamika, Institute of computer researches, 2013.
10. Milovidov K.N., Korzhubayev A.G., Eder L.V. Oil and gas providing global economy. М. TsentrLitneftegaz, 2006.
11. Krotova M.V. Alternative decisions for the domestic natural gas market: theory and practice // Scientific magazine of the Russian gas society. № 1. 2014.
12. Komkov N.I., Krotova M.V., Titov B.Yu. Analysis of conditions and mechanisms of liberalization of the domestic market of natural gas // Problems of forecasting. № 1. 2009.

УДК 553.982  
Edward@sfedu.ru

## Опорные темы и векторы развития представлений об абиогенном происхождении нефти в трудах конференций «Кудрявцевские чтения»

**Э.С. Сианисян**, доктор геолого-минералогических наук, профессор, заведующий кафедрой геологии нефти и газа Южного федерального университета

**Г.Н. Прозорова**, доцент Южного федерального университета, кандидат геолого-минералогических наук

*Аннотация.* Приведен анализ направлений, основных тем и векторов развития представлений об абиогенном происхождении нефти, изложенных учеными в докладах и выступлениях на прошедших четырех конференциях «Кудрявцевские чтения». Отмечен высокий уровень аналитической, экспериментальной баз, используемых для доказательства выдвигаемых гипотез и заключений. Указано на необходимость учета позиций, сформированных сторонниками органической теории происхождения углеводородов.

*Ключевые слова:* гипотезы абиогенного происхождения углеводородов, органическая теория происхождения нефти, дегазация, глубокий, методы прогнозирования, термодинамика, миграция, нефтегазоносность.

## Reference topics and vectors of development of ideas about the abiogenic origin of petroleum in the conference proceedings «Kudryavtsevskiy reading»

**E.S. Sianisyan**, doctor of geological and mineralogical sciences, professor, manager of department of Geology of oil and gas of Southern Federal University

**G.N. Prozorova**, associate professor, Southern Federal University, PhD in geology and mineralogy

*Abstract.* Analysis of trends, main themes and vectors of development of the abiogenic origin of oil, which were presented at conferences «Kudryavtsevskiy reading» presented in this article. To prove the hypotheses and conclusions used modern analytical and experimental instrumentation. However, it is necessary to consider the position of the supporters of the organic theory of the origin of hydrocarbons.

*Keywords:* the hypothesis of abiogenic origin of hydrocarbons, the organic theory of the origin of oil, degassing, depth, forecasting, thermodynamics, migration, petroleum potential.

Борьба представлений об органическом и неорганическом происхождении нефти ведется учеными уже не первый век. В большинстве зарубежных стран работы, в которых отражены концепции абиогенной гипотезы, чаще всего не принимаются научными журналами. В нашей стране новая волна «неоргаников» получила заметный импульс с проведением Всероссийских конференций «Кудрявцевские чтения» (КЧ), кото-

рые стали источником тематической профессиональной информации о неорганической природе и образовании нефти и газа. Они проходят с 2012 года по инициативе и под руководством доктора геолого-минералогических наук А.И. Тимурзиева совместно с авторитетным Организационным комитетом. Конференции проводились ежегодно и в настоящее время перешли в разряд постоянно действующих. В свое время за-

нимаясь в аспирантуре ВНИГРИ под руководством профессора Л.Н. Розанова, он не мог не проникнуться идеями профессора Н.А. Кудрявцева, который многие годы работал во ВНИГРИ, написал там много всемирно известных научных работ, участвовал в жарких и драматичных спорах о происхождении нефти. Именно по замыслу А.И. Тимурзиева 1-я конференция получила название «Кудрявцевские чтения» и образ

Н.А. Кудрявцева стал идеей конференции, его портрет, изображение ученого-мыслителя и непримиримого борца за своё учение стало символом всех сборников материалов «Кудрявцевских чтений». В электронном журнале «Глубинная нефть» А.И. Тимурзиева вновь печатаются труды Н.А. Кудрявцева и других исследователей неорганического происхождения нефти.

Результаты исследований и моделирования неорганического генезиса нефти и газа ранее публиковались в трудах многих научных обществ: «Дегазация Земли», «Вулканизм, биосфера и экологические проблемы», во многих научных журналах. Вместе с тем явно проявлялась потребность в специализированном обсуждении более чем вековой проблемы происхождения нефти и газа, и прежде всего ее глубинного неорганического направления в связи с прогнозными выводами.

На КЧ за четыре года (с 2012-го по 2015-й) было представлено 389 докладов. Авторы докладов представляли многие научные организации, в том числе и ведущие институты: РАН, ВСЕГЕИ, МГУ, ДВНЦ. Обзор тематики и содержания докладов представляет большой интерес для всей геологической общественности, для молодых ученых и специалистов, для студентов вузов по наукам о Земле, для всех, кто интересуется современным состоянием проблемы происхождения нефти и газа, полезного ископаемого, являющегося в настоящее время основным энергоносителем на планете.

Особый интерес вызывают доклады 1-х Кудрявцевских чтений (1КЧ): какие современные темы волновали исследователей после нового возрождения имен и работ Н.А. Кудрявцева, В.Б. Порфирьева; в каком направлении пошла исследовательская мысль в последующие годы. Общая тема первых КЧ «Современное состояние теории происхождения, методов прогнозирования и технологий поисков глубинной нефти» — 135 докладов. Несомненно, что эта формулировка предполагает

не только описание моделей неорганического синтеза нефти, но и обращение к осадочно-миграционной теории, органическому происхождению нефти и гипотезам двойной природы. Часть докладов построена на критическом анализе, жестком критическом анализе органической теории и преимуществах неорганической гипотезы. Тем не менее общая схема построения представлений о неорганическом генезисе нефти во многих случаях использует терминологию и этапность критикуемой гипотезы: материнское вещество, первичная миграция, вторичная миграция; исходное вещество в очагах зарождения, перемещение и преобразование вещества, аккумуляция в ловушках природных резервуаров и образование залежей, преобразование залежей. Но неорганический, глубинный синтез предполагает совершенно другую логику: допускается нахождение очагов синтеза как газообразных, так и жидких углеводородов (УВ) на разных глубинных уровнях — от консолидированной коры до внешнего (жидкого) ядра Земли в интервале примерно от 20 до 5100 км. При этом глубины до 2900 км — это коромантийная оболочка, а 2900–5100 км — это интервал внешнего (жидкого) ядра Земли.

В общей тематике 1КЧ значительная роль отводится практическому направлению, методам прогнозирования и технологии поисков ресурсов глубинных нефти и газа. Вместе с тем разработка современной теории глубинного абиогенного образования была стратегической целью конференций. Она поставлена темой 5КЧ (октябрь 2016 года): «Формирование современного варианта теории (новой парадигмы) глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти и газа». Выполнение такой грандиозной задачи готовилось на всех предшествующих конференциях. Ведь изначально, на 1КЧ в докладе «Современное состояние теории происхождения и практики поисков нефти: тезисы к созданию научной теории прогно-

зирования и поисков глубинной нефти» А.И.Тимурзиев определил перечень задач созываемого научного сообщества. В кратком пересказе они представлены далее.

В ближайшей перспективе задачами исследований являются:

- геологическое строение глубинных очагов генерации УВ, состава и свойств коромантийного вещества, с которым связано возникновение нефти и газа;
- законы глубинной термодинамики и флюидодинамики мантийных УВ-систем;
- физико-химические и термодинамические процессы преобразования мантийных C–H систем в углеводороды нефтяного ряда и условия их стабильности в мантии и земной коре;
- законы и механизмы миграции глубинных УВ в условия коры и мантии Земли;
- вертикальной миграции глубинных флюидных систем в верхнюю часть земной коры;
- глубинные разломы и каналы локализованной разгрузки глубинных флюидов в земной коре;
- экспериментальные работы по неорганическому синтезу углеводородов с изучением их состава и свойств в сравнении с природными битумами и нефтями;
- математическое и компьютерное моделирование физико-химических процессов нефтегазообразования в земной коре и верхней мантии;
- изучение роли напорных УВ-флюидов в формировании коллекторов, резервуаров и ловушек нефти и газа;
- установление пространственно-стратиграфического распределения УВ скоплений в недрах земной коры;
- геологические критерии нефтегазоносности недр и механизма формирования промышленных скоплений УВ глубинного происхождения;
- выработка научных основ прогнозирования и методов количественной оценки нефтегазоносности, нефтегазогеологического рай-



онирования недр на основе теории глубинного абиогенно-мантийного происхождения нефти;

- разработка практических методов и технологий поисков, разведки и освоения глубинной нефти.

В докладах 1КЧ, по мнению главного редактора А.И. Тимурзиева, можно выделить раздел «Фундаментальные проблемы происхождения нефти и газа», что является большим достижением работы конференции. К фундаментальным работам отнесены доклады (они выстроены в порядке смены тематики): Б.М. Валяева «От абиогенной парадигмы к парадигме глубинного происхождения нефти», Н.П. Бетелева «Концепция растущей земли и проблема образования нефти», М.Ю. Долломатова и др. «Закономерности распределения органических молекул в межзвездной среде и космическое происхождение нефти. Развитие гипотезы Соколова-Эйгенсона» нашло отражение в докладах Д.Н. Тимофеева «Структура Земли и генерация углеводородов в свете законов ядерной физики, химии и химической термодинамики», Ф.А. Летникова «Высокоуглеродистые эндогенные флюидные системы Земли и проблема нефтеобразования», А.А. и С.А. Маракушевых «Эндогенное образование ассоциации углеводородных и соляных залежей»; В.Н. и Н.В. Лариных «Водородная дегазация Земли и об-

разование нефти»; И.М. Белозёрова, Е.А. Козловского и др. «Эндогенный водород как физико-химическая основа глубинного генезиса нефти и углеводородных газов»; В.А. Алексеева «Структура тепловой конвекции в мантии и образование глубинных нефти и газа»; С.В. Козлова «Глубинная геодинамика и природные процессы миграции УВ в условиях мантии и земной коры»; М.Г. Леонова «Гранитные протрузии и сопутствующие им кластиты как реальные и потенциальные вместилища углеводородов».

Кроме фундаментальных работ в 1КЧ выделены также разделы:

2. Теоретические и экспериментальные работы.

3. Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности недр с позиций глубинного происхождения нефти и газа.

4. Методы и технологии поисков, разведки и освоения глубинной нефти и газа.

В этих разделах почти половина докладов освещает теоретические вопросы образования нефти и газа для научного обоснования методов, технологий и освоения глубинной нефти и газа.

На 2-х Кудрявцевских чтениях (2КЧ) разрабатывалась тема «Природные физико-химические условия и процессы преобразования и мобилизации мантийных C-H-N-O-S си-

стем в углеводороды нефтяного ряда. Исходное вещество и очаги генерации, механизм и каналы вертикальной миграции глубинных УВ» (99 докладов).

Тема 3-х Кудрявцевских чтений (3КЧ) — «Условия миграции, аккумуляции и сохранности глубинной нефти в земной коре; строение и формирование промышленных скоплений нефти и газа; закономерности распределения и глубинные генетические критерии нефтегазоносности недр» (75 докладов).

Тема 4-х Кудрявцевских чтений (4КЧ) — «Типизация и классификация углеводородных систем; методы прогнозирования, нефтегазогеологического районирования и количественной оценки ресурсного потенциала недр; методы и технологии поисков, разведки и освоения глубинной нефти» (80 докладов).

В представленном обзоре доклады рассматривались и анализировались с таких позиций, как: объекты исследования или концептуального моделирования, показатели, параметры объектов, использованные в моделях, типы моделей; возможности моделирования химических, физико-химических, термодинамических процессов; модели в координатах геологического пространства, в значениях температур, давлений, глубины. Среди множества других аспектов анализировалось мнение



участников чтений об использовании информации о происхождении нефтяных и газовых месторождений.

Тематика докладов 1КЧ очень широка; один из вариантов группирования для характеристики работ — выделение нескольких основных направлений, преимущественно на темы генезиса. В качестве таких направлений представлены:

- моделирование геохимического (элементного, химического, минерального, петрологического) состава Земли, объектов геологической среды; место и роль углеводородов в глобальных и региональных геохимических процессах, химических преобразованиях;

- моделирование «эндогенных флюидных систем» геооболочек и характеристики их масштабов, геохимической специализации и петрологической реализации, роли в образовании углеводородов;

- оценка роли «коромантийной геодинамики» в формировании и миграции глубинных углеводородов;

- обоснование наиболее вероятных физико-химических процессов и проявлений, связанных с образованием и дальнейшим существованием УВ — термодинамика, флюидодинамика, химические и геохимические преобразования;

- глубинные разломы, деформации геологических тел как системы структур, связанные с вертикальной миграцией мантийных флюидов с УВ в земную кору, в ее бассейны, природные резервуары и ловушки;

- проблемы методологии изучения глубинного происхождения УВ.

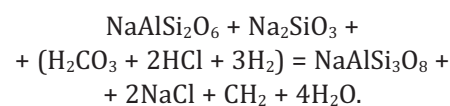
В геохимической проблематике большой интерес вызывает модель Д.Н. Тимофеева. Предложена систематизация комплекса и положения химических элементов в Земле сообразно «энергиям связей нуклонов в ядрах элементов с учётом устойчивости элементов определяемой четностью протонов и нейтронов». Он предложил вариант структуры глубинных и коровых оболочек Земли, в них смоделировал химический со-

став, температуры, химическую динамику. Рассмотрена генерация углеводородов в свете законов ядерной физики, химии и химической термодинамики. Представлена модель образования и преобразования химических соединений в большом диапазоне глубин, температур и давлений и сделан вывод об образовании нитропетри на путях мощных химических процессов. Так, «глубже 100 км практически исчезает кремний, алюминий, магний, кальций... вода, сульфаты и карбонаты... Состав субстрата определяют сульфиды железа, цинка, циркония... марганца, никеля, кобальта, карбидов металлов. В нижней мантии, в результате распада карбидов, нитридов, гидридов и оксидов от тепла ядра Земли, образуются газообразные соединения NO, N<sub>2</sub>O, N<sub>2</sub>O<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O<sub>5</sub>, HCN, O<sub>3</sub>, N<sub>2</sub>H<sub>4</sub>, C<sub>2</sub>H<sub>2</sub>, CH, HN<sub>3</sub>. При миграции этих газообразных соединений в направлении поверхности Земли давление в них снижается, газы расширяются, из-за этого охлаждаются. В условиях астеносферы по термодинамическим характеристикам элементы этих газов наиболее стабильны в виде соединений с большим молекулярным весом, которые получили название «нитропетри».

Модель Д.Н. Тимофеева обогатила представления о возможных глубинных процессах образования УВ, но одновременно приводит к выводам о проблемах концепции и возможных темах обсуждений и методах оценки адекватности природным явлениям. Исследователи геохимического состава Земли могут разрабатывать альтернативные параметры систематизации и прогноза состава геооболочек, которые нужно рассматривать на современном этапе разработки теории. Модель является осредненной и не описывает изменения геохимического состава оболочек под океанами и континентами или в различных литосферных плитах. Не приведены представления об эволюции геохимического состава Земли во времени.

А.А. и С.А. Маракушевыми по-

строена система представлений о мантийном генезисе УВ, объясняющая, в частности, «ассоциацию» скоплений солей и нефти. «Залежи солей и нефти в осадочных депрессиях пассивных континентальных окраин порождаются глубинными магматическими очагами на щелочной стадии их развития. Источником флюидов был глубинный очаг щелочного магматизма, генерировавший щелочные соли и углеводороды». На петрохимической треугольной диаграмме магматических пород, щелочных алюмосиликатных и силикатных компонентов отражены процессы образования ассоциации углеводородов и щелочных хлоридов. Процесс представлен также в виде реакции:



На 4КЧ С.А. Маракушев использовал ранее предложенную систему научных положений о глубинном абиогенном происхождении углеводородов (А.А. и С.А. Маракушевы) как основу «представления о зарождении и развитии первых органических автокаталитических систем метаболизма» в докладе «Параллельное образование нефти и жизни на Земле». Автор начинает со сходства системы элементного состава живого вещества и «подавляющего большинства углерод-выносящих геологических флюидов в земной коре и мантии, которые также относятся к системе С-Н-О; она охватывает такие составы, как Н<sub>2</sub>, Н<sub>2</sub>О, СО<sub>2</sub>, О<sub>2</sub> и углеводороды (СН<sub>4</sub>, С<sub>2</sub>Н<sub>6</sub>, С<sub>2</sub>Н<sub>4</sub> и др.)». Отмеченная схожесть систем далее обосновывается многими заключениями, вариантами химических реакций и магматических процессов. Например, «в Архее... на стадии возникновения протобиохимических систем в этот период времени источником углерода являлись углеводороды, появляющиеся на поверхности Земли в результате флюидной дегазации расплавленного земного ядра...». Серпентинизация «сопрово-

дается окислением железа... в оливине... и выделением водорода... Вовлечение в этот процесс оксидов углерода... порождает углеводороды (например,  $C_2H_6$ ). Они же, наряду с молекулярным водородом, представляли собой главный источник энергии для функционирования зарождающихся протометаболических путей в анаэробных подводных гидротермальных системах».

Основная идея доклада С.А. Маракушева (и не только этого доклада) парадоксальна, особенно для тех, кто считал органическую гипотезу непреложной истиной. Примечательно, что в докладе имеются ссылки на работы зарубежных исследователей; сами авторы А.А. и С.А. Маракушевы публиковали свои работы в Америке, Китае (Nova Science Publishers, Inc. New York, Earth Science Frontiers, China и др.).

Ф.А. Летников в научных работах и докладах на КЧ определил «очевидными постулатами» образования скоплений нефти и газа в природных условиях, действием глобальных и автономных высокоуглеродистых эндогенных (мантийных) флюидных систем, в которых при преобладании углерода и водорода в значительных количествах присутствуют азот, сера, соединения металлов, как в самородном виде, так и в составе сульфидов. Именно восстановительный флюидный режим систем, формирующихся при низкой фугитивности кислорода, и определяет их специфический состав и свойства.

Для выводов о процессах образования использованы ассоциации «скоплений углеводородов и самородного углерода в силикатных матрицах эндогенного генезиса в земной коре». Они однозначно указывают на то, что являются продуктами воздействия эндогенных восстановленных углерод-водородных флюидных систем на горные породы земной коры. Геологические факты свидетельствуют о том, что наблюдаются «громадные скопления углеводородов в магматических породах Хибинского щелочного ком-

плекса». Автор выделяет две ситуации взаимодействия глубинных восстановленных высокоуглеродистых флюидных систем с породами литосферы. При высоких температурах  $> 750-850^\circ C$  они активно взаимодействуют с алюмосиликатной матрицей, образуются карбонатитовые расплавы и метасоматические карбонатиты. В условиях ниже  $500-600^\circ C$  процесс затухает. «В земной коре необходимо выделять чисто углеродные... восстановленные системы и собственно водородно-углеродные, в формировании которых главную роль играет водород, и именно на их основе протекают процессы нефтидогенеза. Это главные химические компоненты, на базе которых формировались скопления углеводородов — нефтей и углеводородных газов —  $CO$ ,  $CH_4$  и  $H_2$ ».

Автор доклада показал на примере Западно-Сибирского мегабассейна, что мантийные флюиды проявлялись циклически, каждый раз обедняясь на определенные элементы. «С одной стороны, процесс направлен на деструкцию земной коры и ее утонение, а с другой — на перенос в формирующийся осадочный бассейн вынесенных из коры элементов».

Д.Н. Тимофеев продолжил построение моделей формирования геохимического состава и химических реакций в геоболочках. На 4КЧ (2015 год) представлен доклад «Концепция образования коры Земли океанов и атмосферы подвижным веществом на основе кремниесилановой нефти». Изложены химические механизмы проникновения кремния со сравнительно большой плотностью в земную кору, самую верхнюю твердую оболочку. Кремний попал туда в виде газа силана  $SiH_4$ , также как углерод в виде газа метана. «Большое положительное значение изобарного потенциала силана однозначно, по мнению автора, показывает на нахождение кремния в состоянии гидридов в мантии Земли. Смесь различных гомологов силана с подвижными соединениями алюминия и железа,

кислородом, а также небольшим количеством соединений других элементов он называет «Силановой нефтью». Роль силановой нефти в формировании Земли очень велика... В результате воздействия тепловой энергии ядра вещество нижней поверхности мантии разлагается... Тяжелые элементы погружаются... а более легкие молекулы кислорода, водорода, азота, хлора, серы, фтора и др. поднимаются в мантию... газы взаимодействуют с элементами её геосфер, создавая подвижные соединения  $C$ ,  $Fe$ ,  $Si$ ,  $Al$  и ряда других, образуя силановую нефть, в состав которой в небольшом количестве входят компоненты нитронефти». Приведенные выше положения и содержание доклада в целом вызывают интерес (несмотря на экзотические термины типа «силановая нефть», «нитронефть»). Понятна определенная фактическая основа: содержание химических элементов земной коры, их распределение по плотностям, доказанное и используемое в изобретениях перемещение (подъем) тяжелых элементов в виде легких и газообразных соединений, химическое сходство по многим показателям (в том числе по физическим свойствам) кремния и углерода; различие в содержании кремния магматических горных пород. Томограммы мантии Земли, их сложная структура свидетельствуют «о наличии геосфер в мантии Земли из пород разных элементов». В целом, концепция Д.Н. Тимофеева объединяет приведенные и многие другие показатели, явления на базе многогранной геолого-химической логики. Концепция иллюстрируется информативными рисунками с картинкой геоболочек по океанам и гористым зонам континентов.

В геохимическом направлении большая роль в образовании нефти и газа отведена глубинному водороду. Названия докладов на «водородную» тематику очень показательны: «Водородная дегазация Земли и образование нефти» В.Н. и Н.В. Лариних, «Физико-химическая основа глубинного генезиса нефти и угле-



водородных газов» И.М. Белозерова и др. В докладе Лариных, на который часто ссылаются другие исследователи, изложена модель содержания и эволюции водорода, одного из основополагающих элементов углеводородов (гидридная концепция). «...Согласно потенциалу ионизации водорода, исходная концентрация этого элемента в зоне формирования Земли была около 60% (в атомных количествах). Вполне достаточно, чтобы при образовании тела планеты все остальные элементы оказались в виде водородистых соединений — гидридов». Среди остальных элементов преобладающими в теле протопланеты были кремний, магний и железо (37,5 %); кальция, алюминия и натрия на порядок меньше. Кислорода — около 1%. Концентрации остальных элементов не превышают долей процента (углерода 0,03–0,3%)». Приведенные и другие выводы сделаны на основе построения и анализа информативных графиков: распространенность элементов на Земле относительно их обилия на Солнце; потенциалы ионизации и относительное содержание элементов в метеоритах и на Земле; сопоставление содержания элементов на Луне и Земле. Фактической (а не умозрительной, по словам авторов) основой стал комплекс данных, приведенный далее. Спектральный анализ дает состав фотосферы Солнца, в которой отражен состав внешней зоны конвективного перемешивания. На Земле доступен материал ее внешней геосферы до глубины примерно 150 км, и это в основном по обломкам глубинных пород кимберлитовых трубок. Состав внешней оболочки Луны представлен по лунным образцам. По коллекциям метеоритов известен пояс астероидов, который отстоит от Солнца в три раза дальше Земли. «Согласно новой концепции главным фактором, определяющим характер эволюции планеты, является дегазация водорода от ядра Земли». Именно с водородной дегазацией авторы связывают восполнение выработанных месторожде-



ний нефти в течение сравнительно короткого времени; «гигантские месторождения нефти в гранитогнейсах кристаллического фундамента, в котором никогда не было нефтематеринских толщ, но присутствуют углеродсодержащие минералы. По всей вероятности, дегазация глубинного водорода заставит пересмотреть в сторону увеличения прогнозные оценки запасов нефти и газа на планете».

В докладе и многочисленных ранее опубликованных работах И.М. Белозерова с соавторами с позиций ядерной физики обосновывается содержание и активное перемещение водорода. «Физиками-ядерщиками... установлено и количественно оценено явление истечения из недр Земли постоянного значительного потока нейтронов... Известна радиоактивная способность свободных... нейтронов экзотермически саморазлагаться на протоны и электроны с колоссальным увеличением в размерах. Протон, нейтрализуясь в окружающей среде, преобразуется в ней в атомарный, а позднее и в молекулярный водород... Именно этот атомарно-молекулярный водород («протонированный»)... осуществляет вокруг себя гидрирование всего возможного, образуя при этом, в частности, ювенильную воду, всевозможные углеводороды, сероводород, соляную и плавиковую кислоты и т.д., и в некотором количестве достигает дневной поверхно-

сти планеты, в том числе и в нейтронной форме (...в вулканических газовых выбросах). Этот же водород, выделяясь и интенсивно расширяясь, обеспечивает зачастую весьма высокие давления в месторождениях жидких и газообразных углеводородов, включая... метан в угольных и других шахтах».

В.Н. и Н.В. Ларины, подтверждая свои выводы, организовали водородометрическую съемку во многих регионах России. Проанализировали мировую литературу. Если водород из глубинных зон Земли проникает на поверхность и истекает в космос, то на поверхности планеты должны быть следы этого процесса. Были обнаружены кольцевые структуры проседания с относительно высоким содержанием водорода, со следами гидрогенизации пород, с выносом продуктов этой реакции из мест проникновения водорода. Приведены снимки объектов: Самотлорское месторождение углеводородов, расположенное на кольцевых структурах проседания.

Методология исследования проблем сложных природных систем, связанных с существованием, преобразованием и генезисом нефти и газа, обсуждается в докладах А.Н. Степанова с соавторами. Показательна в этом плане тема доклада на 1КЧ — «Достижения российской школы в термодинамическом обосновании неорганического происхождения нефти и программа дальнейших ис-

следований». Хочется отметить несколько важных положений этой группы докладов. Во-первых, «для решения ряда важнейших практических задач авторами выполнены детальные обзоры по современным проблемам использования важнейших разделов физической химии и механики в нефтяной геологии и геохимии». «...Подробно анализируется применение различных уравнений состояния для диагностики нефтей... также для палеорекострукции состава мигрирующих потоков в осадочном чехле и фундаменте нефтегазоносных бассейнов. Наиболее точным и всеобъемлющим следует признать метод минимизации потенциалов Гиббса...». Во-вторых, изложены авторские представления об актуальных проблемах исследования УВ-систем в нефтегазоносных бассейнах (НГБ) и в геологических объектах с аномальными термодинамическими условиями. Среди таких проблем — устойчивость УВ скоплений в земной коре и мантии; разработка методологии изучения полных эволюционирующих мегасистем: «нефть — газ — порода — пластовые воды — твердые соединения углерода»; согласование кинетики и массопереноса в рамках термодинамического подхода. В-третьих, изложены общие методологические установки и методы различных наук и задачи дальнейших исследований.

Структура и движения магмы в ядерно-мантийной части планеты являются определяющими в понимании глубинно-мантийного синтеза УВ. Концепция коромантийной геодинамики Земли Д.А. Астафьева представляет картину внутреннего строения со столбчатыми деструктивными зонами «коромантийной оболочки, особенно в областях рифто- и последующего бассейногенеза, наличием в ней планетарной мамофлюидодинамической системы с восходящими дискретными потоками квазижидкой фазы». Построена схема: «Планетарные конвективные ячейки Бенара  $g$ -типа в коромантийной оболочке Земли... на основе

генерализованной карты напряжений в литосфере, составленной по международной программе «Литосфера» (Зобак М.Л., 1992)». Выделены зоны растяжения (сбросы), сжатия (взбросы, надвиги; диагональные сдвиги; определены направления движения вещества в слое D и в верхних слоях жидкого ядра. «Деструкция коромантийного вещества и образование столбчатой структуры вызывают декомпрессию на границах между столбчатыми телами и восходящий к поверхности магматизм, усиливающий деструкцию в литосфере и земной коре. Магматизм сопровождается выделением в земной коре больших объемов жидких и газообразных флюидов, включающих в том числе и синтезированные углеводородные компоненты».

В составе тематического раздела о глубинных разломах и локализованных зонах деформаций и разгрузки глубинных флюидов представлено много докладов. А.И. Тимурзиевым с соавторами дается новое видение структуро-контролирующих объектов нефтегазоносных бассейнов (на примере Западной Сибири); нефтегазоносность таких объектов также генетически обосновывается. «В работе нашли объяснение неизвестные и малоизвестные ранее в структурной геологии и тектонофизике структурно-деформационные, морфокинематические и флюидодинамические парагенезы зон сдвигания (структуры горизонтального сдвига — СГС): реверсные разломы, структуры «пропеллерного» типа и внутрислойного сдвига, структуры «домино» и «зеркало складчатости», геодинамические обстановки транспрессии, транстенсии и связанные с ними «цветковые структуры», деформационные и флюидодинамические ячейки и др.». СГС определяются как основные нефтегазоконтролирующие объекты осадочных бассейнов; на их телах заложены локальные структуры растяжения земной коры, с которыми связаны проницаемые зоны для инъекционных флюидов, включая

нефтяные, диапиров глубинного массопереноса.

Во многих докладах представлены исследования связей нефтегазоносных районов, площадных, пространственных скоплений нефтяных и газовых месторождений с аномалиями геофизических полей и геологическими объектами; предлагаются концепции природы таких связей и «алгоритмы» геологических и физико-химических явлений и процессов, обусловивших такую связь. Приводится много интересных региональных фактических данных, но предлагаемые концептуальные обоснования природы связей чаще всего очень нечеткие, вызывают много вопросов.

Если подвести предварительные, на дальних подступах к основным выводам — итоги работы Конференций, то они обширны и очень значимы. В докладах выработана методология (и философия) построения моделей глубинно-мантийного образования нефти и газа; построены авторские модели Земли на элементарном уровне, уровне химических соединений и минералов, на петрологическом уровне, определена роль углеводородов в составе геоболочек и изменения содержания и параметров на этапах их существования; предложено много вариантов химических процессов, реакций в различных термодинамических условиях; вовлечено в анализ огромное количество показателей разного уровня обобщения. Исследовались геодинамические аспекты глубинного нафтидогенеза.

Безусловный интерес представляет серия докладов о возобновляемости нефти и газа в залежах, в частности, доклады В.А. Трофимова «Нефтеподводящие каналы и современная подпитка нефтяных месторождений», К.М. Севостьянова «О неорганическом происхождении нефти и газа в земной коре».

Имеются общие позиции авторов по многим актуальным проблемам — роли водорода в образовании мантийной нефти; составе, динамике, путях продвижения, физико-хи-



мическом воздействии мантийных флюидов и другим проблемам. Нет сомнений в том, что в ближайшее время будет построен вариант современной общей концепции абиогенного, мантийного происхождения нефти и газа.

Не вызывает сомнений, что проведение таких конференций вносит значительный вклад в развитие нефтегазовой (преимущественно нефтегазовой геологии) науки и их организацию и проведение следует всячески поддерживать. Завершить статью хочется выдержками из докладов участников этих конференций. Так, «на рубеже XXI века... дальнейший рост научного потенциала геохимии

нефти и газа и смежных с ней дисциплин зависит... от глубины, строгости геологического и физико-химического синтеза всей совокупности аналитической и эмпирической информации... Требуются универсальные теории и широкий комплекс экспериментальных данных, обладающих универсальностью, массовостью (доступностью) и простотой, а значит, и фундаментальностью... Перспективным направлением исследования природных процессов в мегасистемах НГБ является имитационное моделирование».

К сожалению, в прошедших конференциях «Кудрявцевские чтения» почти не рассматривались альтернативные точки зрения и доказа-

тельства генезиса и формирования УВ скоплений с позиций органической теории происхождения нефти. Ведь практически нет месторождений УВ, образование которых по мнению одних исследователей произошло в результате абиогенных процессов, а по мнению приверженцев органической теории сформировалось в результате осадочно-миграционных процессов. Это относится и к месторождениям с возобновляемыми запасами нефти и газа, и к залежам, обнаруженным в магматических породах и т.д. Постановка таких работ обогатила бы как фундаментальную науку, так и практику поисков УВ-скоплений.

Фото из архива Кудрявцевских чтений. — [www.deepoil.ru](http://www.deepoil.ru)



# Новые формы внешнеэкономической деятельности газовой отрасли в 1990-е годы

УДК 94(47)  
956nan@mail.ru

САРАТОВСКИЙ СОЦИАЛЬНО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ИНСТИТУТ (ФИЛИАЛ)  
ФГБОУ ВО «РЭУ ИМ. Г.В. ПЛЕХАНОВА»

**А.Н. Донин**, доктор исторических наук, профессор кафедры истории, философии и политологии

**А.Н. Николаев**, доктор исторических наук, профессор кафедры истории, философии и политологии

*Аннотация.* В 1990-е годы российская газовая отрасль получила возможность сама заниматься внешнеторговыми операциями. За это десятилетие она существенно продвинулась в направлении международной экономической интеграции. Несмотря на значительные трудности «Газпром» превращался в компанию международного типа, способную на равных конкурировать с мировыми гигантами газового бизнеса.

*Ключевые слова:* газовая отрасль, внешнеэкономическая деятельность, «Газпром», газовый рынок.

## New forms of foreign economic activities of the gas industry in the 1990s

SARATOV SOCIO-ECONOMIC INSTITUTE (BRANCH) REU THEM. G.V. PLEKHANOV

**A.N. Donin**, Doctor of Historical Sciences, Professor, Department of History, Philosophy and Political Science

**A.N. Nikolaev**, Doctor of historical sciences, Professor, Department of History, Philosophy and Political Science

*Abstract.* In the 1990s, the Russian gas industry has the opportunity to engage in foreign trade operations itself. During this decade, it has made significant progress in the direction of international economic integration. Despite considerable difficulties «Gazprom» turning into an international company type, capable to compete with the global giants of the gas business.

*Keywords:* gas industry, foreign economic activity, «Gazprom», gas market.

В условиях перехода к рыночной экономике в 1990-е годы одним из важнейших направлений деятельности газовой отрасли становится развитие, успешная конкуренция на мировом рынке газа, органическое вхождение в мировой пул ведущих газовых компаний. Экспорт газа приобрел стратегическое значение еще в советский период, начиная с 1970-х годов. Начало активной торговли «голубым топливом» с Западной Европой положила историческая сделка «Газ — трубы», заключенная в 1970 году руководителями Советского Союза и ФРГ.

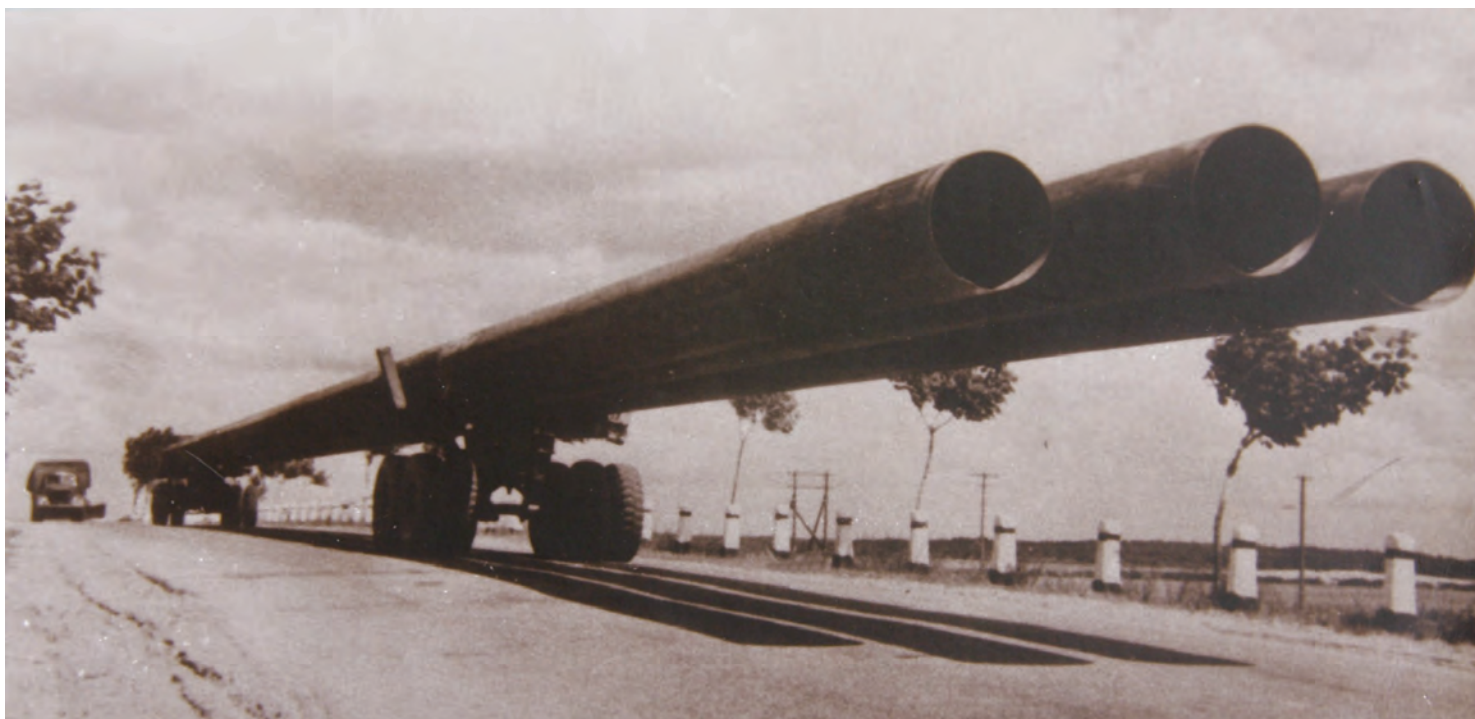
В советский период организацией поставок газа за рубеж занималось Всесоюзное объединение (В/О) «Союзгазэкспорт», созданное в апреле 1973 года при Минвнешторге СССР. Объем экспорта неуклонно возрастал и в 1990 году составил 109,8 млрд м<sup>3</sup> [1]. Главным импорте-

ром нашего газа была Германия (26,6 млрд м<sup>3</sup>), на 2-м месте — Чехословакия (14,2 млрд м<sup>3</sup>), на 3-м — Италия (13,8 млрд м<sup>3</sup>). Однако формы взаимоотношений с западными партнерами в это время были достаточно примитивными. Это были просто поставки газа в обмен на валюту или оборудование и материалы. Никакой легальной деятельности на внутреннем западноевропейском рынке наша страна не осуществляла. К тому же сами газовики отвечали лишь за добычу и транспортировку. Финансовыми и коммерческими вопросами занимался Минвнешторг.

Ситуация начала принципиально меняться в начале 1990-х годов. В 1991 году «Союзгазэкспорт» по распоряжению Правительства СССР был передан успешно функционирувавшему к тому времени концерну «Газпром». В том же году «Союзгаз-

экспорт» был объединен с входившим в состав «Газпрома» В/О «Зарубежгаз». Объединенная компания получила название «Газэкспорт». Банковские операции с зарубежными партнерами «Газпром» на первом этапе осуществлял через «Совзагранбанк», а затем через East-West United Bank — бывший советский заграничный банк в Люксембурге. Осенью 1992 года учрежденный «Газпром» банк «Империал» выкупил у ЦБ пакет акций и стал главным оператором концерна по внешнеэкономической деятельности. В 1995 году валютные счета РАО были переведены в «Газпромбанк».

Таким образом, с 1991 года газовая отрасль получила возможность сама заниматься внешнеторговыми операциями. Было преодолено существовавшее в период планового хозяйства искусственное обособление сферы внешней торговли при-



родным газом от его добычи и транспортировки.

В 1992 году российское правительство принимает ряд решений, направленных на обеспечение эффективной внешнеэкономической деятельности «Газпрома». В апреле выходит постановление правительства, разрешающее концерну «Газпром» оставлять в своем распоряжении 38% валютной выручки за рубежом. В июне того же года «Газпрому» дано эксклюзивное право госзаказа для осуществления поставок газа на экспорт по межправительственным договорам, а 45% валюты, полученной от этих поставок, оставалось в распоряжении концерна, оборот по этим операциям освобождался от пошлин. В июле российское правительство взяло на себя обязательство занять на Западе 8,7 млрд долл. на развитие «Газпрома». Для выплаты долга правительство рекомендует Центральному банку разрешить «Газпрому» открывать счета в иностранных банках.

В последующее десятилетие «Газпром» неуклонно наращивал экспортные поставки. Если в 1990 году за рубеж было поставлено 109,8 млрд м<sup>3</sup> российского газа, то в 2000 году — 193,9 млрд м<sup>3</sup>, в том числе в страны дальнего зарубежья — 134 млрд м<sup>3</sup>.

Удельный вес экспорта в производстве газа вырос с 30,2% в 1992 году до 36,5% в 1999 году.

В 1990-е годы аналитики отмечали, что стратегическим преимуществом «Газпрома» были более низкие цены на газ по сравнению с конкурентами, а также тот факт, что за всю историю поставок газа в Европу никогда не было срывов. Эксперты признавали, что концерн «всегда вел себя как ответственный член европейского газового клуба» [4].

Экспорт газа являлся для «Газпрома» тем «буфером», который обеспечивал устойчивое финансовое положение также и внутри страны за счет перераспределения средств даже в условиях жесткого налогообложения. Как вспоминал позже бывший глава «Газпрома» Р.И. Вяхирев: «Контракты с европейцами, совместное предприятие с немцами — это спасение для «Газпрома». В России не платили совсем ничего, в СНГ — тоже. У «Газпрома» благодаря Европе деньги появились» [5].

Очень важно, что помимо количественного роста поставок началось качественное изменение отношений с европейскими партнерами. В качестве стратегической задачи в сфере экспорта «Газпром» поставил не только сохранение и увеличение

своей доли на западноевропейском рынке, но прежде всего интегрирование в европейский газовый рынок и превращение в реального игрока на этом рынке. Добиться решения такой задачи невозможно было без создания собственных магистральных газопроводов и объектов газовой инфраструктуры. «Газпром» резко активизировал маркетинг российского газа, начал разработку и осуществление новых крупнейших экспортных проектов. Основой российского газового экспорта и единственным гарантом надежности и стабильности снабжения Европы руководство «Газпрома» считало долгосрочные контракты на поставку газа, которые должны были являться фундаментом газового бизнеса на либерализованном рынке. Только такие контракты, включающие условие «бери или плати», обеспечивали производителю и экспортеру гарантию окупаемости многомиллиардных капиталовложений. В противном случае могла бы быть подорвана вся система инвестирования в систему газоснабжения.

От чисто внешнеторговых сделок в форме годовых и долгосрочных контрактов «Газпром» стал переходить к операциям на внутренних рынках стран-импортеров рос-

сийского газа с тем, чтобы поставлять товар не только до пунктов сдачи на границе, но и непосредственно потребителям. Это позволяло заметно увеличить совокупные поступления от экспорта, что особенно важно с учетом существенного роста затрат на освоение новых источников газа и его транспортировку.

Руководство «Газпрома» прежде всего попыталось выйти на рынок Германии, с которой были давние отношения. До своего вхождения в состав ФРГ в 1989 году ГДР на 100% зависела от российского газа, а после объединения Германии весь рынок Германии получила компания «Рургаз». Теперь за этот рынок надо было снова бороться.

Весной 1991 года «Газпром» предпринимает первую попытку внедриться на германский газовый рынок. Скооперировавшись с немецкой химической компанией BASF, «Газпром» собирается принять участие в приватизации берлинской фирмы Verbundnetz Gas AG. До объединения Германии ей принадлежали все газораспределительные сети ГДР. «Газпром» рассчитывал купить 25,1% акций Verbundnetz Gas и тем самым снизить свою зависимость от Ruhrgas, который диктовал «Газпрому» цены при заключении экспортных контрактов. Но власти ФРГ отказывают «Газпрому» даже в праве участвовать в тендере. Акции Verbundnetz Gas AG покупает Ruhrgas. Позднее «Газпрому» разрешили приобрести лишь 5% VNG.

В сентябре 1991 года «Газпром» делает ответный шаг — создает с немецкой компанией Wintershall (дочерней компанией химического гиганта BASF) два совместных предприятия: WIEH (по продаже газа) и Wingas (по его транспортировке). Союз с Wintershall стал самым серьезным успехом «Газпрома» в Западной Европе за всю историю газового экспорта.

Через много лет В.С. Черномырдин вспоминал этот прорыв на европейский рынок как самый запомнившийся эпизод в период пребывания на посту председателя правле-

ния «Газпрома». В интервью журналу «Газпром» он рассказывал: «Из наиболее интересных моментов, пожалуй, запомнилось, как мы создавали совместное предприятие с немцами в 1991 году. Мы газ в то время продавали Ruhrgas по 170 долларов за тыс. куб. м, а они сбывали внутри страны наш же газ по цене порядка 400 долларов. Мы предложили продавать напрямую. Естественно, Ruhrgas это не понравилось, они стали нам противодействовать. Их руководитель тогда заявил, что «русский газ страшнее русских танков». Чтобы прийти на немецкий рынок, требовалось согласие властей ФРГ. Мне удалось договориться о встрече с Гельмутом Колем, в то время федеральным канцлером Германии. Но встреча не состоялась из-за какого-то короля, неожиданно приехавшего к Колю. Поэтому он перенаправил меня к Гансу Дитриху Геншеру, министру иностранных дел. Пришел я к нему с картой, все показал — где наши месторождения и трубопроводы, все объяснил. Сказал, что мы добываем газ и можем отвечать за его бесперебойную поставку. Он спросил меня что-то вроде того: «А кому это в первую очередь надо?» Я ему отвечаю: «Считаю, что это в первую очередь надо вашим потребителям. Только нас не пускают». Геншер говорит: «Тогда я вас поддерживаю и решаю этот вопрос». Я, честно говоря, ему не очень тогда поверил. Думал, все-таки он министр иностранных дел, не первое лицо, да и не его эта епархия, но он свое обещание сдержал. А в итоге создали с немецкой компанией Wintershall два совместных предприятия. Они до сих пор покупают российский газ» [3].

Так «Газпром» впервые получил выход на конечного потребителя в Европе. Wingas в итоге занял около 20% германского рынка и, кроме того, начал осуществлять поставки газа потребителям в Бельгии, Франции, Великобритании, Голландии, Австрии, Чехии и Дании.

В июле 1993 года «Газпром» предпринимает вторую попытку проникнуть на немецкий рынок.

Российская правительственная делегация во главе с премьером Виктором Черномырдиным ведет в Бонне переговоры о доступе российских товаров на рынок Европы и привлечении немецких инвестиций в Россию. «Газпром» подписывает с немецкой Wintershall договор о строительстве в Германии двух газопроводов и газохранилища. Совместными усилиями была построена и введена в эксплуатацию система магистральных газопроводов «СТЕГАЛ» и «МИДАЛ» на германской территории. Благодаря этой работе через структуры ВИНГАЗа российский газ получил непосредственный выход на германский рынок. Протяженность газопроводов данной системы — более 2200 км. Причем она находится в самом сердце логистической сети, на пересечении потоков российского, норвежского и нидерландского природного газа.

В дальнейшем, в середине 1990-х годов, «Газпром» последовательно осуществлял акции по внедрению в европейское экономическое пространство. В июле 1994 года «Газпром» создает в Финляндии акционерное общество по поставкам газа Gasum, через которое до настоящего времени обеспечиваются контакты с этой страной. В начале августа «Газпром» назначает лондонский инвестиционный банк Kleinwort Benson советником при продаже 9% своих акций западным инвесторам. В феврале 1995 года «Газпром» покупает 10% международного консорциума Interconnector, в который вошли восемь крупных нефтегазовых компаний Западной Европы и США. Interconnector должен проложить по дну Северного моря трубопровод, соединяющий Британские острова с континентальной Европой. Планировалось, что трубопровод с пропускной способностью 20 млрд м<sup>3</sup> в год вступит в строй 1 октября 1998 года. Общая стоимость проекта составляла 440 млн фунтов стерлингов. В июле 1995 года «Газпром» и Европейский банк реконструкции и развития подписывают в Хельсинки протокол о сотру-



ничестве до 2000 года — ежегодно в программы РАО банк будет инвестировать около 700 млн. долларов. В начале июня 1996 года «Газпром» становится владельцем старейшего банка Венгрии, купив 50% акций Altalános Ertefcorgalmi Bank (АЕВ). В марте 1997 года во Франкфурте-на-Майне подписывается кредитное соглашение между группой западных банков, возглавляемой германским Dresdner Bank, и РАО «Газпром» о предоставлении компании синдицированного кредита в объеме 2,5 млрд долл. на реализацию проекта «Ямал — Западная Европа». В апреле подписан договор о покупке иностранными инвесторами 32,5% акций латвийской государственной газораспределительной компании Latvijas Gaze. Они поделены поровну между «Газпром» и германским консорциумом в составе Ruhrgas и Preussen Elektra.

«Газпром» стремился закрепить в сбытовой сфере не только в Германии. К середине 1990-х годов у него был еще целый ряд совместных предприятий: во Франции — СП Fragaz пополам с Gaz de France; в Финляндии — Gasum Oy, где у «Газпрома» было 25%, остальное — у Neste, в Италии — Volta (у «Газпрома» — 49%, у Edison — 51%) и Promgaz (пополам со SNAM).

Во второй половине 1990-х годов велась активная работа по преодолению различий, сложившихся в советский период в формах торговли газом с западноевропейскими государствами и со странами Центральной Европы. В условиях перехода от плановой к рыночной экономике «Газэкспорт» стремился к заключению с бывшими соцстранами средне- и долгосрочных соглашений с постепенным внедрением в них элементов, общепринятых в контрактах западноевропейского типа. Так, в 1996 году был подписан крупнейший контракт с польской государственной компанией PGNiG на поставку 250 млрд м<sup>3</sup> газа в течение 25 лет. Перспективной формой сотрудничества с государствами Восточной Европы стало создание но-

вых совместных компаний для продажи и транспортировки российского газа. По мере продвижения экономических реформ в бывших соцстранах совершенствовались и условия контрактов на поставку природного газа.

Расширялось и международное сотрудничество «Газпрома» в области освоения газовых месторождений в различных регионах мира. Так, в сентябре 1997 года был подписан крупный контракт на освоение ряда участков месторождения «Южный Парс» в Персидском заливе с участием, наряду с «Газпром», компаний «Тоталь» (Франция) и «Петронас» (Малайзия); в ноябре состоялось подписание соглашения о стратегическом альянсе «Газпрома» с группой компаний «Ройял Датч/Шелл».

В феврале 1998 года в Риме было подписано Соглашение о стратегическом альянсе «Газпрома» с итальянской компанией «Эни». Достигнуты договоренности о поиске и разработке углеводородных ресурсов в Астраханской области; в мае «Газпром» и норвежские компании «Статойл» и «Норск Гидро» подписали в Москве протокол о сотрудничестве на континентальном шельфе Печорского моря.

В феврале 1999 года «Газпром» и итальянская компания «Эни» подписали Меморандум о взаимопонимании по совместному участию в реализации проекта «Голубой поток». Уже в ноябре 1999 года «Газпром» и «Эни» зарегистрировали в Нидерландах на паритетных началах российско-итальянскую компанию специального назначения Blue Stream Pipeline Company B.V. Сейчас эта компания выступает владельцем морского участка газопровода, включая компрессорную станцию «Береговая». Владелец и оператор сухопутного участка газопровода стал «Газпром».

К концу 1990-х годов внешнеэкономические структуры «Газпрома» стали сложными и разветвленными. «Газэкспорт» состоял из нескольких специализированных фирм. Поставки природного газа осуществляли

фирмы «Эксимгаз» (в страны Западной Европы) и «Интергаз» (в страны Центральной и Восточной Европы, Турцию и Грецию). Экспортом газового конденсата, нефти и нефтепродуктов, получаемых на предприятиях «Газпрома», занимался «Спецгаз». Деятельность фирмы «Газинвест» была связана с разработкой и реализацией инвестиционных проектов, как в России, так и за рубежом. Международная деятельность «Газпрома» осуществлялась через его 17 представительств в 14 странах Европы. Кроме того, в большинстве стран-импортеров российского газа функционировали совместные с «Газпром» («Газэкспорт») торговые дома и акционерные общества, совместные предприятия — в целом около 30 структур с долевым участием ОАО «Газпром» или ООО «Газэкспорт» от 3 до 90%.

Внедрение «Газпрома» в Западную Европу происходило отнюдь не беспрепятственно. Западные газовые компании, как могли, препятствовали проникновению мощного российского конкурента на свои рынки. Так, в апреле 1995 года «Газпром» в очередной раз не пустили поучаствовать в приватизации восточногерманской промышленности. В Берлине официально объявлено о подписании последней крупной сделки в рамках приватизации промышленного комплекса бывшей ГДР. Федеральная комиссия по остаточной приватизации промышленности ГДР (BVS) объявила о переходе 80% акций восточногерманского химического комплекса Olefinchemie-Verbund в собственность американской Dow Chemical Company.

ЕС уже тогда беспокоила сильная зависимость от российского газа. Во многих странах Западной Европы в качестве долгосрочной государственной политики, закреплённой законодательно, была принята установка на диверсификацию источников газоснабжения и недопустимость импорта из любой отдельно взятой страны более 30–40% потребляемого газа. А в мае 1998 года в рамках политики либерализации

западноевропейского газового рынка в рамках ЕС была принята Директива по газу, одним из важнейших последствий которой стало значительное обострение конкуренции между поставщиками.

Несмотря на значительные трудности 1990-х годов «Газпром» развивался в направлении интеграции его в мировую экономику, превращался в компанию международного типа, способную на равных конкурировать с мировыми гигантами газового бизнеса. В частности, осуществлялся переход на новые принципы совместного с зарубежными партнерами участия в реализации газа и распределении доходов, разворачивалась инвестиционная деятельность (участие в крупных инвестиционных энергетиче-

ских проектах), происходил выход на международный рынок капитала (размещение акций в форме американских депозитарных расписок и корпоративные заимствования инвестиционных средств).

Признанием роли «Газпрома» в международном бизнесе стало избрание в конце декабря 1997 года президентом Европейского делового конгресса — международной неправительственной некоммерческой организации — председателя правления ОАО «Газпром» Р.И. Вяхирева. Конгресс объединил несколько десятков крупнейших компаний, банков и организаций региона ОБСЕ с целью содействия экономическому сотрудничеству стран-членов ОБСЕ; экономическому развитию европейского региона; обеспечения условий

для диалога политических кругов и частного бизнеса.

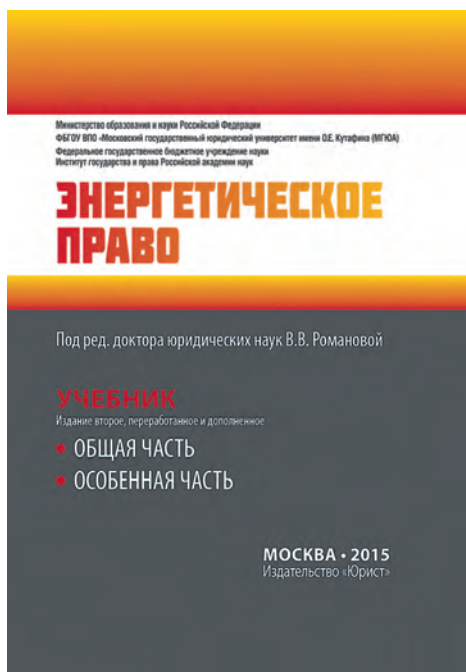
За 1990-е годы российская газовая отрасль в целом существенно продвинулась в направлении международной экономической интеграции. Единая система газоснабжения охватила 26 стран Европы. Газ оставался одним из основных предметов экспорта России, его доля в российском экспорте достигла 20%. Экспортная выручка составила 8,1 млрд долл. Доля российского газа в общем объеме потребления природного газа на европейском рынке оценивалась более чем на 25% [2]. Осуществляя различные глобальные международные проекты в 22 странах мира, «Газпром» превратился в одну из крупнейших транснациональных корпораций мира.

#### Список литературы

1. Газовая промышленность. 1991. № 6.
2. Газовая промышленность. 1999. № 7.
3. Газпром. 2009. № 7–8.
4. Коммерсантъ-Власть. 2001. № 47 (449).
5. Последнее интервью Рема Вяхирева. — URL: <http://www.forbes.ru>. 10.09.2012

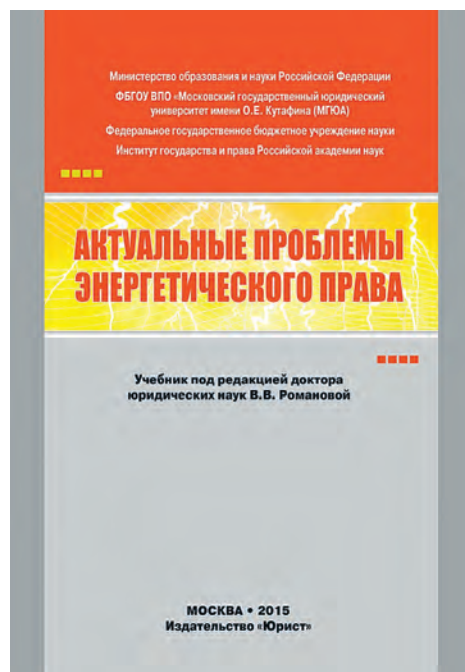
#### References

1. Gas industry. 1991. № 6.
2. Gas industry. 1999. № 7
3. Gazprom. 2009. № 7–8.
4. Kommersant-Vlast. 2001. № 47 (449).
5. The last interview Vyakhirev. — URL: <http://www.forbes.ru>. 10.09.2012



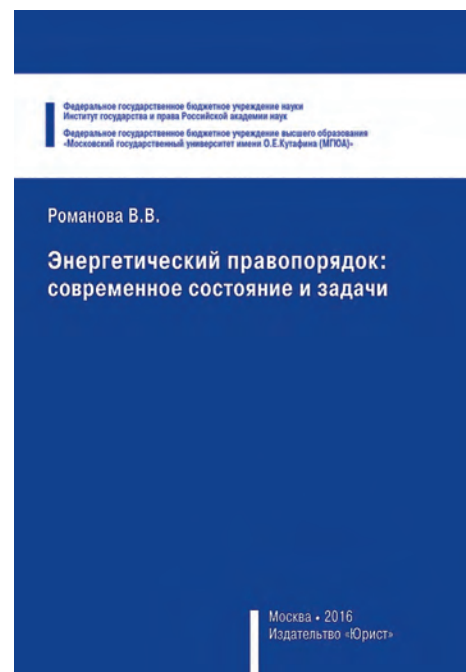
**Энергетическое право.** Общая часть. Особенная часть: учебник / Под ред. доктора юридических наук В.В. Романовой. 2-е изд., перераб. и доп. — М.: Изд-во «Юрист», 2015.

Учебник подготовлен авторским коллективом сектора энергетического права ИГП РАН, кафедры энергетического права Университета им. О.Е. Кутафина (МГЮА). В общей части учебника рассматриваются общие положения об энергетическом праве, его понятии, источниках, правовом режиме энергетических ресурсов, правовом режиме энергетических объектов, правовом положении субъектов частноправовых отношений в сфере энергетики, государственном регулировании и саморегулировании. В общей части представлены теоретические взгляды по основным проблемам энергетического права с учетом правоприменительной практики и тенденций развития энергетического законодательства. В Особенную часть включены разделы, посвященные правовому регулированию в отдельных отраслях энергетики: газовой, нефтяной, угольной отраслях, в сфере электроэнергетики, теплоснабжения, в области использования атомной энергии. Учебник подготовлен на основе современного законодательства с учетом правоприменительной практики. Учебник предназначен для студентов бакалавриата высших учебных заведений, преподавателей высших учебных заведений, научных работников, а также может быть полезен для практикующих юристов, государственных служащих, судей, специалистов, интересующихся вопросами правового регулирования в сфере энергетики.



**Актуальные проблемы энергетического права:** учебник / Под ред. доктора юридических наук В.В. Романовой. — М.: Изд-во «Юрист», 2015. — 400 с.

Настоящий учебник подготовлен авторским коллективом сектора энергетического права ИГП РАН, кафедры энергетического права Университета им. О.Е. Кутафина (МГЮА) для более углубленного изучения энергетического права, тенденций его развития, проблемных аспектов правоприменительной практики. Особое внимание уделяется в том числе проблемам корпоративного управления в сфере энергетики, развитию системы договоров на оптовом рынке электрической энергии и мощности, правовому обеспечению внешнеэкономических сделок в сфере энергетики. В главе, посвященной правовому регулированию публично-правовых отношений в сфере энергетики, рассматриваются современные тенденции государственного регулирования, изменения, касающиеся саморегулирования в сфере энергетики, исследуются проблемы правового обеспечения промышленной безопасности опасных производственных объектов в сфере энергетики, судебная практика разрешения налоговых споров в сфере энергетики. В Разделе, посвященном проблемам Особенной части энергетического права, уделяется внимание тенденциям правового регулирования в таких отраслях энергетики, как газовая, нефтяная отрасли, в сфере электроэнергетики, в сфере теплоснабжения. Учебник подготовлен на основе современного законодательства с учетом правоприменительной практики. Настоящий учебник ориентирован прежде всего на магистров юридических высших учебных заведений, углубленно изучающих энергетическое право, но может быть полезным для практикующих юристов, научных работников, преподавателей, государственных служащих, судей, специалистов, интересующихся тенденциями правового регулирования в сфере энергетики.



**Романова В.В.** Энергетический правопорядок: современное состояние и задачи. — М.: Изд-во «Юрист», 2015. — 254 с. ISBN 978-5-91835-312-7

В настоящей монографии исследуются фундаментальные проблемы энергетического права — о текущем состоянии и задачах энергетического правопорядка на национальном и международном уровнях. В работе рассматриваются проблемные аспекты формирования и функционирования энергетического правопорядка как в энергетике в целом, так и в отдельных отраслях энергетики. Особое внимание уделяется современным тенденциям реализации ключевых задач энергетического правопорядка, в том числе правовому обеспечению государственного управления в сфере энергетики, баланса интересов поставщиков и потребителей энергетических ресурсов, реализации проектов государственно-частного партнерства в сфере энергетики, энергосбережения и повышения энергетической эффективности, инновационной деятельности в сфере энергетики. На основании комплексного научного исследования текущего состояния, ключевых задач современного энергетического правопорядка на национальном и международном уровнях сформулированы задачи науки энергетического права в обеспечении и развитии энергетического правопорядка и предложения по унификации правовых норм, регулирующих общественные отношения в сфере энергетики. Монография может быть полезной для аспирантов, научных работников, преподавателей высших учебных заведений, практикующих юристов, государственных служащих, специалистов, работающих в сфере энергетики, и всех, кто интересуется проблемами правового регулирования в сфере энергетики.





