

# НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ

## РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

3-2014



# СОСТАВ НАУЧНО-РЕДАКЦИОННОГО СОВЕТА

## ПРЕДСЕДАТЕЛЬ

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

## ЗАМЕСТИТЕЛЬ ПРЕДСЕДАТЕЛЯ

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

## УЧЕНЫЙ СЕКРЕТАРЬ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**Лахно Пётр Гордеевич** – к.ю.н., доцент юридического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

# Содержание

3 Научный журнал – форум экспертов и аналитиков Российского газового общества

## ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВО

- 7 **П.В. Остроушко.** Правовые инструменты решения проблемы неплатежей за газ
- 11 **С.А. Хан, А.С. Скрябина.** Предпосылки для создания правовой базы хранения гелия в Российской Федерации
- 17 **М.Н. Ермолович.** Новые задачи формирования системы государственного стратегического планирования
- 25 **А.Л. Шурайц, М.С. Недлин.** Время исправлять ошибки

## ТРИБУНА ЭКСПЕРТА

- 29 **А.И. Колотовский.** О главных вопросах экспертно-аналитической деятельности рабочей группы по направлению Транспортировка и хранение газа Экспертного совета Российского газового общества
- 35 **А.Г. Ишков, Н.Б. Пыстина.** Анализ для Группы Газпром перспектив перехода на нормирование воздействия на окружающую среду по наилучшим доступным технологиям

## ТЭК: ПЕРСПЕКТИВА РАЗВИТИЯ

- 39 **В.В. Ростовцев, В.Н. Ростовцев, В.В. Лайнвебер.** Как искать нефть и газ В XXI веке
- 43 **А.М. Мастепанов.** Газохимия как фактор монетизации природного газа сложного состава и удаленных месторождений Востока России

## ИННОВАЦИИ

- 51 **Е.Н. Крошкин.** Радионуклидная энергетика в тундре, во льдах, в космосе – везде!
- 55 **Н.К. Галанцев.** Конструктивное исполнение современных комплексных воздухоочистительных устройств для газоподкачивающих агрегатов

## РЫНКИ ГАЗА

- 61 **С.П. Попов, Б.Г. Санеев.** Роль среднеазиатского газа в формировании газовых рынков Евразии

## РЕФЕРАТЫ

- 72 **Д.О. Батрашкеева.** Реформа ценовой политики в отношении природного газа в Китае
- 74 **Д.Н. Арифулова.** Совместная инициатива в области организации данных (JODI)

## 76 КНИГИ

## РЕЦЕНЗИИ

- 80 **С.В. Козлов.** Новая научная специальность получила научно-методическое обеспечение



**НАУЧНЫЙ ЖУРНАЛ**  
РОССИЙСКОГО ГАЗОВОГО ОБЩЕСТВА

№ 3  
июль-сентябрь  
2014 года

Председатель  
Научно-редакционного совета РГО –  
Павел Завальный

Учредитель и издатель –  
НП «Российское газовое общество»

Свидетельство о регистрации  
средства массовой информации  
ПИ №ФС77-55476

Редакция не несет ответственность  
за содержание рекламных материалов.

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

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

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

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

Ответственный редактор,  
ученый секретарь  
Научно-редакционного совета –

Надежда Тверецкая  
тел.: +7 (915) 006-5586  
article@infargo.net

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

Дизайнер-верстальщик –  
Леонид Листвин

Корректор –  
Надежда Чайковская

Подписано в печать: 18.09.2014

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

Тираж 1000 экз.

Журнал распространяется  
по редакционной подписке  
и адресной рассылке.

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

Сайт журнала: [www.gb2012.ru](http://www.gb2012.ru)

Сайт Научно-редакционного совета:  
[www.rgo2012.ru](http://www.rgo2012.ru)





# Научный журнал – форум экспертов и аналитиков Российского газового общества

Этот выпуск Научного журнала посвящен основным темам экспертно-аналитической деятельности Российского газового общества в III квартале.

Была завершен ответственный этап разработки предложений в законодательные и нормативные правовые акты с целью укрепления платежной дисциплины за потребленный природный газ. Об этой работе в своей статье рассказывает руководитель рабочей группы, директор департамента ООО «Газпром межрегионгаз» Павел Остроушко.

О некоторых направлениях деятельности рабочей группы «Транспортировка и хранение газа» Экспертного совета Российского газового общества рассуждает заместитель начальника Управления — начальник отдела по эксплуатации магистральных газопроводов и конденсатопроводов ОАО «Газпром» Александр Колотовский.

В рамках Рабочей группы Министерства энергетики РФ по корректировке Генеральной схемы развития газовой отрасли выполнена экспертно-аналитическая работа, в которой проработано содержание знаковых документов — Договора о Евразийском союзе, Федерального закона «О стратегическом планировании», проекта Федерального закона «О промышленной политике»; изучен опыт стратегического планирования в Казахстане, планы долгосрочного развития энергетической сетевой инфраструктуры в Евросоюзе. Кроме того, собраны и обобщены предложения предприятий газовой отрасли, касающиеся корректировки генеральной схемы развития газовой отрасли. Сводный перечень предложений направлен в Министерство энергетики РФ и в ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Материал объемный, поэтому он будет размещен в двух выпусках нашего журнала. В этом номере читайте статью заместителя директора Российской газового общества Михаила Ермоловича о системах государственного стратегического планирования в странах Евразийского экономического союза. Исследование доктора технических наук, профессора, заместителя директора Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН и Сергея Попова — исполнительного директора Международного исследовательского центра «Энергетическая инфраструктура Азии» Бориса Санеева позволяет увидеть черты евразийского рынка природного газа в 2040 году.

После издания совместно с НП «РГО» подробного обзора об экологических последствиях добычи сланцевого газа, доктор экономических наук, заместитель директора ИПНГ РАН Алексей Мастепанов подготовил для Российского газового общества ста-

тью о монетизации природного газа. Как известно, в новую версию Генеральной схемы развития газовой отрасли планируется включить раздел о развитии газохимии. Значение данного направления трудно переоценить, особенно в условиях добычи углеводородов сложного состава из месторождений Востока России, поскольку именно газопереработка и газохимия позволяют делать добчу в этом регионе рентабельной. Этую тему продолжает профессор РГУ нефти и газа им. Губкина, начальник Управления по подземному хранению газа ОАО «Газпром» Сергей Хан. Он обсуждает вопросы создания правовой базы для хранения извлекаемого с углеводородами гелия.

Специалисты ЗАО «ТОМКО» (г. Томск) представляют технологию, позволяющую на основании снимков земной поверхности из космоса и обработки изображений с помощью квантово-оптической фильтрации выявлять границы прогнозируемых месторождений.

Координаторы направлений Экспертного совета НП «РГО» — начальник Управления энергосбережения и экологии ОАО «Газпром» Александр Ишков и директор Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Наталья Пыстрина представляют результаты анализа перспектив перехода Группы Газпром на нормирование воздействия на окружающую среду по наилучшим доступным технологиям.

В разделе инноваций представлены наработки атомной промышленности, которые могут оказаться полезными для нефтегазодобычи. Проблемы освоения и обеспечения безопасности российской Арктики, обустройства Северного морского пути возвращают нас к некоторым продуктивным техническим решениям, которые хорошо себя зарекомендовали в прошлом. С обзором уникальных радиоизотопных термоэлектрических генераторов (РИТЭГ), которые десятилетиями и в непрерывном режиме работают в полярных широтах, на морском дне и в далеком космосе, выступает Евгений Крошкин — директор Отделения радионуклидной энергетики ОАО «НИИТФА», единственной в стране организации, которая обладает набором всех технологий, необходимых для производства РИТЭГов.

В журнале всегда находится место для публикаций студентов высших учебных заведений. В этот раз среди наших авторов — Данара Батрашкеева и Динара Арифулова. Их работы — отчет о практике в Российском газовом обществе. Судя по сложности избранных тем, практика была успешной.



# Рем Вяхирев. Человек-легенда

23 августа 2014 года исполнилось 80 лет со дня рождения Рема Ивановича Вяхирева. Один из основоположников современной газовой отрасли, Рем Иванович обладал перспективным видением и горизонтом планирования на многие десятки лет вперед. Он стоял у истоков создания Газпрома, возглавлял компанию в сложный переходный период с 1992 по 2001 год и вывел ее на мировой уровень. Р.И. Вяхирев был первым президентом Российского газового общества.

Автор свыше 60 научных работ (статей и монографий) в области разработки газовых месторождений, использования газа в промышленности и сельском хозяйстве, экологии, экономики газовой промышленности. Получил 13 авторских свидетельств на изобретения. Лауреат Государственной премии СССР и Государственной премии РФ в области науки (за разработку комплекса научно-технических решений, обеспечивающих надежность добычи природного газа при энергосберегающих технологиях и повышение газо- и конденсатоотдачи недр).

Вся его жизнь была связана с нефтегазовой отраслью.

Человек-эпоха, человек-легенда.

Российское газовое общество выражает благодарность всем, кто принимал участие в подготовке издания книги-альбома «Рем Иванович Вяхирев»: А.Д. Седых, Г. И. Шмалю, Б.В. Будзуляку, Ю.Р. Вяхиреву, А.Д. Степанову, а также компаниям ОАО «Газпром», ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром добыча Краснодар», ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «Газпром добыча Ноябрьск», ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», ООО «Газпром трансгаз Казань», ООО «Газпром трансгаз Москва», ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», ООО «Газпром трансгаз Сургут», ООО «Газпром трансгаз Томск», ООО «Газпром трансгаз Уфа», ООО «Газпром трансгаз Краснодар», ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», ООО «Газпром трансгаз Волгоград», ООО «Газпром трансгаз Самара», ООО «Газпром трансгаз Саратов», ООО «Газпром трансгаз Ухта», ООО «Газпром трансгаз Югорск», ООО «Газпром переработка», ООО «Газпром экспорт», ОАО «ЛУКОЙЛ».



Russian Oil&Gas Industry Week

---

# НАЦИОНАЛЬНЫЙ НЕФТЕГАЗОВЫЙ ФОРУМ

---

22-24 октября 2014 ЦМТ, Москва

---



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



# Правовые инструменты решения проблем неплатежей за газ

**Предложения рабочей группы Российского газового общества по теме «Внесение изменений в Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» в части повышения платежной дисциплины потребителей газа»**

**П.В. Остроушко, начальник Управления по организации расчетов с социальными потребителями ООО «Газпром межрегионгаз»**



введение гражданско-правовых отношений между поставщиками и потребителями коммунальных ресурсов, которое в части порядка их оплаты является недостаточным и фрагментарным.

К числу наиболее злостных неплательщиков за потребляемые энергоресурсы относятся организации ЖКХ, осуществляющие свою деятельность, как правило, на арендованных объектах, находящихся в государственной и муниципальной собственности (в частности, источниках тепловой энергии — котельных), поскольку фактическая невозможность ограничения поставок газа указанным потребителям, а также отсутствие каких-либо санкций за нарушения платежной дисциплины, приводит к существенным злоупотреблениям такими потребителями газа своим особым положением.

Взыскать накопленную такими арендаторами за энергетические ресурсы задолженность практически невозможно, так как арендаторы в большинстве случаев являются неплатежеспособными должниками, а арендодатели (муниципалитеты) не несут никакой ответственности по их долгам.

Для повышения платежной дисциплины требуется разработка и принятие закона, с одной стороны, направленного на усиление ответственности контрагентов теплоснабжающих организаций, таких как исполнители коммунальных услуг, за своевременную и полную оплату поставляемой тепловой энергии, а, с другой стороны, предоставляющего поставщикам топлива для теплоснабжающих организаций ме-

ханизмы воздействия на недобросовестных контрагентов.

Проблема неплатежей усугубляется участившимися случаями самовольного и, как следствие, безучетного потребления газа, которое является следствием незаконных врезок в газопроводы, что, помимо нанесения серьезного ущерба ресурсоснабжающим организациям и транспортировщикам ресурсов, создает угрозу как для самих лиц, незаконно отбирающих газ из газораспределительных сетей, так и для окружающих физических лиц, подвергая непосредственной опасности их жизнь и здоровье. Подобные действия, совершаемые неоднократно (систематически), не могут быть расценены иначе как общественно опасные деяния, требующие пресечения и уголовного преследования.

Для решения этих проблем во исполнение поручений Председателя Правительства Российской Федерации Д.А. Медведева, прозвучавших на совещании 29 октября 2013 года о принятии неотложных мер по укреплению платежной дисциплины в сфере поставок природного газа, заместитель председателя Правления В.А. Голубев обратился в Российское газовое общество с предложением провести экспертно-аналитическую работу по теме «Подготовка предложений по проекту федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации» и отдельные законодательные акты Российской Федерации в части повышения платежной дисциплины потребителей газа».

Решением двусторонней комиссии под председательством президента НП «РГО» П.Н. Завального была создана рабочая группа, состоящая из экспертов и специалистов газовой отрасли. В настоящее время рабочая группа представила законопроект, который содержит комплекс мер, позволяющих системно воздействовать на негативную ситуацию в сфере расчетов за газ (коммунальные ресурсы), а его эффективность обусловлена тем фактом, что предлагаемые законопроектом изменения отдельных законодательных актов Российской Федерации направлены на



устранение первопричин возникновения неплатежей в сфере энергопотребления. К таким первопричинам относятся:

- отсутствие механизмов, направленных на предотвращение возникновения задолженности перед поставщиками (не предусмотрено предоставление потребителями финансовых гарантит оплаты; не обеспечивается выбор надлежащих арендаторов объектов ЖКХ);
- недостаточность норм, позволяющих минимизировать возникающую у потребителей задолженность (отсутствует ускоренная процедура расторжения договоров аренды объектов ЖКХ при неоплате арендаторами потребляемых такими объектами энергоресурсов; не предусмотрена ответственность арендодателей);
- несовершенство действующего порядка введения ограничений поставок энергоресурсов (отсутствие ответственности за нарушения процедуры введения данных ограничений и возможности введения полного ограничения энергоснабжения).

Законопроект предусматривает внесение изменений в ряд федеральных законов, регулирующих правоотношения, складывающиеся между участниками процесса поставки коммунальных ресурсов, а именно: Федеральный закон от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» (далее — Закон № 69-ФЗ); Федеральный закон от 27 июля 2010 года № 190-ФЗ «О теплоснабжении» (далее — Закон № 190-ФЗ); Федеральный закон от 21 июля 2005 года № 115-ФЗ «О концессионных соглашениях» (далее — Закон № 115-ФЗ); Жилищный кодекс Российской Федерации (далее — ЖК РФ); Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях (далее — КоАП РФ); Уголовный кодекс Российской Федерации (далее — УК РФ) и Уголовно-процессуальный кодекс Российской Федерации (далее — УПК РФ).

- Изменения в Закон № 69-ФЗ предусматривают:
- уточнение полномочий Правительства РФ в части утверждения правил ограничения подачи (поставок) и отбора газа, а также положения о порядке обеспечения исполнения обязательств по оплате газа. В настоящее время вопрос, связанный с простоянением и прекращением поставки газа регулируется различными нормативными правовыми актами, часть из которых устарела, или нормы которых не достаточны для достижения целей полного или частичного ограничения подачи энергоресурсов;
  - установление пени в размере 1/170 ставки рефинансирования за неисполнение покупателями газа обязательств по его оплате;
  - обязанность потребителей, отвечающих критериям, которые будут устанавливаться Правительством РФ, предоставлять обеспечение исполнения

обязательств по договорам поставки газа. При этом, устанавливается принцип, согласно которому Правительство РФ будет исходить из случаев неисполнения потребителями газа обязательств по его оплате, притом, что такая обязанность не будет устанавливаться в отношении потребителей газа, являющихся государственными органами, казенными и бюджетными учреждениями, собственниками и пользователями помещений в много квартирных домах и домовладений, а также товарами собственников жилья, жилищными и иными потребительскими кооперативами, созданными для удовлетворения потребностей граждан в жилье и управляющими организациями.

Укреплению платежной дисциплины владельцев объектов теплоснабжения по договорам поставки ресурсов (включая газ) будут способствовать предлагаемые законопроектом изменения в Закон № 190-ФЗ, предусматривающие, в частности:

- дополнительные требования при заключении договоров аренды государственных и муниципальных объектов теплоснабжения, выражающихся в необходимости предоставления арендаторами договоров поставки ресурсов на такие объекты, заключенных с энергоснабжающими организациями (под отлагательным условием, предусматривающим начало подачи газа на объект с момента его получения в аренду); а также безотзывной банковской гарантии исполнения обязательств по оплате ресурса, поставляемого на объект теплоснабжения по договору с энергоснабжающей организацией, включая требования к банкам, которые выдают гарантию, срок, на который она выдается и порядок определения ее суммы;
- дополнительные основания для расторжения договора аренды муниципальных и государственных объектов теплоснабжения (не предоставление или не продление арендатором банковской гарантии по оплате ресурсов, потребляемых арендованным объектом теплоснабжения или отсутствие договора поставки ресурса на такой объект вследствие его расторжения или не перезаключения);
- основания признания ничтожным договора аренды государственных или муниципальных объектов теплоснабжения (договор аренды находящегося в государственной или муниципальной собственности объекта теплоснабжения заключен с нарушением требований о предварительном представлении арендатором банковской гарантии оплаты ресурсов и заключенного с ресурсоснабжающей организацией договора поставки; договор аренды источника тепловой энергии заключен в нарушение требований ч. 3 ст. 28.1. Закона № 190-ФЗ (предусматривающей возможность передачи в аренду объектов теплоснабжения не старше 5 лет);



- субсидиарную ответственность арендодателя по обязательствам арендатора перед поставщиками ресурсов на арендуемый объект теплоснабжения в случае, если арендодатель при наличии законных оснований не расторгнул договор аренды объекта теплоснабжения. В данном случае у арендодателя есть возможность уйти от обязанности понесению субсидиарной ответственности, имея в виду заключение договора с надлежащим арендодателем, способным исполнять обязательства по оплате ресурса и обеспечивать работу арендованного объекта теплоснабжения надлежащим образом, а если арендатор таковым не оказался, то расторгнуть с ним договор аренды государственного или муниципального объекта теплоснабжения;
- обязанность потребителей, соответствующих критериям, устанавливаемым Правительством РФ, предоставлять теплоснабжающим организациям гарантии оплаты тепловой энергии.

Изменения в Закон № 115-ФЗ перекликаются с предлагаемыми законопроектом изменениями в Закон № 190-ФЗ в части установления оснований для одностороннего отказа концедента от исполнения концессионного соглашения в случае наличия у концессионера признанной им по акту сверки расчетов или подтвержденной вступившим в законную силу решением суда задолженности по оплате любого из энергетических ресурсов, потребляемых при осуществлении деятельности с использованием объекта концессионного соглашения, а также несения концедентом субсидиарной ответственности по обязательствам концессионера перед поставщиками ресурсов на объект концессионного соглашения, законным правом на расторжение которого концедент не воспользовался.

Предлагаемые законопроектом изменения в ЖК РФ предусматривают:

- изложение части 14 ст. 155 (внесение платы за жилое помещение и коммунальные услуги) в новой редакции, согласно которой пени в размере 1/300 ставки рефинансирования ЦБ РФ сохраняются для должников, допустивших просрочку оплаты за жилое помещение и коммунальные услуги на срок не более 60 дней, а по истечении этого срока (если оплата не была произведена) увеличиваются до размера 1/170 ставки рефинансирования, начисляемой по день фактической оплаты включительно;
- дополнения статьи 45 позволяющее ресурсоснабжающей организации при накоплении перед ней со стороны исполнителя коммунальных услуг определенного размера задолженности (за три расчетных периода) инициировать через орган местного самоуправления созыв общего собрания собственников многоквартирного дома для принятия решения по вопросу смены способа управле-

ния или управляющей организации, а также внесению платежей за коммунальные услуги непосредственно поставщику коммунального ресурса в такой дом (минуя исполнителя). Несмотря на то, что подобная схема осуществления расчетов за коммунальные услуги в настоящее время уже допускается ЖК РФ (ч. 7.1. ст. 155), тем не менее, ее реализация на практике напрямую зависит от наличия активной позиции по данному вопросу со стороны собственников МКД, способствующей, в числе прочего, своевременному созыву общего собрания для принятия соответствующих решений. При этом предлагаемая законопроектом норма о праве ресурсоснабжающей организации инициировать созыв общего собрания собственников дома при накоплении задолженности по оплате коммунального ресурса со стороны исполнителя обусловлена стремлением к реализации на практике уже заложенного в ЖК РФ механизма организации платежей, позволяющих успешно бороться со злоупотреблениями со стороны некоторых исполнителей коммунальных услуг, зачастую выступающих лишь в качестве посредников между поставщиками ресурсов и их непосредственными потребителями;

- дополнение ЖК РФ статьей 155.1, предусматривающей осуществление управляющей организацией взаиморасчетов с поставщиками ресурсов и потребителями коммунальных услуг с использованием специального банковского счета, что позволяет осуществлять дополнительный контроль за надлежащим исполнением управляющими организациями своих финансовых обязательств и избегать возможных злоупотреблений;
- дополнение статьи 165 ЖК РФ, предусматривающее опубликования в СМИ сведений об исполнителях коммунальных услуг, допустивших просрочку исполнения обязательств по оплате коммунальных ресурсов за три расчетных периода. Такая информация, будучи известной широкому кругу лиц, будет способствовать вытеснению недобросовестных исполнителей с рынка коммунальных услуг, что, в свою очередь будет способствовать защите интересов как ресурсоснабжающих организаций, так и конечных потребителей коммунального ресурса (предоставляемой с использованием такого ресурса коммунальной услуги).

Предлагаемые законопроектом изменения в КоАП РФ предусматривают дополнение Кодекса статьями, содержащими 2 новых состава административных правонарушений, а именно:

- предусмотренное статьей 9.22 (в редакции законопроекта) нарушение порядка введения полного или частичного ограничения режима потребления электрической энергии, тепловой энергии, газа (к такому виду правонарушений могут быть отне-



- сены несоблюдение порядка ограничения подачи ресурса, вызванного как его неоплатой, так и аварийными ситуациями, а также необходимостью соблюдения графиков ограничения в периоды похолоданий);
- предусмотренное статьей 14.58 (в редакции законопроекта) нарушение установленного порядка предоставления обеспечения исполнения обязательств по оплате электрической энергии, тепло-

вой энергии, газа, сопряженное с неисполнением (ненадлежащим исполнением) обязательств по оплате указанных энергоресурсов.

Следующий этап — проведение предложений Российской газового общества в законодательство. В решении этой задачи рабочая группа также примет участие — будет выступать в виде консультанта и активного проводника норм, включенных в проект закона.



# Предпосылки для создания правовой базы хранения гелия в Российской Федерации

УДК 622.691.24

С.А. Хан, ОАО «Газпром»

А.С. Скрябина, ОАО «ВНИПИгаздобыча»

**Аннотация.** В статье рассмотрен опыт развития законодательного регулирования в области хранения гелия в США и ситуация в России. Приведен прогноз динамики спроса на гелий на мировом рынке. Обоснована потребность в создании правовой базы в области хранения гелия в РФ.

**Ключевые слова:** подземное хранение, гелий, правовая база, запасы, Клиффсайд.

## Prerequisites for the creation of a legislation framework for storage of helium in the Russian Federation

S. Khan, JSC Gazprom

A. Skryabina, JSC VNIPulgazdobicha

**Abstract.** This paper describes the evolution of legal regulation of helium storage in the United States and the situation in Russian Federation. Given demand forecast helium in the world market. Demonstrated the exigency of creating a legal framework for storage of helium in Russian Federation.

**Key words:** underground storage, helium, legislation framework, reserves, Cliffside.



### Введение. Краткая информация о гелии

Гелий является уникальным элементом, который используется в высокотехнологичных и наукоемких областях [8]. Впервые промышленное применение гелий получил во время Первой мировой войны. С тех пор объемы его потребления неуклонно росли. Так, с 1940 по 1950 год потребление гелия выросло от 35 тыс. м<sup>3</sup> до 2,3 млн м<sup>3</sup> [3]. Отчасти, такой внушительный скачок может быть связан с бурным развитием ВПК в военные годы.

Единственным промышленным источником гелия в текущее время являются месторождения природных газов. Впервые в природном газе гелий был обнаружен в пробе газа из месторождения в Канзасе в 1907 году [10]. Как известно, гелий также присутствует в воздухе, однако содержание его так мало (~0,0005%), что выделение гелия из воздуха экономи-

чески нецелесообразно [1], поэтому воздух не рассматривается как промышленный источник гелия.

Согласно [4], мировые запасы гелия (рис. 1) составляют около 40 млрд м<sup>3</sup>.

По содержанию гелия в газе месторождения делятся следующим образом [2]:

- богатые (объемная доля гелия > 0,5%);
- рядовые (0,1–0,5%);
- бедные (< 0,1%).

Всего в мире существует только два подземных хранилища гелиевого концентрата:

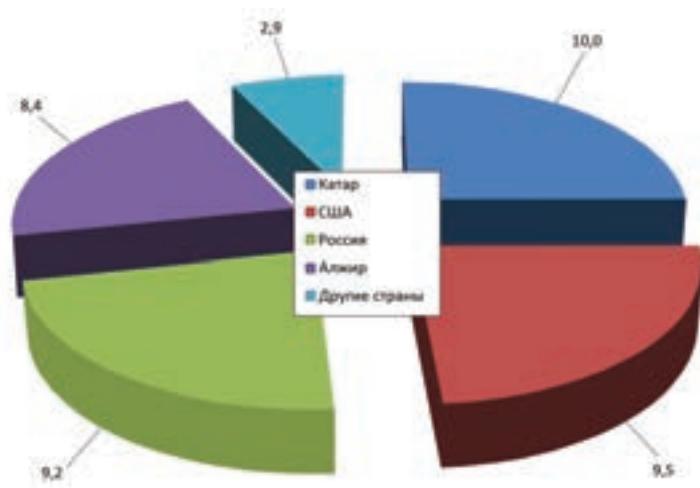


Рис. 1. Структура мировых запасов гелия



- в подземных соляных кавернах вблизи Оренбурга (Россия), эксплуатируется с 1979 года, 80–93% не в закачиваемом газе;
- в истощенном газогелиевом месторождении Клиффсайд вблизи Амарилло (штат Техас, США), эксплуатируется с 1963 года, 70% не в закачиваемом продукте.

### Опыт законодательного регулирования оборота гелия в США

Уже более 50 лет в США успешно функционирует единственное в мире подземное хранилище газового концентрата (ПХГК) в пористой среде. Однако история законодательного регулирования гелиевой промышленности в США началась задолго до его создания [3].

В годы Первой мировой войны правительство США ввело ограничения на экспорт гелия, как стратегического ресурса, однако в 1934 году по правительенным лицензиям была разрешена продажа дружественным странам. В 1952 году принят «Закон о гелии», который закреплял за Министерством внутренних дел ответственность за покрытие потребности в гелии. В 1961 году принятие Программы по охране ресурсов установило запрет на разработку гелиеносных месторождений (0,3%) без извлечения гелия. Заключение правительством долгосрочных контрактов на покупку извлеченного гелия с частными компаниями способствовало созданию и развитию гелиевой промышленности. Купленный по этим контрактам гелий направлялся на консервацию в месторождение Клиффсайд, в котором создавался Федеральный гелиевый резерв. К 1973 году объем гелия (в эквиваленте) в хранилище составлял 1,1 млрд м<sup>3</sup>, считалось, что этого количества хватит на 100 лет. Это послужило причиной для прекращения программы по закупкам гелия, и контракты были расторгнуты. Долг, накопленный по гелиевой программе, перед Государственным казначейством США составлял 1,4 млрд долл. США [14]. В 1996 году принятый «Закон о приватизации гелия» постановил прекратить добывчу и продажу очищенного гелия с 9 апреля 1998 года, выставление на продажу федеральных запасов неочищенного гелия должно состояться не позднее 1 января 2005 года. Вместе с этим закон предписывает продолжение сбора пошлины за разработку гелиеносных месторождений и продажу гелия, извлеченного из федеральных земель. Также предусматривалось продолжение реализации программ по оценке и контролю запасов гелия [1]. С 1996 по 2003 год возврат частным операторам гелия из хранилища увеличился с 22 до 50 млн м<sup>3</sup> в год. В этот же период поступления гелия в государственное резервное хранилище сократились с 37 до 18 млн м<sup>3</sup> [7]. «Акт о гелии 2013» с октября 2014 года закрепил увеличение объемов

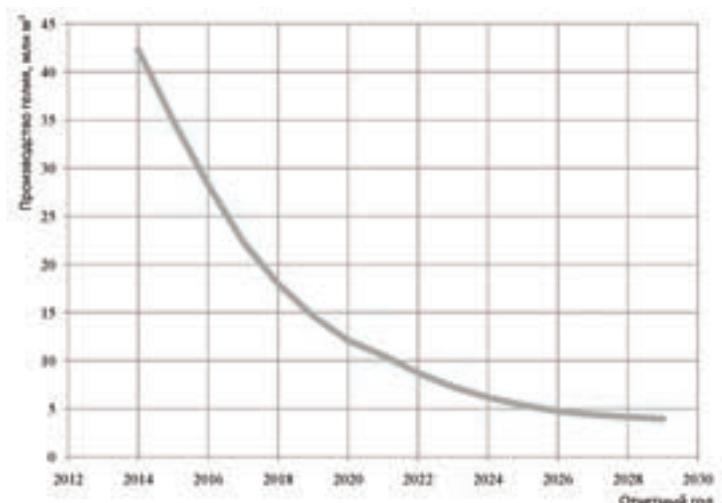


Рис. 2. Прогнозная динамика добычи гелия

гелия, реализуемых через аукционы и ограничение на продажу только федеральным потребителям при снижении резервов до 100 млн м<sup>3</sup>. Отмечена необходимость уменьшения дефицита гелия за счет продажи сырого гелия из Федерального резерва. Согласно этому же акту, на 2013 год на балансе числятся запасы гелия в размере около 307 млн м<sup>3</sup>. В [13] приведены данные о возможной реализации гелия (рис. 2).

Несмотря на реализацию запасов гелия, в настоящее время государство контролирует и регулирует [4]:

- добывчу гелия на федеральных землях;
- транспортировку гелиевого концентрата от месторождений к ПХГК;
- хранение концентрата на ПХГК;
- оценку запасов гелия на вновь осваиваемых месторождениях.

В связи с распродажей Федерального резерва гелия США в научных подразделениях-потребителях стал ощущаться его дефицит. В сентябре 2011 года из-за нехватки финансирования был закрыт крупнейший ускоритель заряженных частиц Тэватрон, расположенный в национальной ускорительной лаборатории им. Энрико Ферми (штат Иллинойс), принадлежащей Министерству энергетики США [6].

### Гелиевая промышленность в России. Прогнозы мирового потребления гелия

В России, в Оренбургской области, в 1979 году введено в эксплуатацию единственное в мире подземное хранилище гелиевого концентрата в каменной соли. Гелиехранилище представляет собой 6 подземных резервуаров общим геометрическим объемом 235 тыс. м<sup>3</sup> [5].

10 июля 1998 года Постановлением Правительства РФ гелий был исключен из реестра материальных ценностей Госрезерва. К этому моменту на хра-



Таблица 1

**Прогноз мирового производства и потребления гелия до 2030 года, млн м<sup>3</sup> [2]**

Годы	2008	2010	2015	2020	2025
Производство	154	155	154	147	140
Потребление	157	163	185	212	248
Дефицит	3	8	31	65	108

Таблица 2

**Прогноз потребления гелия в мире до 2030 года, млн м<sup>3</sup> [9]**

Страны и регионы	2010	2015	2020	2025	2030
Северная Америка	96	98	101	104	107
Европа	34	35	36	37	38
АТР	27	32,9	41,4	54,1	73
Россия	1,3	1,6	2,1	2,6	3,4
Южная Атлантика	1,3	1,7	2,1	2,7	3,5
<i>Итого</i>	160	170	183	201	225

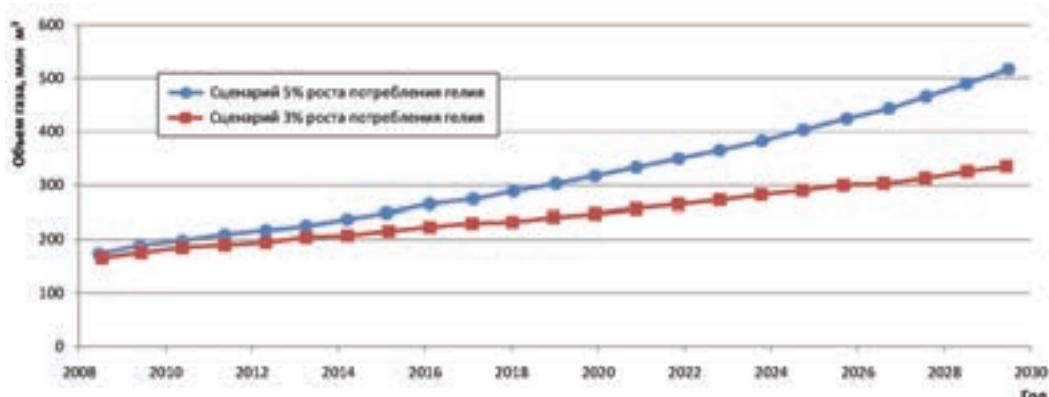


Рис. 3. Мировая потребность в гелии до 2030 года [5]

нении находилось порядка 30 тыс. м<sup>3</sup> гелиевого концентрата. К 2010 году ООО «Криор» выкупило и распродало гелий из четырех резервуаров. Два других резервуара содержали 8,5 млн м<sup>3</sup> гелиевого концентрата, принадлежащего ООО «Криор». На 2010 год потребление газообразного гелия в России составляло порядка 1–1,7 млн м<sup>3</sup>/год. Это крайне малое потребление. Весь невостребованный на внутреннем рынке гелий ООО «Криор» распродавало на рынке стран ЕС [2].

По экспертным оценкам, снижение добычи гелия на фоне все растущего спроса к 2030 году приведет к дефициту мирового рынка гелия (*табл. 1*).

Специалисты ФГУП «Всероссийский нефтяной научно-исследовательский геологоразведочный институт» в 2010 году по результатам своих исследований предоставили результаты прогноза мировой потребности в гелии до 2030 года. В рамках исследования рассматривалось два сценария: рост потребности в гелии на 5% и рост потребности в гелии на 3% (*рис. 3*).

Данные о потребности в гелии для основных стран-потребителей представлены в *табл. 2* [9].

В [5] приведены прогнозные данные по производству гелия (*рис. 4*).

Таким образом, можно сделать вывод, что на фоне сокращения поставок гелия из США и на фоне роста потребления гелия Россия способна покрыть часть мирового дефицита в гелии. Конечно, это возможно при своевременном создании государственного запаса гелия или гелиевого концентрата. А это практически означает создание с нуля гелиевой индустрии в районах гелиеносных месторождений, что в США делалось вначале 1960-х годов. Этот процесс принципиально можно разделить на две составляющие:

- выбор и обустройство непосредственно геологического объекта, в котором (или в которых) будет осуществляться хранение;

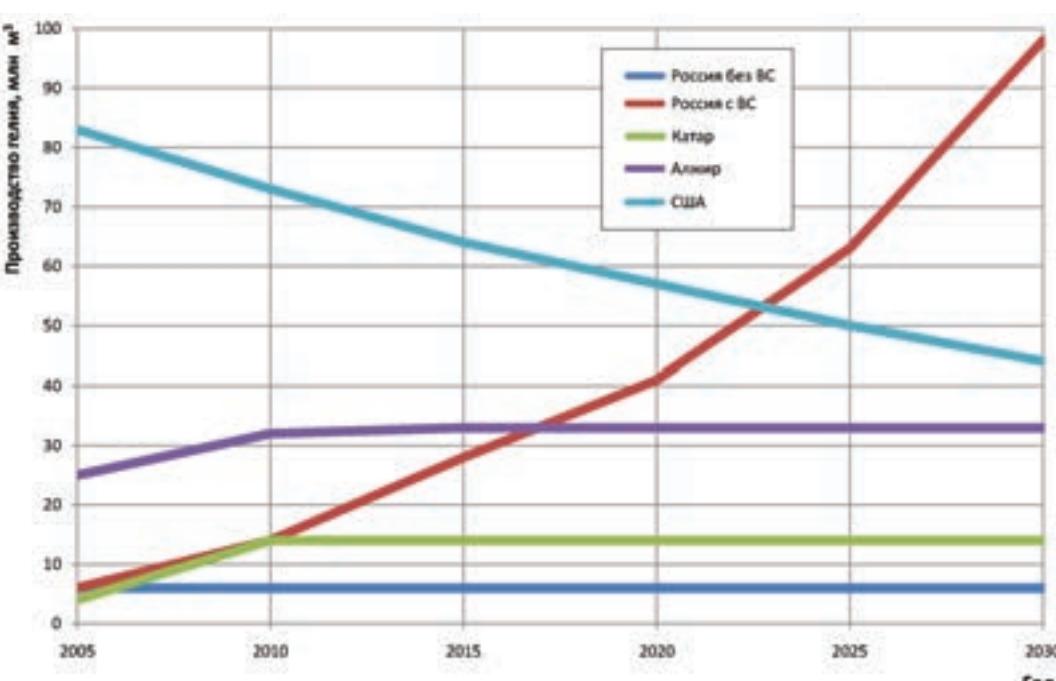


Рис. 4. Прогноз производства гелия



- наработка нормативной базы, регулирующей операции с гелием.

## Выводы

Гелий – редкий и невозобновляемый ресурс, не заменимый во многих областях. Не задумываясь о его сохранении, РФ либо затормозит развитие передовых научных и промышленных направлений, либо будет вынуждена импортировать гелий. Обеспечение же научного сектора доступным гелием необходимого качества будет способствовать развитию высокотехнологичных отраслей.

Продуманная и дальновидная законодательная и

финансовая политика правительства США в вопросах регулирования операций с гелием позволила США на долгое время стать мировым лидером на соответствующем рынке. Вполне обоснованно можно предположить, что это способствовало росту и реализации научного потенциала США. Важным шагом стало создание Федерального гелиевого резерва. Опираясь на опыт США, можно уверенно говорить о необходимости правительственной поддержки в наращивании и реализации гелиевого потенциала РФ. Грамотная политика в этих направлениях послужит накоплению ресурсной базы для покрытия текущих и прогнозных потребностей внутренних и внешних потребителей.

## Список использованной литературы

1. Гейдж Б.Д. Дрискилл Д.Л. Запасы гелия в США-2003. Техническое примечание 415 / Б.Д. Гейдж. Д.Л. Дрискилл. Бюро управления землями. — Денвер, Колорадо. 2004. — 40 с.
2. Молчанов С.А. Запасы, производство и потребление гелия // Газовая промышленность. 2010. № 4. — С. 53–56.
3. Якуцени В.П. Историко-аналитический обзор законодательного обеспечения эффективного использования и сохранения ресурсов гелия в США // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2008. № 3.
4. Черепанов В.В., Гафаров Н.А., Минликаев В.З., Кисленко Н.Н., Семиколенов Т.Г., Гулянский М.А., Потехин С.В. Новые подходы к освоению гелийсодержащих месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока // Газовая промышленность. 2012. № 6 (675). — С. 22–25.
5. Хан С.А., Цыбульский П.Г., Казарян В.А., Игошин А.И., Сохранский В.Б. Опыт, проблемы и перспектива хранения газообразного гелия в соляных кавернах на территории России / Материалы XXIV Мирового газового конгресса. 2009. — Аргентина.
6. Фролов А. Россия отнимет у США «гелиевую корону». Но задача — развить внутренний рынок. — URL: <http://www.odnako.org/blogs/rossiya-otnimet-u-ssha-gelievuuyu-koronu-no-zadacha-razvit-vnutrenniy-rinok>; дата обращения — 19.06.2014.
7. Конторович А.Э., Коржубаев А.Г., Эдер Л.В. Сыревая база и перспективы развития гелиевой промышленности России и мира // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2006. № 2. — С. 17–24.
8. Якуцени В.П. Традиционные и перспективные области применения гелия // Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2009. № 4.
9. Конторович А.Э. Сыревая база газохимии и нефтехимии России, необходимость коренной модернизации и инновационного развития этих отраслей. Перспективы создания в России новых кластеров нефтехимии и гелиевого производства / Материалы форума «ТЭК России в XXI веке». 2010.
10. Cady H.P., McFarland D.F. The occurrence of helium in natural gas and the composition of natural gas // Journal of the American Chemical Society. 1907. Vol. 29. — P. 1523 et seq.
11. Helium Privatization Act of 1996.
12. Helium Stewardship Act of 2013.
13. Helium Stewardship Act of 2013. Public Scoping Meeting. Amarillo, Texas. March 6, 2014.
14. National Research Council. The Impact of Selling the Federal Helium Reserve. — The National Academies Press. 2000.

## References

1. Gage B.D., Driskill D.L. Helium Reserves of The United States-2003. Technical Note 415. — Bureau of Land Management. Denver, Colorado. 2004. — P. 40.
2. Molchanov S.A. Reserves, production and consumption of helium // Gas Industry. 2010. № 4. — P. 53–56.
3. Yakutseni V.P. Historical-Analytical Review of Legislative Guaranteeing the Efficient Use and Preservation of Helium Resources in the USA // Oil and gas geology. Theory and Practice. 2008. № 3.
4. Tcherepanov V.V., Gafarov N.A., Minlikaev V.Z., Kislenko N.N., Semikolenov T.G., Gulyansky M.A., Potehin S.V. New approaches to the development of the helium-rich fields in Eastern Siberia and the Far East // Gas Industry. 2012. № 6 (675). — P. 22–25.
5. Khan S.A., Tsibulsky P.G., Kazarian V.A., Igoshin A.I., Sohransky V.B. Experiences, problems and the prospects of helium gas storage in salt in Russia / Materialsof 24<sup>th</sup> World Gas Conference. 2009. — Argentina.
6. Frolov A. Russia takes U.S. «helium crown». But the task — to develop the domestic market. — URL: <http://www.odnako.org/blogs/rossiya-otnimet-u-ssha-gelievuuyu-koronu-no-zadacha-razvit-vnutrenniy-rinok>; date of access — 19.06.2014.



7. Kontorovich A.E. Korzhubaev A.G. Eder L.V. The raw material base and prospects of development of the helium industry in Russia and the world // Mineral Resources of Russia. Economics and Management. 2006. № 2. — P. 17–24.
8. Yakutseni V.P. Traditional and Prospective Spheres of Helium Use // Oil and gas geology. Theory and Practice. 2009. № 4.
9. Kontorovich A.E. «The raw material base of gas chemistry and petrochemistry in Russia, the need for radical modernization and innovative development of these industries. Prospects for the creation of new clusters in the Russian petrochemical and helium production» / Materials of Moscow International Energy Forum «Russian Fuel and Energy Complex in the XXI Century». 2010.
10. Cady H.P. McFarland D.F. The occurrence of helium in natural gas and the composition of natural gas // Journal of the American Chemical Society. 1907. Vol. 29. — P. 1523 et seq.
11. Helium Privatization Act of 1996.
12. Helium Stewardship Act of 2013.
13. Helium Stewardship Act of 2013. Public Scoping Meeting. Amarillo, Texas. March 6, 2014.
14. National Research Council. The Impact of Selling the Federal Helium Reserve. — The National Academies Press. 2000.



# Петербургский Международный Газовый Форум

**7–10 октября 2014**

**ПЕТЕРБУРГСКИЙ МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ –  
КРУПНЕЙШЕЕ ОТРАСЛЕВОЕ МЕРОПРИЯТИЕ В РОССИИ**

## ОСНОВНЫЕ ТЕМЫ КОНГРЕССНОЙ ПРОГРАММЫ:

- природный газ в прогнозах мировой экономики
- развитие российской газовой промышленности на Дальнем Востоке России. Выход на рынки стран АТР
- использование новейших научных разработок в области разведки и освоения новых газовых месторождений
- сжиженный природный газ – ключевой фактор роста глобального газового рынка
- использование газа в качестве моторного топлива
- научный, образовательный и кадровый потенциал отрасли (при участии TF1 IGU)

## ДЕЛОВАЯ ПРОГРАММА:

- центр деловых контактов
- заседание научно-технического совета (НТС) ОАО «Газпром»

МЕЖДУНАРОДНЫЙ ГАЗОВЫЙ ФОРУМ  
СТАНЕТ ПЕРВЫМ МЕРОПРИЯТИЕМ  
В НОВОМ КОНГРЕССНО-ВЫСТАВОЧНОМ ЦЕНТРЕ  
«ЭКСПОФОРУМ»

Одновременно с ПМГФ-2014 на одной площадке пройдут

- 14-й Петербургский международный энергетический форум (организатор – ВО «Рестэк»),
- международные специализированные выставки «Энергосбережение и энергоэффективность. Инновационные технологии и оборудование», «Котлы и горелки» (организатор – ВО «Фарекспо»),
- специализированная выставка Offshore Marintec Russia (организатор – ВО «Рестэк»)

## ВЫСТАВОЧНАЯ ПРОГРАММА:



**InGas Stream 2014 –  
ИННОВАЦИИ  
В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

II Международная  
специализированная выставка

Организатор –  
ЭКСПОФОРУМ-ИНТЕРНЭШНЛ



**ГАЗОМОТОРНОЕ  
ТОПЛИВО**  
Международная  
специализированная выставка

Организаторы –  
ЭКСПОФОРУМ-ИНТЕРНЭШНЛ,  
ФАРЭКСПО



**РОС-ГАЗ-ЭКСПО 2014**

XVIII Международная  
специализированная выставка  
газовой промышленности и технических  
средств для газового хозяйства

Организатор –  
ФАРЭКСПО





# Новые задачи формирования системы государственного стратегического планирования

М.Н. Ермолович, заместитель директора НП «Российское газовое общество»



## Межгосударственное планирование в рамках Евразийского экономического союза

Важность координации форм и содержания стратегического государственного планирования между Беларусью, Казахстаном и Россией возрастает в связи с подписанием 29 мая 2014 года в Астане *Договора о Евразийском экономическом союзе*<sup>1</sup>. Раздел XIII указанного договора предусматривает проведение согласованной макроэкономической политики, в основные направления которой входят: разработка общих принципов и ориентиров для прогнозирования социально-экономического развития государств — членов Союза; формирование единых принципов функционирования экономики и т.п. Государства-члены намерены осуществлять свою экономическую политику в рамках согласованных количественных значений макроэкономических показателей, определяющих устойчивость экономического развития: годовой дефицит консолидированного бюджета государственного сектора, долг сектора государственного управления, уровень инфляции в годовом выражении.

В Разделе XXIV Договора установлено, что промышленная политика в рамках Союза формируется по основным направлениям промышленного сотрудничества, утверждаемым Межправительственным советом, и осуществляется ими при консультативной поддержке и координации Комиссии. Государства-члены для достижения целей осуществления промышленной политики в рамках Союза могут разрабатывать и реализовывать совместные программы развития приоритетных видов экономической деятельности для промышленного сотрудничества. Государствами-членами разрабатываются Основные направления промышленного сотрудничества в рамках Союза (далее — Основные направления), утверждаемые Межправительственным советом и включающие в том числе приоритетные виды экономической деятельности для промышленного сотрудничества и чувствительные товары. Комиссия ежегодно проводит

мониторинг и анализ результатов реализации Основных направлений, а при необходимости готовит по согласованию с государствами-членами предложения по уточнению Основных направлений.

В целях обеспечения разработки индикативных (прогнозных) балансов газа, нефти и нефтепродуктов Союза уполномоченные органы государств-членов до 1 июля 2015 года должны разработать и утвердить методологию формирования индикативных (прогнозных) балансов газа, нефти и нефтепродуктов. Высший совет Союза утвердит до 1 июля 2015 года концепцию, а до 1 июля 2016 года программу формирования общего электроэнергетического рынка Союза, предусмотрев срок выполнения мероприятий программы до 1 июля 2018 года.

Для формирования общего рынка газа Союза Высший совет утвердит до 1 января 2016 года концепцию, а до 1 января 2018 года *программу формирования общего рынка газа Союза*, предусмотрев срок выполнения мероприятия программы до 1 января 2024 года. Затем государства-члены заключат *международный договор в рамках Союза о формировании общего рынка газа*, содержащий в том числе единые правила доступа к газотранспортным системам, расположенным на территориях государств-членов, и обеспечат вступление его в силу не позднее 1 января 2025 года. По аналогичной схеме будет сформирован общий рынок нефти и нефтепродуктов.

Согласно Протоколу о проведении согласованной макроэкономической политики (Приложение 14 к Договору) участники Союза будут разрабатывать свои *официальные прогнозы социально-экономического развития* с учетом установленных интервальных количественных значений внешних параметров прогнозов; проводят согласованную макроэкономическую политику в рамках количественных значений ключевых макроэкономических показателей, определяющих устойчивость экономического развития.

Комиссия Союза должна координировать проведение согласованной макроэкономической политики посредством разработки основных направлений экономического развития Союза; основных ориентиров макроэкономической политики государств-членов; совместных мер, направленных на стабилизацию экономической ситуации, в случае превышения значений макроэкономических показателей, определяющих устойчивость экономического развития участников Союза.

<sup>1</sup> Внесен Президентом Российской Федерации на ратификацию Государственной Думой Федерального Собрания Российской Федерации 29 августа 2014 года.



Также следует отметить работу в обсуждаемом направлении в рамках Межпарламентской Ассамблеи государств — участников Содружества независимых государств, постоянная комиссия по экономике и финансам которой работает над проектом модельного закона «О стратегическом прогнозировании и планировании социально-экономического развития».

Таким образом, управляемая конвергенция систем государственного стратегического планирования участников Евразийского экономического союза является важнейшим процессом в реализации ключевых положений Договора о Евразийском экономическом союзе и, в частности, в формировании общих рынков ископаемых углеводородов и электроэнергии. Поэтому представляет интерес сопоставление систем (действующих и развивающихся) стратегического государственного планирования участников Евразийского экономического союза в том числе и потенциальных. Актуальность данного исследования возросла в связи с тем, что в 2014 году Казахстан и Россия эти системы существенно обновили.

### Государственное планирование в Республике Беларусь

В Республике Беларусь (РБ) законы и правительственные нормативные правовые акты «второй волны», аналогичные документам, принятым в России и Казахстане, в последние годы не принимались. Базовыми по-прежнему являются: Закон Республики Беларусь от 5 мая 1998 года № 157-З «О государственном прогнозировании и программах социально-экономического развития Республики Беларусь», а также Постановление Совета министров РБ от 20 августа 1998 года № 1321 «О мерах по реализации Закона Республики Беларусь «О государственном прогнозировании и программах социально-экономического развития Республики Беларусь»».

Закон «О государственном прогнозировании и программах социально-экономического развития Республики Беларусь» предусматривает краткосрочное, среднесрочное и долгосрочное планирование. В основе лежит стратегия устойчивого развития государства на 15 лет. Также разрабатываются основные направления социально-экономического развития страны на 10 лет и программа экономического развития на 5 лет. Кроме того, ежегодно разрабатывался план социально-экономического развития. В связи с этим формируются бюджет республики и планы регионального развития.

2 января 2012 года в Палату представителей Парламента РБ был внесен проект закона «О государственном индикативном планировании (ГИП) социально-экономического развития Республики Беларусь», разработанный Советом Министров.

В систему документов ГИП входят:

- 1) *общереспубликанские документы*, включая комплексный прогноз научно-технологического развития Республики Беларусь, национальную стратегию устойчивого социально-экономического развития и размещения производительных сил Республики Беларусь, а также годовой индикативный план социально-экономического развития Республики Беларусь и прогноз важнейших параметров на последующие два года;
- 2) *региональные документы*, включая стратегии устойчивого социально-экономического развития областей и города Минска, годовые индикативные планы социально-экономического развития областей и города Минска и прогнозы важнейших параметров на последующие два года, стратегии устойчивого социально-экономического развития районов, городов областного подчинения, а также годовые индикативные планы социально-экономического развития районов, городов областного подчинения и прогнозы важнейших параметров на последующие два года;
- 3) *отраслевые документы* (в разрезе основных видов экономической деятельности), включая стратегии устойчивого развития отраслей экономики, а также годовые индикативные планы развития отраслей экономики и прогнозы важнейших параметров на последующие два года;
- 4) *национальные проекты*.

Общереспубликанские, региональные и отраслевые документы подлежат обновлению один раз в 5 лет (документы с плановым периодом от 10 лет и больше); ежегодно (документы с плановым периодом в 3 года).

Комплексный прогноз научно-технологического развития Республики Беларусь разрабатывается сроком на 20 лет на основании решения Совета Министров РБ, определяющего порядок его разработки.

Национальная стратегия устойчивого социально-экономического развития и размещения производительных сил РБ разрабатывается сроком на пятнадцать лет на основании решения президента РБ, определяющего порядок ее разработки, с учетом комплексного прогноза научно-технологического развития РБ.

Разработку национальной стратегии устойчивого социально-экономического развития и размещения производительных сил РБ осуществляет Министерство экономики РБ совместно с другими государственными органами, иными организациями и экспертами. Комплексный прогноз научно-технологического развития РБ утверждается Советом Министров РБ не позднее чем за два года до начала планового периода.

Национальная стратегия устойчивого социально-экономического развития и размещения производительных сил РБ утверждается Президентом РБ не позднее чем за один год до начала планового периода.



Годовой индикативный план социально-экономического развития РБ и прогноз важнейших параметров на последующие 2 года разрабатываются на основании решения Совета министров РБ, определяющего порядок их разработки, в целях реализации национальной стратегии устойчивого социально-экономического развития и размещения производительных сил РБ.

Разработку годового индикативного плана социально-экономического развития РБ и прогноза важнейших параметров на последующие 2 года осуществляет Министерство экономики РБ совместно с Национальным банком РБ, Министерством финансов РБ, другими государственными органами, иными организациями и экспертами.

Стратегии устойчивого социально-экономического развития областей и города Минска разрабатываются сроком на десять лет в целях реализации национальной стратегии устойчивого социально-экономического развития и размещения производительных сил РБ. Разработку осуществляют соответствующие областные исполнительные комитеты совместно с другими государственными органами, иными организациями и экспертами.

Стратегии устойчивого развития отраслей экономики разрабатываются сроком на десять лет на основании решений Совета министров РБ, определяющих порядок их разработки, в целях реализации национальной стратегии устойчивого социально-экономического развития и размещения производительных сил РБ.

Разработку стратегий устойчивого развития отраслей экономики осуществляют государственные органы и иные государственные организации, реализующие государственную политику в определенной отрасли (сфере деятельности), совместно с другими государственными органами, иными организациями и экспертами.

Национальные проекты разрабатываются при необходимости решения важнейших национальных проблем социально-экономического развития, требующих межотраслевого и межрегионального взаимодействия государственных органов и иных организаций, на основании решения президента РБ.

Национальный проект состоит из концепции национального проекта и программ национального проекта. Концепция национального проекта утверждается президентом РБ и определяет систему научно обоснованных предложений по решению национальной проблемы социально-экономического развития, сроки реализации и порядок финансирования национального проекта. Программы национального проекта утверждаются Советом министров РБ в целях реализации концепции национального проекта.

Данный закон об индикативном планировании в Республике Беларусь до настоящего времени не при-

нят, но при необходимости, можно ожидать, что разработка необходимого комплекта документов может быть выполнена в короткие сроки.

### Стратегическое государственное планирование в Казахстане

Практически одновременно с принятием Государственной Думой Федерального Собрания Российской Федерации Федерального закона «О стратегическом планировании в Российской Федерации»<sup>2</sup> в Республике Казахстан опубликован указ президента РК Н.А. Назарбаева<sup>3</sup>, которым внесены изменения в «Систему государственного планирования в Республике Казахстан» и утверждена новая редакция «Правил разработки, реализации, проведения мониторинга, оценки и контроля Стратегического плана развития Республики Казахстан, Прогнозной схемы территориально-пространственного развития страны, государственных программ, стратегических планов государственных органов, программ развития территорий».

Новая система стратегического государственного планирования Республики Казахстан начиналась с принятия «Концепции по внедрению системы государственного планирования и бюджетирования, ориентированных на результат» (постановление Правительства Республики Казахстан от 26 декабря 2007 года № 1297). Концепция опиралась на ежегодное послание президента страны Н.А. Назарбаева народу<sup>4</sup> и Программу Правительства на 2007–2009 годы. Концепцией ставилась цель — «формирование целостной и эффективной системы государственного планирования, ориентированной на достижение стратегических целей и реализацию приоритетных задач социально-экономического развития страны».

<sup>2</sup> Данный Федеральный закон отменил действие Федерально-го закона от 20 июня 1995 года № 115-ФЗ «О государственном про-гнозировании и программах социально-экономического развития Российской Федерации».

<sup>3</sup> Указ президента Республики Казахстан от 17 июня 2014 года № 840 «О внесении изменений в указы президента Республики Казахстан от 18 июня 2009 года № 827 «О Системе государственного планирования в Республике Казахстан» и от 4 марта 2010 года № 931 «О некоторых вопросах дальнейшего функционирова-ния Системы государственного планирования в Республике Ка-захстан».

<sup>4</sup> Согласно статье 44 Конституции Республики Казахстан Президент Республики Казахстан «обращается с ежегодным по-сланием к народу Казахстана о положении в стране и основных направлениях внутренней и внешней политики Республики». В Российской Федерации Президент «обращается к Федеральному Собранию с ежегодными посланиями о положении в стране, об ос-новных направлениях внутренней и внешней политики государства» (статья 84 Конституции Российской Федерации). Президент Республики Беларусь согласно статье 84 Конституции страны обра-щается с посланиями к народу Республики Беларусь о положе-нии в государстве и об основных направлениях внутренней и внеш-ней политики. Также он обращается с ежегодными посланиями к Парламенту.



Для этого предлагалось обеспечить эффективную гармонизацию существующего в Республике Казахстан стратегического, экономического и бюджетного планирования; ориентировать деятельность государственных органов на достижение стратегических целей и решение ключевых задач государства, получение конкретных результатов; обеспечить переход от краткосрочного бюджетного планирования к среднесрочному, ориентировав бюджетный процесс на прозрачное распределение бюджетных средств и максимально эффективное управление средствами в соответствии с приоритетами государственной политики.

Концепция предлагала систему основных документов, выстроенных в виде логической вертикали: стратегия «Казахстан-2030», макроэкономический прогноз и основные параметры фискальной политики, стратегический план развития государственного органа и целевые программы, государственный бюджет, операционные планы государственных органов, ежегодные отчеты государственных органов.

В 2008–2009 годы в Казахстане элементы новой системы государственного планирования внедрялись в центральных и местных государственных органах. Затем президент Казахстана Н.А. Назарбаев своим Указом от 18 июня 2009 года № 827 утвердил «Систему государственного планирования в Республике Казахстан», которая вводилась в действие с 1 января 2010 года. При этом до утверждения главного документа — «Стратегического плана развития Республики Казахстан до 2020 года»<sup>5</sup> — запрещалась (!) разработка государственных и отраслевых программ, а также программ развития территорий.

В декабре 2012 года президент РК Н.А. Назарбаев выступил с Посланием к народу, в котором представил «Стратегию развития Республики Казахстан до 2050 года», сменившей «Стратегию развития Казахстана до 2030 года», принятую в 1997 году.

17 января 2014 года Н.А. Назарбаев обратился к народу Казахстана с очередным Посланием, в котором, в частности, отметил, что «Казахстан XXI века — страна, созданная с «нуля» всего за два десятилетия талантливым, трудолюбивым, толерантным народом!» и объявил, что к 2050 году показатель объема ВВП на душу населения должен возрасти с 13 до 60 тысяч долларов. По результатам семи пятилеток Казахстан должен войти в тридцатку стран мира с наивысшим уровнем развития.

Документы стратегического планирования в Республике Казахстан подразделяются на три уровня.

*Документы первого уровня*, определяющие долгосрочное развитие страны с ключевыми приоритетами и ориентирами:

<sup>5</sup> Утвержден указом президента Республики Казахстан от 10 февраля 2012 года № 922.

- стратегия развития Казахстана до 2050 года;
- стратегический план развития Республики Казахстан на 10 лет;
- прогнозная схема территориально-пространственного развития страны;
- стратегия национальной безопасности Республики Казахстан.

*Документы второго уровня*, определяющие стратегию развития сфер (отраслей):

- прогноз социально-экономического развития на 5 лет;
- государственные программы на 5–10 лет;
- отраслевые программы.

*Документы третьего уровня*, определяющие пути достижения документов первого и второго уровней на основе их декомпозиции:

- стратегические планы государственных органов на 5 лет;
- программы развития территорий на 5 лет;
- стратегии развития на 10 лет национальных управляющих холдингов, национальных холдингов и национальных компаний с участием государства в уставном капитале (далее — национальные компании).

Аналогичную структуру должны иметь целевые индикаторы и показатели.

Основой для разработки и корректировки документов Системы государственного планирования, в том числе формирования бюджета на предстоящий плановый период в Казахстане, являются: *ежегодное Послание президента к народу Казахстана о положении в стране и основных направлениях внутренней и внешней политики*, а также концепции, доктрины и поручения президента Казахстана. Концепция отражает видение развития определенной сферы, отрасли, обоснование соответствующей государственной политики и включает основные принципы и общие подходы этой политики. Доктрина определяет систему взглядов, совокупность политических принципов по определенному вопросу. Порядок разработки концепций и доктрин определяется Правительством по согласованию с Администрацией президента Республики Казахстан.

*Стратегический план развития* Республики Казахстан утверждается президентом страны. Контроль за реализацией Стратегического плана осуществляется Администрацией президента.

*Прогнозная схема территориально-пространственного развития* страны на соответствующий период разрабатывается для реализации Стратегического плана развития, утверждается президентом Казахстана и содержит основные принципы и задачи рационального размещения производительных сил, транспортно-коммуникационной, социальной и другой инфраструктуры, расселения населения страны в разрезе регионов для обеспечения устойчивого развития страны.



*Стратегия национальной безопасности*, утверждаемая президентом Казахстана, определяет основные проблемы и угрозы, стратегические цели и целевые индикаторы, задачи и показатели результатов в области обеспечения национальной безопасности, а также критерии обеспечения национальной безопасности. Стратегия национальной безопасности разрабатывается на среднесрочный (на 5 лет) или долгосрочный (свыше 5 лет) периоды.

*Прогноз социально-экономического развития* разрабатывается ежегодно на скользящей основе на пятилетний период с учетом вышестоящих документов системы государственного планирования и Постановления президента.

*Государственные программы* разрабатываются на 5–10 лет в целях реализации вышестоящих документов Системы государственного планирования и являются документами межсферного и межведомственного характера, определяющими цели, задачи и ожидаемые результаты по приоритетным стратегическим направлениям развития страны с указанием необходимых ресурсов. Перечень государственных программ и сами государственные программы утверждаются президентом Казахстана. Для реализации государственных программ Правительство по согласованию с Администрацией президента утверждает план мероприятий по их реализации.

*Отраслевые программы* разрабатываются центральными государственными органами на среднесрочный и долгосрочный периоды в реализацию вышестоящих документов Системы государственного планирования в целях решения важных задач межотраслевого и межведомственного характера. Утверждение, мониторинг и контроль выполнения отраслевых программ осуществляют Правительство Казахстана.

*Стратегические планы государственных органов* определяют стратегические направления цели, задачи, показатели результатов деятельности государственного органа, включают взаимоувязанные с ними бюджетные программы с объемами финансирования. Для реализации стратегического плана государственный орган ежегодно разрабатывает операционный план, содержащий конкретные действия государственного органа в текущем финансовом году, увязанные по ресурсам, ответственным исполнителям и срокам осуществления мероприятий по достижению целей, задач и показателей результатов стратегического плана.

*Программа развития территории* разрабатывается на пятилетний период на основе вышестоящих документов Системы государственного планирования на уровне области, города, района; содержит основные направления, цели, задачи развития региона, ожидаемые результаты с указанием их показателей, необходимые ресурсы.

В Казахстане национальные управляющие холдинги, национальные холдинги, национальные компании разрабатывают стратегии своего развития сроком на 10 лет на основе вышестоящих документов Системы государственного планирования. В российской системе государственные корпорации и крупные компании с участием государства участниками стратегического планирования не признаются.

*Стратегии развития национальных управляющих холдингов, национальных холдингов, национальных компаний* определяют их стратегические направления, цели и показатели результатов деятельности и разрабатываются с учетом *стратегий развития юридических лиц*, акции (доли участия) которых предоставляют право национальным управляющим холдингам, национальным холдингам, национальным компаниям определять решения, принимаемые данными юридическими лицами. Указанные стратегии согласовываются с уполномоченным органом по государственному планированию на соответствие целям, задачам и бюджетным параметрам, изложенным в вышестоящих документах Системы государственного планирования, и утверждаются Правительством Республики Казахстан. В целях реализации стратегий разрабатываются планы развития национальных управляющих холдингов, национальных холдингов, национальных компаний сроком на 5 лет. Оценка реализации стратегий осуществляется уполномоченным органом по государственному планированию в порядке, определяемом Правительством Республики Казахстан.

### Стратегическое планирование в Российской Федерации

Закон о государственном стратегическом планировании, который согласно Указу Президента РФ от 7 мая 2012 года № 596 «О долгосрочной государственной экономической политике» должен был предусмотреть координацию стратегического управления и мер бюджетной политики, Правительство РФ подготовило и внесло в Государственную Думу 1 октября 2012 года. Поручение по его разработке фактически было сформулировано еще в феврале 2007 года по итогам заседания Президиума Государственного совета. Разработку проекта закона выполнило Минэкономразвития России в 2009 году. Затем Распоряжением Правительства РФ от 30 июня 2010 года № 1101-р была утверждена Программа Правительства РФ по повышению эффективности бюджетных расходов на период до 2012 года и соответствующий план мероприятий. Программа отмечала, что в сфере управления общественными финансами остается ряд системных недостатков и нерешенных проблем, в том числе слабая увязка стратегического планирования с бюджетным планированием и отсут-



ствие оценки «всего набора инструментов (бюджетных, налоговых, тарифных, таможенных, нормативного регулирования), применяемых для достижения целей государственной политики». Программа нацеливала на обеспечение комплексного осуществления стратегического и бюджетного планирования, а также на логическое и функциональное связывание целеполагания бюджетных расходов с мониторингом достижения заявленных целей. Забегая вперед, можно отметить, что принятым законом решить эту задачу не удалось.

Также Программой подчеркивалось, что проведение предсказуемой и ответственной бюджетной политики является важнейшей предпосылкой для обеспечения макроэкономической стабильности, которая определяет достижение ключевой конечной цели стратегии социально-экономического развития страны — роста уровня и качества жизни населения.

Для внедрения принципов ответственной бюджетной политики Программа отмечала необходимость формирования долгосрочного прогноза социально-экономического развития (на срок не менее 20 лет) и долгосрочной бюджетной стратегии Российской Федерации. На федеральном уровне система государственных программ должна формироваться исходя из целей и индикаторов Концепции долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2020 года и иных стратегических документов, утвержденных Президентом Российской Федерации и Правительством Российской Федерации. При этом увязка стратегических целей и среднесрочных задач должна осуществляться принятием такого документа как Основные направления деятельности Правительства Российской Федерации, определяющие приоритетные социально-экономические задачи на среднесрочную перспективу. Тем самым в период посткризисного восстановления мировой экономики в России было объявлено о начале объединения стратегического целеполагания и государственного стратегического управления с государственным стратегическим бюджетированием. Федеральный закон о государственном стратегическом планировании должен был стать ключевым рабочим инструментом для реализации этой политики. Однако законодатели попытались решать эту задачу в расширенной постановке, в результате чего от всей бюджетной стратегии остался лишь бюджетный прогноз. Статья закона, посвященная этому вопросу, состоит всего из одного предложения и отсылает к Бюджетному Кодексу, но пока в Бюджетном Кодексе ничего о бюджетном прогнозе нет. С другой стороны, в нем присутствуют такие нормы, например, о прогнозе социально-экономического развития, которые, если следовать идеи реформирования стратегического планирования, должны быть перенесены из Бюджетного кодекса в закон о стратегическом планировании.

В первом чтении закон о стратегическом планировании был принят 21 ноября 2012 года, но дальнейшее рассмотрение законопроекта затянулось на полтора года, при этом его текст, включая определение базовых понятий, изменился кардинально. Но и теперь потребуется немало времени, чтобы вписать новые законодательные нормы в действующую систему и переработать существующие документы и программы. Согласно закону до 1 января 2015 года необходимо разработать план подготовки документов стратегического планирования, содержащий сроки их разработки и утверждения (одобрения). До 1 января 2016 года должны быть разработаны нормативные правовые акты, определяющие порядок разработки и корректировки документов стратегического планирования, а также осуществления мониторинга и контроля реализации документов стратегического планирования. До 1 января 2017 года действующие документы стратегического планирования должны быть приведены в соответствие с данным законом, а также разработаны новые документы стратегического планирования в соответствии с принятым планом их подготовки (табл. 1 и 2).

Документы стратегического планирования, принятые до вступления в силу рассматриваемого закона, будут считаться действительными (по-видимому, после приведения в соответствие) до окончания, установленного в них срока, если иное не установлено Президентом РФ, Правительством РФ или высшими исполнительными органами государственной власти субъектов Российской Федерации.

Обсуждение закона о стратегическом планировании в Государственной Думе сопровождалось широкими дискуссиями, было высказано немало критических замечаний, многие из которых следует признать справедливыми. Представленная в законе система документов стратегического планирования не является полной и логически стройной. Несмотря на продолжительный период рассмотрения Государственной Думой в течение которого он был практически переписан, закон по-прежнему нуждается в доработке, не говоря о необходимости принятия пакета документов о порядке, разработке и корректировке основных документов стратегического планирования. Тем не менее, закон вступил в силу и в ближайшее время необходимо будет определяться с пакетом документов отраслевого стратегического планирования, в частности, для топливно-энергетического комплекса, то есть в то же время, когда дорабатывается Энергетическая стратегия и корректируются генеральные схемы развития газовой и нефтяной отраслей. Следует отметить, что общероссийского классификатора отраслей в настоящее время нет. Общесоюзный классификатор отраслей народного хозяйства упразднен, действует Общероссийский классификатор видов экономической деятельности. Разделы и группировки видов



Таблица 1

**Система документов государственного стратегического планирования федерального уровня**  
 (Федеральный закон от 28 июня 2014 года № 172-ФЗ)

Рамки разрабатываемых документов	Документы общегосударственного уровня	Документы отраслевого и территориального уровня
Целеполагание	Ежегодное послание Президента РФ Федеральному Собранию. Стратегия социально-экономического развития. Стратегия национальной безопасности. Прогноз научно-технологического развития. Стратегический прогноз.	Стратегия пространственного развития страны. Стратегии социально-экономического развития макрорегионов.
Прогнозирование	Прогноз социально-экономического развития страны на долгосрочный период. Бюджетный прогноз на долгосрочный период; Прогноз социально-экономического развития страны на среднесрочный период.	
Планирование и программирование	Основные направления деятельности Правительства. Государственные программы. Государственная программа вооружения. Схема территориального планирования. Планы деятельности федеральных органов исполнительной власти.	

Таблица 2

**Временные параметры основных документов стратегического планирования**  
 (Федеральный закон от 28 июня 2014 года № 172-ФЗ)

Вид документа стратегического планирования	Период разработки	Периодичность корректировки	Документы основания
Стратегический прогноз Российской Федерации (СПРФ)	12 и более лет	6 лет	Данные федеральных и региональных органов исполнительной власти, РАН
Прогноз научно-технологического развития Российской Федерации (ПНТР)	12 и более лет	6 лет	Приоритетные направления науки, технологий и техники, Перечень критических технологий
Прогноз социально-экономического развития Российской Федерации на долгосрочный период (ПСЭРД)	12 и более лет	6 лет	ПНТР, СПРФ
Бюджетный прогноз Российской Федерации на долгосрочный период (БПРФД)		В законе ссылка на Бюджетный кодекс РФ, но в нем описание бюджетного прогноза отсутствует	
Стратегия социально-экономического развития Российской Федерации (ССЭР)	12 и более лет		ЕППРФ, ПСЭРД, БПРФД
Стратегия пространственного развития Российской Федерации (СПРФ)			ССЭР, СНБРФ
Отраслевые документы	Не более периода ПСЭРД		ССЭР, СНБРФ, СПРРФ, ПНТРРФ, СПРФ, ПСЭРРФ

деятельности, используемые в документе, нельзя отнести к классификации по отраслям.

Нуждается в переосмыслении структура Энергетической стратегии и Генеральной схемы развития газовой отрасли. Также данные документы должны учесть требования нового закона, включая корректировку сроков и согласованность с документами стратегического планирования высшего уровня.

В рамках Экспертного совета Российского газового общества начались консультации с экспертами и участниками общества. Результаты этой работы будут представлены в следующем выпуске журнала.

(Продолжение в следующем выпуске журнала.)





## Время исправлять ошибки

**От редакции.** Безопасность внутридомового и внутридомового оборудования — тема чувствительная. Аварии из-за неисправностей внутридомового или внутридомового оборудования не только сопровождаются человеческими жертвами, стрессами и ущербом для личного и общественного имущества, но также вызывают большой общественный резонанс, порождают различные страхи у населения, в том числе и подозрения о «террористическом следе». Очевидно, такие опасения в определенные моменты могут обрасти вполне реальную почву, и тогда совокупный ущерб от взрывов бытового газа, особенно в многоквартирных домах и густонаселенных районах, может быть очень большим.

Что нужно делать, с точки зрения здравого смысла, было ясно с самого начала, а именно: поручить техническое обслуживание и диагностирование внутридомового и внутридомового оборудования компетентной организации, которая бы могла осуществлять полный комплекс работ и, самое главное, нести ответственность за результаты. Но оказалось, что действующее законодательство о газоснабжении, разработанное в 90-х годах прошлого века, не вполне соответствует новым вызовам как в части обеспечения безопасности, так и в части развития внутреннего рынка газа. Сегодня субъекты зако-

нодательной инициативы пытаются модернизировать Федеральный закон от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации». 31 июля 2014 года Государственной Думой зарегистрирован проект федерального закона, внесенный депутатом ГД А.Г. Сидякиным, о наделении газораспределительных организаций исключительным правом технического диагностирования, обслуживания и ремонта внутридомового и внутридомового оборудования. В Комитет ГД по энергетике, который отвечает за подготовку закона к первому чтению, уже поступают письма в поддержку внесенного законопроекта. Но также поднимается волна опасений специалистов и предприятий, которые сегодня заняты обслуживанием и ремонтом внутридомового и внутридомового газового оборудования.

Экспертный совет Российского газового общества после предварительной оценки законопроекта депутата А.Г. Сидякина приступил к подготовке рекомендаций по доработке документа, что может повлечь за собой необходимость внесения в закон о газоснабжении более серьезных поправок. Научный журнал РГО намерен публиковать основные материалы по этой важной теме. Вниманию читателей предлагаются статья А.Л. Шурайца и М.С. Недлина, а также проект закона и пояснительная записка к нему.

**А.Л. Шурайц**, генеральный директор ОАО «Гипронигаз», доктор технических наук, профессор

**М.С. Недлин**, заместитель генерального директора ОАО «Гипронигаз», кандидат экономических наук



Обеспечение безопасности при использовании газа в быту в течение последних десяти лет является предметом ожесточенных дискуссий в самых

пытка решить накопившиеся проблемы, используя системный подход, то есть регламентировать технические, правовые и организационные вопросы, связанные с взаимодействием всех заинтересованных сторон при эксплуатации внутридомового и внутридомового газового оборудования (далее ВДГО и ВКГО).

Любые нормативные документы такого уровня не свободны от недостатков, они обычно предлагают компромиссные решения, учитывающие широкий спектр мнений. Вот и в данном случае государство, наделив газораспределительные организации (далее — ГРО) исключительным правом на техническое обслуживание и ремонт ВДГО и ВКГО, не сформулировало достаточно веских правовых аргументов для обоснования необходимости такой исключительности. Именно, недостаток таких аргументов, на наш взгляд, стал определяющим при принятии Решения Верховным Судом Российской Федерации от 10 декабря 2013 года № АКПИ 13-826 об отмене ряда пунктов Постановления Правительства РФ № 410.

А ведь такого Решения Верховного Суда можно было не допустить. Федеральные органы исполнительной власти, устанавливая фактическую монополию ГРО на деятельность по техническому обслуживанию и ремонту ВДГО и ВКГО, обязаны были открыто объяснить, что эта вынужденная мера вызвана

разнообразных аудиториях с участием специалистов в области распределения и использования газа, юристов, экономистов, представителей органов власти, и, безусловно, самой заинтересованной стороны, — потребителей газа.

Ряд резонансных аварий в жилых зданиях и, прежде всего, взрыв газа в девятиэтажном доме (Астрахань, 2012 год) заставили федеральные органы исполнительной власти принять решительные меры, результатом которых стали разработка и введение в действие Постановления Правительства Российской Федерации от 14 мая 2013 года № 410 «О мерах по обеспечению безопасности при использовании и содержании внутридомового и внутридомового газового оборудования». В этом нормативном правовом акте впервые за многие годы была предпринята по-



повышенной опасностью газового топлива при использовании в быту, что обеспечение защиты жизни, здоровья граждан и их имущества для государства приоритетно по сравнению с обеспечением конкуренции в рассматриваемом сегменте газового бизнеса. Более того, такие объяснения надо было формализовать путем установления соответствующих правовых положений.

Шесть лет назад в статье «Причины роста аварийности при эксплуатации ВДГО и пути преодоления системного кризиса»<sup>1</sup> мы обращали внимание на то, что одной из главных причин роста аварийности является демонополизация деятельности по техническому обслуживанию ВДГО, искусственно спровоцированная в ходе реформирования ЖКХ. До сих пор непонятно, ради каких экономических достижений потребовалось ломать эффективно действующую систему технического обслуживания ВДГО профессиональными службами ГРО?

Справедливости ради, следует отметить, что на рынок обслуживания ВДГО пришли не только дилетанты, но и вполне добросовестные организации. Однако, риски взрывов и пожаров при использовании газа в быту настолько велики, а последствия так серьезны, что государство имеет полное право и обязанность пресекать даже минимальную возможность появления непрофессионалов в сфере технического обслуживания ВДГО и ВКГО. Сочетание непрофессионализма обслуживающих фирм с техническим и правовым нигилизмом населения создает благоприятную почву для роста аварийности при использовании газа. Поэтому предоставление ГРО исключитель-

ных прав на осуществление обсуждаемого вида деятельности — это необходимость, обусловленная реальными угрозами.

Сегодня органам законодательной и исполнительной власти Российской Федерации следует обратить пристальное внимание на необходимость скорейшего устранения противоречий в нормативной правовой базе по обеспечению безопасности при использовании газа населением. Считаем, что необходимо вернуться к вопросу о том, кто должен иметь право обслуживать и ремонтировать ВДГО и ВКГО, как потенциально опасные объекты инженерных систем жилых зданий.

Отметим, что реализация требований, установленных в Постановлении Правительства РФ № 410, пока еще существенно не сказалась на статистических показателях аварийности. Анализ открытой информации из сети Интернет по запросу «Взрывы бытового газа» за период с 1 июня 2013 года по 15 августа 2014 года показал следующее: в различных регионах страны произошло более 200 взрывов при использовании в быту природного газа и СУГ, в результате которых погибло около 80 человек. Такие показатели характерны для последнего десятилетия, и они по-прежнему значительно превышают показатели того периода времени, когда обслуживание ВДГО было исключительной зоной ответственности ГРО.

Эффект от вступления в силу любых нормативных актов всегда имеет инерционный характер. Поэтому еще есть время на исправление недостатков, но его с каждым днем становится меньше.

<sup>1</sup> Газовый бизнес. 2008, март-апрель. — С. 42–45.



## ФЕДЕРАЛЬНЫЙ ЗАКОН РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**Проект № 580331-6**

### **О внесении изменений в Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации»**

Вносится депутатами Государственной Думы  
А.Г. Сидякиным, П.Р. Қачкаевым

#### **Статья 1.**

Внести в Федеральный закон от 31 марта 1999 года № 69-ФЗ «О газоснабжении в Российской Федерации» (Собрание законодательства Российской Федерации, 1999, № 14, ст. 1667; 2013, № 14, ст. 1643) следующие изменения:

1) наименование главы IX изложить в следующей редакции:

«IX. Правовые основы регулирования безопасности при осуществлении газоснабжения»;

2) дополнить статьей 331 следующего содержания:

«Статья 331. Обеспечение безопасной эксплуатации внутридомового и внутриквартирного газового оборудования

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

#### **Статья 2.**

Настоящий Федеральный закон вступает в силу с 1 января 2015 года.

## ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

### **к проекту федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации»**

Проектом федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон «О газоснабжении в Российской Федерации» предусматривается наделение газораспределительных организаций исключительным правом на осуществление деятельности по техническому диагностированию, техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и внутриквартирного газового оборудования.

Необходимость указанных изменений обусловлена тем, что деятельность в сфере технического обслуживания и ремонта внутридомового и внутриквартирного газового оборудования сопряжена с проблемой обеспечения безопасности эксплуатации газового оборудования, а также необходимостью повышения качества работ (услуг) по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и внутриквартирного газового оборудования.

В настоящее время осуществлять деятельность по техническому обслуживанию, ремонту и замене внутридо-

мового и (или) внутриквартирного газового оборудования при предоставлении коммунальной услуги по газоснабжению могут любые организации, при этом часто не имеющие необходимого состава и квалификацию работников, а также аварийно-диспетчерских служб, что нередко приводит к возникновению большого количества аварий, связанных с использованием газа в быту.

Учитывая, что работы по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и внутриквартирного газового оборудования относятся к газоопасным, исполнитель указанных работ должен быть в состоянии локализовать и ликвидировать последствия аварий и инцидентов и иметь аварийно-диспетчерскую службу.

Газораспределительные организации отвечают требованиям, необходимым для обеспечения безопасного использования газового оборудования, поскольку их деятельность регулируется Федеральным законом от 21

июля 1997 года № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов», что предполагает:

- получение лицензии на эксплуатацию взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектов I, II и III классов опасности;
- контроль и надзор за деятельностью газораспределительных организаций со стороны Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору;
- аттестацию сотрудников газораспределительных организаций в соответствии с требованиями к аттестации в области промышленной безопасности;
- наличие аварийно-диспетчерской службы.

Предлагаемые изменения также позволят повысить ответственность газораспределительных организаций при осуществлении деятельности по техническому обслуживанию и ремонту внутридомового и внутриквартирного газового оборудования.



РОССИЙСКОЕ ГАЗОВОЕ ОБЩЕСТВО

## XII МЕЖДУНАРОДНЫЙ ФОРУМ “ГАЗ РОССИИ - 2014”

11 ДЕКАБРЯ 2014 ГОДА

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

### **Программа:**

**Пленарная сессия:** Газовая отрасль России -  
тенденции, вызовы, перспективы развития.

**Общая дискуссия:** Место российского газа  
на внешнем и внутреннем рынках

### **Круглые столы:**

1. Развитие газовой отрасли в документах стратегического планирования.
2. Устранение административных барьеров в недропользовании.
3. Стимулирование разведки и добычи газа на континентальном шельфе.

**Регистрация участия на сайте: [www.gazo.ru](http://www.gazo.ru)**



# О главных вопросах экспертно-аналитической деятельности рабочей группы по направлению «Транспортировка и хранение газа Экспертного совета Российского газового общества»

**А.И. Колотовский**, заместитель начальника Управления – начальник отдела по эксплуатации магистральных газопроводов и конденсатопроводов Управления по транспортировке газа и газового конденсата Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром»



Положением об Экспертном совете при некоммерческом партнерстве «Российское газовое общество» установлена основная цель его создания — формирование научно-обоснованных предложений по развитию газовой отрасли. Наиболее значимым звеном, необходимым для достижения указанной цели, является развитие основного функционального направления газовой отрасли «Транспортировка и хранение газа». Исходя из реализуемых функциональных обязанностей, данное направление координируется Департаментом по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром», через личное участие в работе Совета ответственных представителей по данному направлению.

Согласно Положению, ключевыми задачами деятельности рабочей группы «Транспортировка и хранение газа» Экспертного совета являются:

- разработка предложений и рекомендаций по совершенствованию законодательной базы газовой отрасли;
- анализ, научная проработка и экспертно-консультативная помощь Обществу в подготовке заключений по проектам законов, иных нормативных правовых актов и поправок к ним;
- комплексная экспертиза концепций, программ и иных документов, представленных для рассмотрения Общества.

В рамках решения поставленных задач секцией «Транспортировка и хранения газа» организована с привлечением специалистов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ООО «Газпром газнадзор» работа по подготовке Планов работы секции на 2012–2015 годы, информационно-аналитических записок, паспортов целевых программ по финансированию пунктов плана.

Указанные материалы рассмотрены и одобрены президиумом Экспертного совета РГО, план работы направления «Транспортировка и хранения газа»

утвержден председателем 21 декабря 2012 года. Целевая программа включена в Сводную таблицу Целевых программ РГО.

Направлением «Транспортировка и хранения газа» поддержана инициатива РГО о финансировании ОАО «Газпром» предлагаемого к разработке проекта Постановления Правительства Российской Федерации «О порядке установления охранных зон и минимальных расстояний от магистральных трубопроводов и внесения сведений о них в государственный кадастровый недвижимости».

Департаментом по транспортировке, подземному хранению и использованию газа направлено соответствующее обращение (исх. 03/0800-1354 от 12 марта 2013 года), в котором отмечено: «Указанная разработка позволит создать правовую базу, позволяющую влиять на назначения границ и использования охранных зон магистральных газопроводов, а также обеспечить легитимность требований организаций, эксплуатирующих магистральные газопроводы в отношении использования охранных зон и минимальных расстояний от газопроводов».

В рамках реализации Плана работ секции организована и проводится системная работа с привлечением ведущих отраслевых научно-исследовательских институтов и специализированных дочерних обществ ОАО «Газпром».

- В частности, ОАО «Газпром» приняло участие:
- в подготовке обращения к заместителю Председателя Правительства Российской Федерации И.И. Сечину «О нарушении охранных зон и минимальных расстояний до объектов Единой системы газоснабжения», в котором обоснована необходимость разработки и принятия Постановления Правительства Российской Федерации «О порядке установления охранных зон и минимальных расстояний от магистральных трубопроводов и внесения сведений о них в государственный кадастровый недвижимости»;
  - в подготовке обращения к заместителю Председателя Правительства Российской Федерации



- и.и. Сечину «О проезде специальной техники ОАО «Газпром» по автомобильным дорогам общего пользования для ликвидации угрозы возникновения или последствий ЧС (аварий) на объектах Единой системы газоснабжения», в котором обоснована необходимость внесения изменений в Постановления Правительства Российской Федерации от 16 ноября 2009 года № 934 «О правилах возмещения вреда, причиняемого транспортными средствами, осуществляющими перевозки тяжеловесных грузов»;
- в рассмотрении проекта Федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и иные законодательные акты Российской Федерации»;
  - в рассмотрении проекта Федерального закона «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте»;
  - в рассмотрении проекта Федерального закона «О внесении изменений в Федеральный закон «О техническом регулировании»;
  - в рассмотрении проекта Федерального закона «О внесении изменений в кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях в целях обеспечения безопасности магистрального трубопровода».

Необходимо отметить, что рабочая группа по направлению «Транспортировка и хранение газа» под руководством Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» принимает активное участие в развитии и совершенствовании нормативного управления бизнес-процессом «транспортировка газа» через управление и непосредственное участие в формировании комплекса нормативных документов корпоративного, национального и межгосударственного статуса, соответствующих современному уровню развития науки, техники и технологий, реализуемых на объектах ОАО «Газпром». При этом данная работа базируется как на огромном опыте, накопленном непосредственно в ОАО «Газпром», так и на опыте крупнейших компаний топливно-энергетического комплекса России, таких, как Роснефть, Транснефть, Лукойл и других, активно привлекаемых и участвующих в данной работе.

Программой деятельности Российского газового общества предусмотрено участие в работе технического комитета ТК 23 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа». Следует отметить, что в структуре ТК 23 образован Восьмой подкомитет «Магистральный трубопроводный транспорт газа» «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа», ведение которого закреплено за ОАО «Газпром».

Комитет сформирован из более чем 50 высококвалифицированных специалистов из 35 организаций, включая федеральные органы исполнительной власти, учебные, научно-исследовательские и проектные институты, инженерные компании, газотранспортные общества, в том числе Минэнерго, Ростехнадзор, ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ОАО «ВНИИСТ», РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, ДОАО «Оргэнергогаз» и др. Состав участников ПК 8 позволяет осуществлять качественную разработку нормативных документов — национальных стандартов и сводов правил, дополняющих федеральное законодательство РФ в области технического регулирования объектов магистрального транспорта газа и тем самым упорядочить требования в области проектирования, строительства и эксплуатации газотранспортных систем.

Основной схемой подготовки национальных стандартов является предварительная разработка стандартов организаций и их апробация на корпоративном уровне и далее, с учетом полученных результатов, осуществляется разработка национальных стандартов и их гармонизация с международными стандартами.

Поэтому включенные в планы к разработке документы отражают целевую направленность на решение конкретных задач по обеспечению промышленной безопасности объектов магистрального транспорта газа и в то же время имеют общенациональное значение.

С целью подготовки предложений по формированию плана подкомитетом был проведен анализ нормативной базы в сфере магистрального транспорта природного газа, и были выявлены документы в области стандартизации, которые необходимо переработать или внести в них изменения, а также отсутствующие документы в данной области.

По направлению эксперто-аналитической деятельности подкомитетом организовано публичное обсуждение проектов стандартов в области магистрального трубопроводного транспорта природного газа и сопутствующих процессов. За последние два года экспертами были рассмотрены и рекомендованы к утверждению следующие национальные стандарты.

**ГОСТ Р «Техническое расследование и учет аварий и инцидентов на объектах Единой и региональных систем газоснабжения»,** регламентирующий порядок расследования аварий и инцидентов на опасных производственных объектах Единой и региональных систем газоснабжения Российской Федерации, детализируя требования «Порядка проведения технического расследования причин аварий, инцидентов и случаев утраты взрывчатых материалов промышленного назначения на объектах, подконтрольных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору» применительно к указанным объектам.



Согласно Федеральному закону «О техническом регулировании», разрабатываемый стандарт будет способствовать соблюдению требований, устанавливаемых законодательно в принятом техническом регламенте: «О безопасности зданий и сооружений» и проекте технического регламента «О безопасности магистральных трубопроводов для транспортировки жидких и газообразных углеводородов».

**ГОСТ Р «Внутритрубное техническое диагностирование магистральных трубопроводов. Общие требования».** За последнее время в развитии средств внутритрубной дефектоскопии и технологии ее применения произошли качественные изменения, а требования к ней остаются на прежнем уровне. Для повышения качества планирования, организации и проведения внутритрубной дефектоскопии необходимо разработать требования к диагностированию тела трубы и сварных соединений и к точности результатов. Отсутствие требований к точности определения размеров дефектов в ряде случаев приводит к низкой достоверности внутритрубной дефектоскопии, что не позволяет своевременно и качественно оценить техническое состояние трубопроводов.

В разработанном стандарте учтены особенности, характерные для внутритрубного диагностирования трубопроводов газовой промышленности. Устанавливает требования к производству технического диагностирования трубопроводов с применением внутритрубных средств дефектоскопии.

**ГОСТ Р «Общие технические требования к испытаниям и приемке трубопроводной арматуры на объектах магистральных газопроводов перед вводом их в эксплуатацию».** Для установления унифицированных требований к правилам приемки арматуры, порядку подготовки и проведения ее испытаний, формам представления результатов испытаний перед вводом в эксплуатацию вновь проектируемых, строящихся, ремонтируемых и реконструируемых объектов магистральных газопроводов разработан ГОСТ Р «Испытания и приемка трубопроводной арматуры на объектах магистральных газопроводов перед вводом их в эксплуатацию. Общие технические требования».

Необходимость разработки такого стандарта обусловлена тем, что существующие нормативные документы регламентируют, в основном, требования к порядку подготовки и проведению испытаний магистральных трубопроводов перед вводом их участков в эксплуатацию, не устанавливая таковых требований непосредственно к трубопроводной арматуре, в том числе к арматуре площадных объектов (компрессорных станций, газораспределительных станций и т.д.). Кроме того, отсутствуют единые нормативно установленные требования к испытаниям отремонтированной арматуры и арматуры с истекшим сроком хранения.

Установленные в стандарте требования направлены на повышение качества поставляемой на объекты магистральных газопроводов трубопроводной арматуры при ее проектировании, изготовлении и эксплуатации за счет введения унифицированных требований к ее поставке, приемке, контролю, испытаниям и подготовке к эксплуатации.

**ГОСТ Р «Арматура трубопроводная для объектов газовой промышленности. Общие технические условия».** С целью учета особенностей, характерных для трубопроводной арматуры, предназначенной для эксплуатации на объектах газовой промышленности разработан ГОСТ Р «Арматура трубопроводная для объектов газовой промышленности. Общие технические условия». Целесообразность разработки данного стандарта обусловлена необходимостью содействия соблюдению требований технических регламентов: «О безопасности сетей газораспределения и газопотребления», «О безопасности зданий и сооружений» и «О безопасности машин и оборудования».

В стандарте отражены особенности трубопроводной арматуры, предназначенной для применения на объектах газовой промышленности. Эти особенности касаются классификации арматуры, отдельных технических требований, требований по надежности, безопасности и охране окружающей среды, требований по транспортировке, хранению, гарантийным обязательствам поставщиков и указаниям по эксплуатации.

Положения разработанного проекта стандарта направлены на повышение качества поставляемой на объекты газовой промышленности трубопроводной арматуры за счет введения унифицированных требований к ее конструкции, изготовлению, приемке, контролю, испытаниям и указаний по эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту.

**ГОСТ Р «Методика обеспечения надежности и безопасности трубопроводной арматуры при ее проектировании и изготовлении с использованием метода структурирования функции качества»** разработан впервые с целью внедрения в область стандартизации передовых методов обеспечения и улучшения качества трубопроводной арматуры.

В настоящем стандарте приведен один из методов обеспечения надежности и безопасности трубопроводной арматуры при ее проектировании и изготовлении, разработанный на основе довольно широко применяемой в зарубежной практике методике структурирования функции качества (СФК). Структурирование функции качества — общая концепция, которая обеспечивает средства для перевода потребительских требований в соответствующие технические требования на каждом этапе разработки изделия и его производства.



**ГОСТ Р «Приемка участков магистральных трубопроводов после строительства, ремонта и реконструкции. Общие технические требования».** С целью совершенствования нормативного управления процедурой приемки участков магистральных трубопроводов после строительства, ремонта и реконструкции на объектах единой и региональных систем газоснабжения в Российской Федерации, а также гармонизации нормативных документов федерального и корпоративного уровня с учетом требований технических регламентов разработан ГОСТ Р «Приемка участков магистральных трубопроводов после строительства, ремонта и реконструкции. Общие технические требования». Стандарт устанавливает основные положения по организации и проведению приемки участков линейной части магистральных трубопроводов после окончания строительства, реконструкции и капитального ремонта, а также формы документов, подтверждающих соответствие принимаемых участков магистральных трубопроводов.

Стандарт разработан с учетом опыта накопленного ОАО «Газпром» и ОАО АК «Транснефть».

**ГОСТ Р «Геодезическое позиционирование магистральных трубопроводов. Общие требования».** В настоящее время широко ведутся работы по геодезическому позиционированию магистральных трубопроводов. Однако нормативные документы, регламентирующие требования и порядок проведения геодезического позиционирования отсутствуют, что негативно отражается на результатах работ. Корректное проведение и использование результатов геодезического позиционирования требует разработки нормативных документов, устанавливающих обоснованные требования и порядок проведения и использования результатов геодезического позиционирования линейной части магистральных трубопроводов.

Настоящий ГОСТ Р «Геодезическое позиционирование магистральных трубопроводов. Общие требования» устанавливает требования к производству работ при геодезическом позиционировании трубопроводов.

**ГОСТ «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии».** Необходимость формирования доказательной базы разрабатываемого технического регламента Таможенного Союза «О безопасности зданий и сооружений, строительных материалов и изделий» требует опережающего создания и пересмотра документов, учитывающих опыт, технические возможности и особенности эксплуатации объектов транспортировки газа, нефти и нефтепродуктов, для обеспечения соответствия включенным в состав технического регламента государственным требованиям и организационно-техническим мероприятиям.

Принятие, введение в действие и применение ГОСТ «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии» будет способствовать:

- гармонизации государственных и международных нормативных документов в области технического регулирования и стандартизации в отношении защиты от коррозии объектов нефтяной и газовой промышленности;
- обеспечению учета особых условий эксплуатации новых осваиваемых регионов добычи и транспортировки газа, нефти и нефтепродуктов;
- применению технических и технологических решений по защите от коррозии объектов магистрального трубопроводного транспорта, соответствующих международному уровню качества и безопасности;
- оптимизации затрат в рамках жизненного цикла объектов при обеспечении оптимального уровня защиты от коррозии.

**ГОСТ «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».** С целью формирования доказательной базы разрабатываемого технического регламента Таможенного Союза «О безопасности зданий и сооружений, строительных материалов и изделий» осуществлен пересмотр ГОСТ 9.602-2005 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии».

Пересмотр стандарта ГОСТ 9.602-2005 направлен на:

- обеспечение гармонизированных требований в части защиты от коррозии подземных коммуникаций городских подземных трубопроводов и магистральных трубопроводных систем, связанных с расширением границ больших городов и прилегающих к ним территорий;
- внедрение новых методов и технологий контроля состояния систем защиты от коррозии подземных сооружений (определение показателей электрохимической защиты, оценка опасности воздействия блуждающих токов, определение величины повреждения изоляционных защитных покрытий);
- исключение устаревших положений и требований стандарта в части защиты от коррозии кабелей связи, мероприятий по ограничению токов утечки из источника блуждающих токов.

В пересмотренном стандарте учтены магистральные стальные трубопроводы, ранее входящие в область применения предшествующего стандарта ГОСТ 9.602-89 и исключенные из области применения ГОСТ 9.602-2005. Указанное решение направлено на обеспечение единства общих требований к защите от коррозии всех подземных стальных сооружений из уг-



леродистых и низколегированных сталей на участках их сближения, пересечения и параллельного размещения. При пересмотре:

- уточнены факторы и критерии опасности коррозии (в части коррозии, вызываемой переменным током и биокоррозии), и взаимосвязанные с ними требования по выбору методов защиты от коррозии;
- скорректирована классификация защитных изоляционных покрытий (исключено применение термина «весьма усиленные покрытия»);
- расширен выбор методов измерения поляризационных потенциалов для стальных подземных сооружений на основе российского и международного практического опыта измерения поляризационных потенциалов подземных сооружений магистрального транспорта газа, нефти и нефтепродуктов.

На ближайшее время предстоит осуществить разработку следующих национальных и межгосударственных стандартов в области магистрального транспорта и хранения газа.

- Правила эксплуатации магистральных трубопроводов газового конденсата и широкой фракции легких углеводородов.
- Правила эксплуатации магистральных газопроводов.
- Эксплуатация трубопроводных систем магистральных газопроводов. Общие требования.
- Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Механическая безопасность. Назначение срока безопасной эксплуатации линейной части магистрального газопровода.
- Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Механическая безопасность. Основные требования.

- Система газоснабжения. Управление целостностью. Общие положения.
- Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Мобильная компрессорная станция. Технические требования.
- Система газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Мобильная компрессорная станция. Контроль и испытания.
- Системы газоснабжения. Подземное хранение газа. Подземные хранилища газа в пластах-коллекторах. Скважины. Механическая безопасность. Основные требования.
- Системы газоснабжения. Подземное хранение газа. Основные положения.
- Системы газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Обеспечение безопасности в условиях антропогенной активности. Основные требования.
- Системы газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Энергосбережение и энергоэффективность. Показатели энергетической эффективности и энергосбережения. Основные требования.
- Системы газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Материалы и изделия. Трубы. Соединительные детали и узлы трубопроводов. Технические требования.
- Системы газоснабжения. Магистральная трубопроводная транспортировка газа. Трубы. Соединительные детали и узлы трубопроводов. Контроль и испытания.
- Система газоснабжения. Техногенный риск. Анализ техногенного риска при транспортировании газа по магистральным газопроводам. Основные требования.





# Анализ для Группы Газпром перспектив перехода на нормирование воздействия на окружающую среду по наилучшим доступным технологиям

УДК 504:349.6

**А.Г. Ишков**, ОАО «Газпром». Заместитель начальника Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа – начальник Управления энергосбережения и экологии, координатор Экспертного совета Российского газового общества

**Н.Б. Пыстина**, ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Директор Центра экологической безопасности, энергоэффективности и охраны труда, координатор Экспертного совета Российской газовой общества

**Аннотация.** В статье проведен анализ перспектив перехода Группы Газпром на нормирование воздействия на окружающую среду по принципу наилучших доступных технологий в случае принятия законопроекта № 584587-5 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части совершенствования нормирования в области охраны окружающей среды и введения мер экономического стимулирования хозяйствующих субъектов для внедрения наилучших технологий». Выделены основные этапы при переходе на принцип НДТ, определены перспективы разработки информационно-технических справочников наилучших доступных технологий для основных видов деятельности ОАО «Газпром»: добыча, переработка, транспортировка, хранение углеводородного сырья. Проведен SWOT-анализ внедрения НДТ в компании с выявлением основных прогнозируемых положительных эффектов и возможных рисков.

**Ключевые слова:** анализ, группа Газпром, перспектива, переход, нормирование, негативное воздействие, окружающая среда, наилучшие доступные технологии, информационно-технические справочники, технологические нормативы.

## Analysis of Gazprom Group outlook of adopting the environmental impact regulation based on the principle of the best available techniques

**A.G. Ishkov**, OAO Gazprom. Deputy Head of Department of Gas Transportation, Underground Storage and Utilization – Head of Directorate for Energy-saving and Environment, coordinator of the Expert Council of the Russian Gas Society

**N.B. Pystina**, Gazprom VNIIGAZ LLC. Chief of Center for Environmental Safety, Energy Efficiency and Labor Protection, coordinator of the Expert Council of the Russian Gas Society

**Abstract.** The article presents an analysis of Gazprom Group outlook of adopting the environmental impact regulation based on the principle of the best available techniques provided that the Bill № 584587-5 «Amendments to the respective legal acts on environmental regulation and provision of economic benefits for entities implementing the best available techniques». The article points out the main phases of the BAT principle introduction, identifies perspectives of developing reference documents on best available techniques applicable to the major business operations of Gazprom in production, processing, transportation and storage of hydrocarbons. A SWOT-analysis of the BAT implementation has been made to identify the positive effects and associated risks.

**Key words:** analysis, Gazprom Group, perspective, adoption, regulation, negative impact, environment, best available techniques, reference documents, technical regulation.



Анализ и активное обсуждение законопроекта № 584587-5 «О внесении изменений в отдельные законодательные

акты Российской Федерации в части совершенствования нормирования в области охраны окружающей среды и введения мер экономического стимулирования хозяйствующих субъектов для внедрения наилучших технологий» [1] проходит в бизнес-сообществе уже на протяжении 2012–2014 годов. Некоммерческое партнерство «Российское газовое общество», объединяя в рядах своих экспертных советов специалистов различных нефтегазовых компаний, научных и



учебных институтов, безусловно, не обошло вниманием столь глобальные планы государства по реформированию системы управления охраной окружающей среды.

В этот период в научно-технических изданиях появилось большое количество статей, раскрывающих понятие «наилучшие доступные технологии» (НДТ), историю развития идеи в европейских странах, США и Российской Федерации, критерии отнесения технологии к НДТ, а также содержание информационных справочников НДТ (Best Available Techniques References — BREFs) [2–6].

За рубежом принцип НДТ является основным инструментом при регулировании техногенного воздействия на окружающую среду, и его практическое применение доказало свою эффективность. В России близкие по смыслу понятия введены в федеральные законы «Об охране окружающей среды» [7] и «Об охране атмосферного воздуха» [8]. Термин НДТ используется и в принятом в 2011 году Федеральном законе «О водоснабжении и водоотведении» [9], развивается система национальных стандартов с учетом НДТ. Так, с 2010 года утверждено 15 ГОСТ Р в области ресурсосбережения, в том числе 7 стандартов по производству энергии, например, ГОСТ Р 54193-2010 «Ресурсосбережение. Производство энергии. Руководство по применению наилучших доступных технологий для повышения энергоэффективности при выработке тепловой энергии», 4 стандарта по промышленному производству, например, ГОСТ Р 54194-2010 «Ресурсосбережение. Производство цемента. Наилучшие доступные технологии повышения энергоэффективности», а также 4 стандарта по системе энергоменеджмента, например, ГОСТ Р 54198-2010 «Ресурсосбережение. Промышленное производство. Руководство по применению наилучших доступных технологий для повышения энергоэффективности». В 2010 году введен в действие ГОСТ Р 54097-2010 «Ресурсосбережение. Наилучшие доступные технологии. Методология идентификации», где прописаны алгоритмы оценок при определении НДТ.

Европейские идеи, принципы и подходы к внедрению НДТ и технологическому нормированию нашли свое отражение в разработанных проектах законов «О плате за негативное воздействие» [10] и, наконец, в рассматриваемом «О внесении изменений в отдельные законодательные акты РФ в части совершенствования нормирования в области охраны окружающей среды и введения мер экономического стимулирования хозяйствующих субъектов для внедрения наилучших доступных технологий» [1].

Анализ текущего процесса позволяет выделить основные этапы при переходе на принцип НДТ:

- разработка справочников (перечней) НДТ и порядка их внедрения с участием всех заинтересованных сторон;

— реализация системы нормирования, основанной на технологических нормативах, достижении параметров НДТ и учете территориальных особенностей;

— создание условий, стимулирующих и финансово мотивирующих переход предприятий на НДТ.

Компании ТЭК, готовясь к переходу на принципиально иную, по сравнению с существующей, систему нормирования воздействия на окружающую среду, в инициативном порядке разрабатывают справочники НДТ, поскольку учет технологических (отраслевых) особенностей является краеугольным камнем нормирования. Анализ показал, что буквальный перенос европейских справочников на российские условия невозможен из-за значительных климатических, географических, технологических, технических, социальных и иных различий, кроме того они не охватывают весь спектр нефтегазового бизнеса. Так, для Группы Газпром в первоочередном порядке ведется разработка справочников НДТ по следующим производственным сегментам (бизнес-процессам): добыча углеводородного сырья; транспортировка углеводородного сырья; переработка углеводородного сырья; хранение углеводородного сырья. При этом из существующих BREFs Евросоюза может быть использован только «Нефте- и газоперерабатывающие заводы» при разработке отраслевого справочника по переработке углеводородного сырья. Но, в силу объективно существующей специфики российских производств, европейский справочник может быть принят только за структурный образец.

Одной из основных целей разработки Справочников НДТ является установление технологических нормативов — базы для нормирования воздействия промышленных производств на окружающую среду. Под технологическими нормативами в проекте Федерального закона [1] подразумеваются нормативы уровней или объемов (масс) выбросов, сбросов загрязняющих веществ, отходов производства и потребления, потребления воды и электрической и (или) тепловой энергии, установленные для нормальных условий функционирования объекта хозяйственной деятельности с использованием НДТ. Технологические нормативы определяются как среднее значение за определенный период времени в расчете на объем выпускаемой продукции, услуг.

Таким образом, в настоящее время идет активный процесс подготовки Группы Газпром к переходу на систему нормирования воздействия на окружающую среду по наилучшим доступным технологиям. В то же время существует значительное количество неопределенностей, связанных с созданием условий, стимулирующих и финансово мотивирующих переход предприятий на НДТ. С целью их идентификации и оценки предпринимаются первые попытки SWOT-анализа внедрения НДТ в ОАО «Газпром» (см. табл.), ко-



торый выявляет слабые стороны во внутренней среде компании и угрозы, возникающие во внешней среде.

Что касается самой компании, то не существует непреодолимых противоречий, сильные стороны «перевешиваются» слабые, в целом переход на НДТ может послужить определенным катализатором модернизации производственных мощностей и повышения научно-технического уровня производства. В числе прочих положительных эффектов появляется целый ряд критериев (удельные выбросы/сбросы загрязняющих веществ, потребление энергии, тепла, сырья и т.п.) для объективного анализа используемых технологий в сравнении с наилучшими мировыми практиками, характеризующими ведущие зарубежные нефтегазовые компании. Соответствие действующих технологий уровню воздействия на окружающую среду НДТ — показатель экологической эффективности компании, выявленные несоответствия — возможность сделать шаг к переходу на новый уровень технологического и экологического развития с целью достижения уровня НДТ путем разработки и реализации Программы повышения экологической эффективности для своих производственных объектов. Наиболее весомым аргументом против перехода на НДТ являются, естественно, дополнительные финансовые затраты компаний.

Относительно влияния внешней среды — угрозы заключаются, прежде всего, в наличии в проекте федерального закона «О внесении изменений...» [1] целого ряда так и не проработанных (несмотря на множество замечаний от бизнес-сообщества на стадиях обсуждения) существенных аспектов, конкретизация которых планируется только в будущих подзаконных актах.

То реформирование системы управления охраной окружающей среды, которое планируется в проекте федерального закона [1], предусматривает и смещение акцентов в доминировании методов управления. Если до сих пор преобладающими методами управления охраной окружающей среды были административные, то теперь предполагается усиление (вместе с многократным увеличением платы за загрязнение окружающей среды) экономических, что в целом, соответствует общемировым трендам. При этом, надо иметь в виду такие стратегические цели развития экономики Российской Федерации, как нацеленность экономики на повышение удельного веса производств с высокой долей добавленного производства в выпуске продукции и стратегические цели повышения энергоэффективности производства [11, 12]. Кроме того, требуется учитывать тот факт, что предприятия нефтегазового сектора экономики в силу объективных причин имеют очень большую инерцию, вызванную эффектом существующего парка оборудования, срок

#### SWOT-анализ внедрения НДТ в ОАО «Газпром»

Положительное влияние		Отрицательное влияние	
Внутренняя среда			
Strengths (сильные стороны)	Weaknesses (слабые стороны)		
Заинтересованность руководства компании	Отсутствие единого информационного поля		
Возможность модернизации производственных мощностей	Длительность проведения процедур		
Повышение научно-технического уровня производства	Увеличение нагрузки на экологические службы		
Опережающие действия по разработке справочников НДТ	Дополнительные финансовые и временные затраты		
Снижение негативного воздействия на окружающую среду			
Повышение имиджевой составляющей компании			
Внешняя среда			
Opportunities (возможности)	Threats (угрозы)		
Участие в рабочих группах по подготовке федеральных справочников НДТ	«Белые» пятна в законе		
Установление технологических нормативов с учетом разработанных отраслевых справочников	Увеличение нормативных и законодательных требований		
Получение господдержки при реализации НДТ	Новая шкала расчета платы		
Объективное сравнение с наилучшими мировыми практиками	Расширение объектов экологической экспертизы		
	Государственный контроль объектов НДТ		

эксплуатации которого зачастую достигает 30–40 лет (магистральные трубопроводные системы), 60 и более лет (нефтегазохимические комплексы и заводы). Таким образом, достижение целей, поставленных на государственном уровне, должно сопровождаться адекватными мерами побуждения компаний к их реализации, в частности, необходимо активно стимулировать процесс перехода на НДТ, в том числе и различными мерами господдержки.

Следующим конкретным шагом после принятия закона должна быть разработка «дорожных карт» по переходу на принципы наилучших доступных технологий, причем, как на уровне компаний, так и на государственном уровне. В них в обязательном порядке должны быть предусмотрены совершенствование нормативно-правовой базы и разработка мер стимулирования компаний, активно переходящих на НДТ.



**Список использованных источников:**

1. Законопроект № 584587-5 «О внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации в части совершенствования нормирования в области охраны окружающей среды и введения мер экономического стимулирования хозяйствующих субъектов для внедрения наилучших технологий», принят 2 июля 2014 года Государственной Думой РФ (Постановление ГД № 4720-6 ГД).
2. Ишков А.Г., Пыстина Н.Б., Попадько Н.В. Инициативы ОАО «Газпром» по снижению техногенного воздействия на окружающую среду за счет внедрения наилучших доступных технологий // Экологический ежегодник. 2013. № 6. — С. 20–25.
3. Люгай Д.В., Пыстина Н.Б., Акопова Г.С., Попадько Н.В., Косолапова Е.В. Наилучшие доступные технологии в нефтегазовом комплексе // Вести газовой науки: науч.-техн. сб. 2013. № 2 (13). — С. 9–13.
4. Ошепкова А.З., Фоминых С.П. Техническое нормирование: как определить наилучшие доступные технологии // Экология производства. 2014. № 1. — С. 46–52.
5. Соловьев А.А. Переход на наилучшие доступные технологии // Экология производства. 2011. № 2. — С. 76–83.
6. Веселова К.А. Наилучшие доступные технологии: реализация комплексного подход // Экология производства. 2010. № 12. — С. 88–90.
7. Федеральный закон Российской Федерации от 10 января 2002 года № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды».
8. Федеральный закон Российской Федерации от 22 апреля 1999 года № 96-ФЗ «Об охране атмосферного воздуха».
9. Федеральный закон Российской Федерации от 7 декабря 2011 года № 416-ФЗ «О водоснабжении и водоотведении».
10. Проект Федерального закона от 14 ноября 2008 года № 216152-3 «О плате за негативное воздействие».
11. Федеральный закон Российской Федерации от 23 сентября 2009 года № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации».
12. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утвержденная Распоряжением Председателя Правительства РФ от 13 ноября 2009 года № 1715-Р.

**Literature:**

1. Bill № 584587-5 «Amendments to the respective legal acts on environmental regulation and provision of economic benefits for entities implementing the best available techniques». State Duma Provision of the Russian Federation as of July 2, 2014 № 4720-6.
2. Ishkov A.G., Pystina N.B., Popadko N.V. Gazprom initiative on environmental impact mitigation based on the implementation of the best available techniques // Environmental annals. 2013. № 6. — P. 20–25.
3. Lyugai D.V., Pystina N.B., Akopova G.S., Popadko N.V., Kosolapova E.V. Best available techniques in the oil and gas complex // Scientific and technical handbook «Word of natural gas science». 2013. № 2 (13). — P. 9–13.
4. Oshepkova A.Z., Fominykh S.P. Technical regulation: how to determine the best available techniques // Industrial ecology. 2014, № 1. — P. 46–52.
5. Solovianov A.A. Shift to the best available techniques // Industrial ecology. 2011. № 2. — P. 76–83.
6. Veselova K.A. Best available techniques: comprehensive approach in use // Industrial ecology. 2010. № 12. — P. 88–90.
7. Federal Law of the Russian Federation «Environmental protection» as of 10.01.2002 № 7-FZ.
8. Federal Law of the Russian Federation «Air protection» as of 22.04.1999 № 96-FZ.
9. Federal Law of the Russian Federation «Water supply and discharge» as of 07.12.2011 № 416-FZ.
10. Bill № 216152-3 «Environmental impact fees» as of 14.11.2008.
11. Federal Law of the Russian Federation «Energy saving and improve of energy efficiency and amendment to the respective legal acts of the Russian Federation» as of 23.09.2009 № 261-FZ.
12. Energy strategy of Russia till 2030 approved by the Decree of the Chair of the Government of the Russian Federation № 1715-R as of November 13, 2009.



# Как искать нефть и газ В XXI веке

УДК 622.279. 553.981

**В.В. Ростовцев**, начальник научного отдела Института природных ресурсов Национально-исследовательского Томского политехнического университета, кандидат геолого-минералогических наук

**В.Н. Ростовцев**, директор ЗАО «ТОМКО», доцент по кафедре «Горючие ископаемые», кандидат геолого-минералогических наук, заслуженный геолог РФ, академик РАН

**В.В. Лайнвебер**, генеральный директор ЗАО «ТОМКО»

**Аннотация.** Россия остро нуждается в ускоренном воспроизведении запасов нефти и газа. Для этого нужны новые технологии поиска. Одна из таких технологий создана специалистами ЗАО «ТОМКО». Она позволяет в любой точке мира после квантово-оптической фильтрации космоснимка выявлять границы прогнозируемого месторождения.

**Ключевые слова:** квантово-оптическая фильтрация, космоснимок, границы, прогнозируемое месторождение, нефть, газ.

## The way to search for oil and gas in the XXI century

**V.V. Rostovtsev**, head of the scientific department of the institute of natural resources of Tomsk polytechnic university, PhD in geology. Basic science interest in rapid raw materials reproduction

**V.N. Rostovtsev**, director of Tomko Ltd., associate professor in fuels department, PhD in geology, Honored geologist of Russia, academician of RANS. Basic science interest in theory of searching for oil and gas fields

**V.V. Lineweber**, general director of Tomko Ltd

**Abstract.** Russia needs rapid hydrocarbon deposits reproduction. To reach this purpose new technologies needed. Such technology was developed by scientists of TOMKO. It allows estimating predicted fields boundaries all over the world after quantum-optical filtering.

**Key words:** quantum-optical filtering, satellite image, boundaries, predicted field, oil, gas.



В силу ряда причин Россия остро нуждается в ускоренном воспроизведении запасов нефти и газа. Имеющаяся ресурсная база нефти и газа, особенно нефти, позволяет экспертам по-разному оценивать перспективы развития нефтяной промышленности страны. Одни считают, если уровни добычи и прирост запасов останутся на современном уровне, то этих ресурсов хватит на 25 лет [1], другие утверждают, если все останется так, как есть, если мы не обеспечим прирост запасов, трехкратно превышающих добычу, нефтяную промышленность России ждет катастрофа [2]. Мы принадлежим ко второй группе ученых. Более того, мы отлично понимаем, что широкомасштабные сейсмические исследования и бурение многочисленных поисковых скважин с эффективностью в 30% не могут решить данную проблему. Требуются принципиально новые технологии поиска, обладающие экс-

прессностью, экологичностью, экономичностью. Такая технология создана специалистами ЗАО «ТОМКО». Она позволяет в течение 4, максимум 6 месяцев после квантово-оптической фильтрации космоснимков, охватывающих территорию в 1000 км<sup>2</sup>, определять границы прогнозируемых месторождений и распределение плотности запасов внутри их. При этом она способна выделять месторождения, которые контролируют залежи самого различного типа от пластово-сводовых, тектонически, литологически экранированных до шнурковых. Это стало возможным потому, что поиски месторождений связаны не со структурным фактором (поиском антиклиналей), а с фиксацией того сигнала, который идет непосредственно от залежей углеводородов. Этим рассматриваемая технология принципиально отличается от всех нам известных технологий, направленных на поиски нефти с использованием космоснимков и фотоснимков. Эта технология при грамотном ее использовании позволяет недропользователям экономить десятки и сотни миллионов рублей.

Для России в целом она интересна в том плане, что в сравнительно короткое время она может выявить десятки новых месторождений вдоль магистральных нефтегазопроводов, идущих в сторону Тихого океана и Юго-Западную Азию. Технология базируется на том, что огромные массы нефти, газа, нахо-

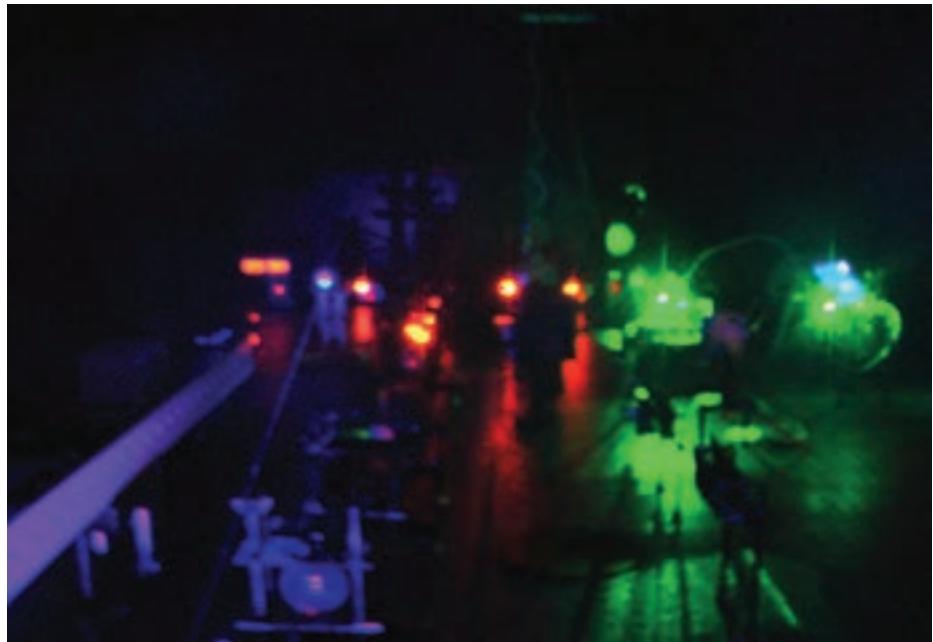


Рис. 1. Рабочий момент квантово-оптической фильтрации космоснимка

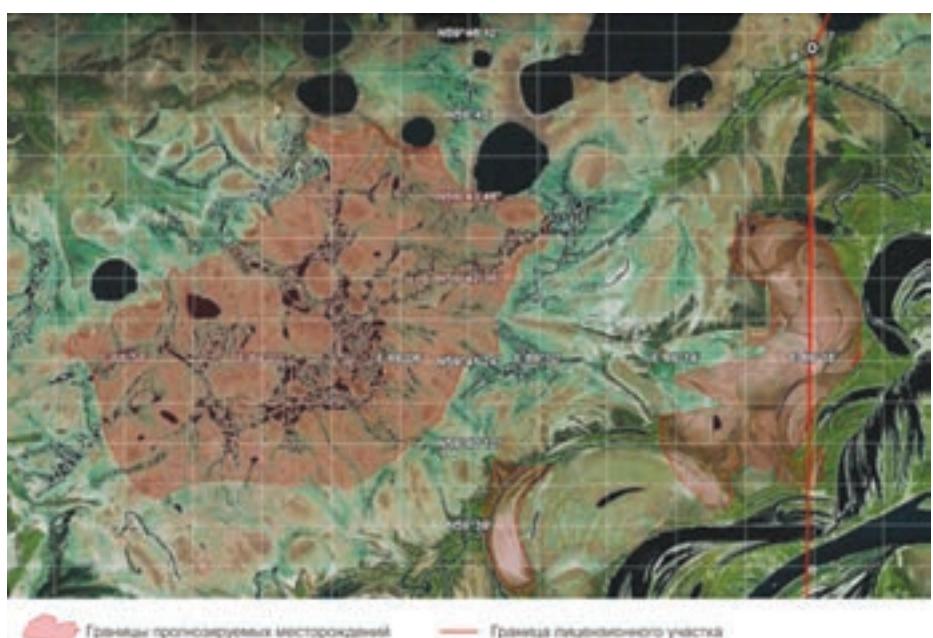


Рис. 2. Результаты апробации технологии на примере Зимнего нефтяного месторождения

ясь в жестких термобарических, сейсмических условиях, генерируют электромагнитный сигнал, фазово-частотная характеристика которого свойственна данному конкретному геологическому образованию, в данном случае нефти и газа. Это понимание стало возможным благодаря ряду теоретических работ [3–6] и других исследований. Более того, Р.Б. Сейфулы-Мулюков, Е.Н. Арутюнов подчеркивают: «Zeilinger объяснил физическую природу квантовой механики, установив связь между элементарной системой и информацией. Электрон как элементарная

система несет наименьшее количество информации — один бит, которым он представляет одно правильное утверждение, понимая под ним нечто установленное и подтвержденное результатами эксперимента и непосредственного наблюдения» [7, с. 21]. Опираясь на эти теоретические представления, в Томске была создана специализированная лаборатория. Она позволяет с помощью лазерного луча снимать с космоснимка информацию о наличии или отсутствии месторождения углеводородов, выделяя не только его границы, но и по величине интенсивности сигнала выделять зоны с повышенной плотностью запасов [8]. Рабочий момент квантово-оптической фильтрации космоснимка показан на рис. 1.

Первоначально эта технология прошла апробацию на хорошо изученных месторождениях Томской, Омской, Тюменской областях, Красноярского края, республики Коми, Казахстана, Афганистана, Вьетнама, Ирана, Китая, Египта. Везде были получены положительные результаты. На рис. 2 приведены результаты обработки космоснимка территории разрабатываемого Зимнего месторождения, принадлежащего производственным структурам ОАО «Газпромнефть», расположенного в Тюменской области (ХМАО). Учитывая, что это небольшое месторождение, и оно уже находится в разработке, интенсивность сигнала небольшая, но, тем не менее, границы этого месторождения адекватны данным бурения и сейсмики.

В процессе апробации технологии было установлено, что при обработке космоснимка мелкого масштаба можно выделять нефтегазоносные районы и области, как это было в Афганистане и Китае. На рис. 3 показано, как в течение 4 месяцев южнее Пекина была выделена зона нефтегазонакопления, в которую вошли месторождения группы Даган, Шэнли и Жэньцю. М.В. Ломоносов писал: «Один опыт я ставлю выше, чем тысячу мнений, рожденных только воображением» [9]. Как бы нам хотелось, чтобы эти пророческие слова господствовали в науке и производстве. Но мы живем в России — стране, где только и могла появиться



пьеса под названием «Горе от ума». Поэтому мы чаще верим не реальным фактам и отзывам, а все ждем, что нам скажут признанные авторитеты прошлого столетия.

Убедившись в эффективности технологии, были начаты поиски прогнозируемых месторождений в Томской, Омской, Свердловской областях, Красноярском, Хабаровском краях, а также Казахстане, Китае, Иране, Египте. Во всех этих районах были выявлены десятки прогнозируемых месторождений. Там, где позже проводилось бурение, открыто Камовское нефтяное, Берямбинское, Абаканское газовые месторождения. В зоне слияния рек Оби и Томи, где недра более 50 лет считались бесперспективными, была заложена скважина только по данным квантово-оптической фильтрации космоснимков, которая, по данным геофизики, вскрыла не менее 6 продуктивных горизонтов. Работы на участке продолжаются, при этом есть все основания рассчитывать на открытие в этом районе не менее 2 месторождений с запасами под 100 млн тонн нефти каждое. Для России важно то, что в зоне от Юрубченско-Тохомского до среднего течения Ангары выявлена целая серия месторождений, одна из которых по интенсивности сигнала и по площади выглядит предпочтительнее самого Юрубченско-Тохомского. Эта зона должна рассматриваться как весьма перспективная для формирования нового нефтегазодобывающего района Красноярского края. На самом юго-западе этого края также выявлены прогнозируемые месторождения. В Хабаровском крае, вдоль русла реки Амур, выявлены границы 12 прогнозируемых месторождений углеводородов. Освоение их могло бы стать локомотивом развития нашего Дальнего Востока. На рис. 4 приведены границы прогнозируемых месторождений, расположенных на юго-востоке Томской и юго-западе Красноярского края. С точки зрения господствующих научных взглядов, здесь не должно быть месторождений нефти и газа, а по результатам использования данной технологии они есть. И они не в шельфе северных морей, а в зоне асфальтированных и гравийных дорог, линий электропередач, магистральных трубопроводов. Мы много

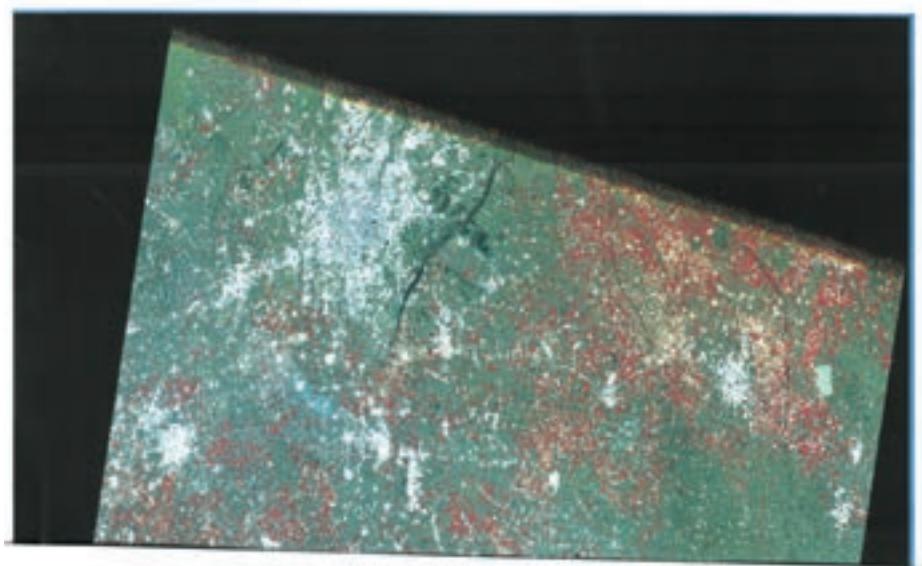


Рис. 3. Результаты апробации технологии на территории, примыкающей к Пекину



Рис. 4. Прогнозируемые месторождения юго-востока Западной Сибири

говорим и пишем об инновационных технологиях, но когда они появляются, то оказывается, что они никому в России не нужны. Завтра эти технологии в модернизированном виде придут к нам с Запада или Китая, и мы будем восторгаться ими, как это уже было с гидроразрывом пластов, с освоением сланцевых трудно извлекаемых, экологически небезопасных углеводородов.

XXI век требует принципиально новых подходов к поиску месторождений нефти и газа. Данная технология позволяет их наметить. России необходимо в кратчайшие сроки изучить с помощью этой технологии земли известных нефтегазоносных провинций, которые отнесены с позиций теоретических основ по-



иска к мало- или бесперспективным. Опыт показывает, что эти земли имеют огромный резерв, а главное, здесь, в Волго-Уральской области Западной Сибири, создана мощная нефтегазоносная инфраструктура. Не должны остаться без внимания и недра, прилегающие в 50-километровой зоне к магистральным трубопроводам. На выявленных прогнозируемых месторождениях, исходя из приоритетности, должны буриться первые поисковые скважины. В случае получения промышленных притоков в этих скважинах, в границах прогнозируемых месторождений необходимо проводить сейсмiku.

#### Список литературы:

1. Григорьев М.Н. Оценка особенностей обеспеченности добычи запасами нефти // Нефтяное хозяйство. 2012. № 10. — С. 11–13.
2. Бrehунцов А.М., Нестеров И.И. Нефть битуминозных глинистых, кремнисто-глинистых и карбонатно-кремнисто-глинистых пород // Горные ведомости. — Тюмень, 2011. № 6. — С. 30–61.
3. Якимов А.С., Швыдкин Э.К., Вассерман В.А. Новые представления о формировании естественных электрических полей углеводородных залежей // Oil and gas geology. 2007. № 1. — С. 39–45.
4. Тарновский Е.И. Метод определения относительного количества и состав фаз углеводородного сырья нефтегазоконденсатного месторождения. Проблемы и пути эффективного освоения минерально-сырьевых ресурсов Сибири и Дальнего Востока // Материалы юбилейной научно-практической конференции. Труды Востокгазпрома. — Томск, 2000. С. — 254–256.
5. Ris У.Г. Основы дистанционного зондирования. — М.: Техносфера, 2006. — 336 с. (пер. с англ.).
6. Дурандин А.В. Структурно-тектонический анализ данных дистанционного зондирования Земли. — М.: ГЕОМАТИКА, 2011. № 1. — С. 48–51.
7. Сейфуль-Мулюков Р.Б. Нефть и газ глубинная природа и ее прикладное значение. — М.: ТОРУС ПРЕСС, 2012. — 216 с.
8. Ростовцев В.В. Перспективы нефтегазоносности юго-востока Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции : монография. — Томск: Изд-во Томского политехнического ун-та, 2012. — 240 с.
9. Королёв А. Физика и математика. — URL: <http://www.vk.com/notes262912>

#### Literature:

1. Grigoriev M.N. The evaluation of factors of exploration support by deposits [Ocenka osoennostey obespechennosti dobychi zapasami nefti] // Neftyanoe hozyaistvo. 2012. № 10. — P. 11–13.
2. Brehuncov A.M., Nesterov I.I. The oil of bituminous clayish, silicon clayish and carbonaceous silicon clayish rocks [Neft bituminoznycy glinistych, kremnisto-glinistych i karbonatno-kremnisto-glinistych porod] // Gornye vedomosti. — Tymen, 2011. № 6. — P. 30–61.
3. Yakimov A.S., Shvydkin E.K., Vasserman V.A. The new ideas about origin of the natural electric fields of hydrocarbon deposits [Novye predstavleniya o formirovaniyu estestvennykh elektricheskikh poley uglevodorodnych zalegej] // Oil and gas geology. 2007. № 1. — P. 39–45.
4. Tarnovskiy E.I. The method of estimating of relative quantity and phase composition of hydrocarbons of oil gas condensate field. Problems and ways of effective exploration of mineral resources of Siberia and Far East // Collected papers, Vostokgazprom writings [Metod opredeleniya otносitel'nogo kolichestva i sostav faz uglevodorodnogo syrya neftegazokondensatnogo mestorodeniya]. — Tomsk, 2000. — P. 254–256.
5. Ris U.G. The basis of remote sounding [Osnovy distancionnogo zondirovaniya]. — M.: Tehnosfera, 2006. — 336 p.
6. Durandin A.V. The structural tectonic analysis of the remote sounding data of the Earth [Strukturno-tektonicheskiy analiz dannykh distancionnogo zondirovaniya Zemli]. — M.: Geomatika, 2001. № 1. — P. 48–51.
7. Seyful-Mulukov R.B. The oil and gas deep nature and its applied meaning. — M.: Torus Press, 2012. — 216 p.
8. Rostovtsev V.V. The oil and gas promises of the southeastern part of western Siberia oil-and-gas province [Perspektivy neftegazonosnosti yugo-vostoka Zapadno-Sibirskoy neftegazonosnoy provincii] : monograph. — Tomsk: Tomskiy politehnicheskiy universitet, 2012. — 240 p.
9. Korolev A. The Physics and mathematics [Fizika i matematika]. — URL: <http://www.vk.com/notes262912>

Проведение таких работ под силу только государству, возможно, в лице ОАО «Росгеология», а лучше в лице Министерства геологии России. Открытые месторождения с пробуренными 2–3 скважинами, с подсчитанными и поставленными на баланс запасами, должны выставляться на аукцион, где с большой прибылью для геологов будут передаваться недропользователям в разработку. Другого пути развития нефтяной промышленности России на данный момент мы не видим.



# Газохимия как фактор монетизации природного газа сложного состава и удаленных месторождений Востока России

**А.М. Мастепанов**, доктор экономических наук, академик РАН, руководитель Аналитического центра энергетической политики и энергетической безопасности – заместитель директора Института проблем нефти и газа РАН

**Аннотация.** В условиях надвигающегося глобального профицита энергоресурсов стратегической задачей освоения уникальных газовых ресурсов России, особенно расположенных в восточной части страны, становится повышение конкурентоспособности природного газа на зарубежных рынках. Важнейшее направление решения этой задачи – развитие глубокой химической переработки природного и попутного нефтяного газа.

**Ключевые слова:** глобальный профицит энергоресурсов, природный газ, Восток России, газохимия.

## Gas chemistry as a factor of natural gas monetization of complex composition and remote fields in the East of Russia

**А.М. Mastepanov**, doctor of Economics, academician of the Russian Academy of natural Sciences, head of the Analytical Centre of energy policy and energy security – Deputy Director Oil and Gas Research Institute of RAS, RF, Moscow

**Abstract.** With the looming global surplus of energy resources strategic objective of development of the unique gas resources of Russia, especially those located in the Eastern part of the country, is to increase the competitiveness of natural gas to foreign markets. The major direction of solving this problem is the development of deep chemical processing of natural and associated petroleum gas.

**Key words:** : global surplus of energy resources, natural gas, Eastern part of Russia, Gas chemistry.



Анализ развития экономики и энергетики за последние десятилетия свидетельствует, что мир стоит на пороге глобальных энергетических изменений, вызванных, в том числе, наблюдающейся и грядущей сменой технологических укладов как в производстве топлива и энергии, так и в их потреблении.

Новые научные знания и технологии не только открыли человечеству возможность коммерчески эффективного использования в широких масштабах возобновляемых источников энергии и практически неограниченных объемов нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья, но и привели к необходимости переосмысливания проблем и перспектив мирового энергообеспечения в целом. Соответственно, тезис об угрозе энергетического дефицита звучит все реже. В последние годы о нем говорят либо по инерции, либо в чисто конъюнктурных, спекулятивных целях, для «проталкивания» тех или иных решений, проектов или технологий.

Тем самым можно прогнозировать перелом в энергетической философии — философии угрозы нехватки энергии, которая довлела над человечеством более полувека со временем так называемого Римского клуба. Более того, эти же научные и технологические достижения дают основание с высокой вероятностью утверждать, что энергетический дефицит человечеству не грозит, что на него надвигается глобальный профицит энергоресурсов, который кардинально меняет geopolитическую ситуацию в мире. В частности, он может повлиять на дальнейшее развитие мировых энергетических рынков и существенным образом изменить «расстановку сил» и деление государств на страны-экспортеры и страны-импортеры.

В условиях надвигающегося глобального профицита энергоресурсов стратегической задачей освоения уникальных (как по величине, так и по составу) газовых ресурсов России, особенно расположенных в восточной части страны, становится повышение конкурентоспособности природного газа на зарубежных рынках, прежде всего — на рынках стран АТР. Есть два возможных направления решения этой задачи:



- развитие (создание) технологий, обеспечивающих значительное снижение издержек производства традиционного газа по всей «цепочке» — добыча, подготовка, транспорт и его распределение;
- монетизация природного газа путем его глубокой химической переработки.

Не затрагивая проблемы, связанные с реализацией первого направления — это задача отдельного самостоятельного изучения — остановимся на втором, внимание к которому в последнее время пытаются привлечь многие ученые и специалисты [1–4].

Как известно, с 1970-х годов по мере быстрого развития газовой промышленности во всем мире стали создаваться новые прототипы технологий для газохимии. Сегодня часть продукции, которая ранее получалась в соответствии с нефтехимическими цепочками, можно получить и с помощью отличающихся от них процессов конверсии газообразного сырья.

Источник: [8].

К основной продукции глубокой переработки газа относятся [5]:

- метанол;
- аммиак, карбамид, аммиачная селитра, меламин;
- диметиловый эфир;
- синтетическая нефть и моторные топлива, полученные по технологии «газ в жидкость» (GTL);
- парафины ( $C_{18+}$ );
- ароматические вещества: бензол, толуол, ксиол, параксиол, полиэстер;
- олефины и полиолефины;
- жирные спирты
- углерод и сажа и др.

Поскольку газовые ресурсы Востока России имеют сложный компонентный состав, высокое содержание гелия, наличие нефтяных оторочек и большого конденсатного фактора, Энергетической стратегией России и Восточной газовой программой было на-



Рис. 1. Восточная газовая программа: рекомендуемый вариант развития — газопереработка и газохимия



мечено формирование в регионе ряда крупных газо-перерабатывающих комплексов и газо-химических производств экспортной направленности, которые смогли бы обеспечить к 2030 году выпуск продукции в объеме не менее 13,6 млн т в год [6, 7].

В рамках реализации этих документов ОАО «Газпром», с учетом утвержденной в марте 2008 года Стратегии развития газохимического и газоперерабатывающего комплексов, прорабатывал возможность создания на Востоке России целого ряда ГПЗ и газохимических комплексов — они показаны на *рис. 1*.

Причем особенностью всех этих ГПЗ (кроме завода в Хабаровском крае) должно было быть наличие в их составе технологической линии, обеспечивающей комплексную переработку гелийсодержащего газа (а в Красноярском крае — и блока извлечения азота).

Специалисты ОАО «СИБУР Холдинг», проанализировав Восточную газовую программу, объемы добычи газа в регионе и состав сырья, предложили строительство дополнительного центра по переработке попутного нефтяного газа (ПНГ) на севере Иркутской области, которое в Восточной программе не предусмотрено. Кроме того, ценные фракции, которые содержатся в составе газа месторождений Красноярского края, предложено поставлять в Иркутскую область и в этом регионе строить большой газохимический комплекс на основе ресурсов как Иркутской области, так и Красноярского края. Ресурсы же Чаяндинского месторождения эффективнее отправлять в районы Хабаровска или Владивостока, объединять их с ресурсами Сахалина и уже там выделять ценные фракции на газохимическом комплексе.

В развитие основных положений Энергетической стратегии России на период до 2030 года и во исполнение протокола совещания (от 13 сентября 2010 г. № ВП-П9-48пр) в Нижнем Новгороде у Председателя Правительства Российской Федерации В.В. Путина Министерством энергетики страны был разработан и 1 марта 2012 года утвержден (приказом № 79) План развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года [9].

Этим Планом определены основные стратегические цели, а также направления, механизмы и инструменты их достижения на базе реализации крупных инвестиционных проектов по переработке легкого углеводородного сырья (этана, сжиженные углеводородные газы, нефта) в крупнотоннажную продукцию нефтегазохимии, входящую в компетенцию Минэнерго России — пластмассы, каучуки и продукцию органического синтеза. Предусмотрено Планом и формирование в стране в период до 2035 года шести нефтегазохимических кластеров, в том числе двух на Востоке России — Восточно-Сибирского и Дальневосточного.

Отметим, что подобный подход в настоящее время широко используется в мировой нефтегазохимической

промышленности, где сформировались мощные промышленные кластеры. Их ядром являются нефтегазодобывающие, нефтеперерабатывающие, нефтегазохимические предприятия, а также объекты инфраструктуры и сбытовые комплексы по реализации продукции отраслей кластера. В периферическую часть таких кластеров входят предприятия и организации, представляющие контрактные, инжиниринговые, проектно-строительные, консалтинговые, сервисные компании, а также университеты, научные и учебные центры, промышленные ассоциации, заводы по производству оборудования, финансовые учреждения и другие организации. Соответственно, и Министерством энергетики под кластерами понимается территориально локализованная взаимосвязь нефтегазохимических предприятий, предприятий-переработчиков, органов местного управления, а также организаций, осуществляющих НИОКР, и образовательных учреждений, использующих общую инфраструктуру, взаимодополняющих друг друга и усиливающих конкурентные преимущества участников. Кроме того, в состав кластера могут входить более мелкие образования кластерного типа: профильные технопарки, индустриальные парки, технополисы, технико-внедренческие зоны и прочее.

Вся разница лишь в том, что в зарубежной практике кластеры формируются компактно на ограниченной по величине площади, тогда как, например, Восточно-Сибирский и Дальневосточный нефтегазохимические кластеры Минэнерго РФ собирается формировать на огромной площади, в разы превышающей всю Европу [4].

Однако все эти документы — и Энергетическая стратегия, и Восточная газовая программа, и План развития газо- и нефтехимии Минэнерго России — ориентируются, прежде всего, на глубокую переработку газа, в том числе базовых месторождений Востока России, с производством традиционной продукции метановой и этановой химии.

Так, План Минэнерго России определяет основные стратегические цели, а также направления, механизмы и инструменты их достижения на базе реализации крупных инвестиционных проектов по переработке легкого углеводородного сырья (этана, сжиженных углеводородных газов, нефти) в крупнотоннажную продукцию нефтегазохимии, входящую в компетенцию Минэнерго России — пластмассы, каучуки и продукцию органического синтеза.

На базовые месторождения ориентируется и ОАО «Газпром», который, как координатор реализации Восточной газовой программы, постоянно проводит маркетинговые исследования рынков товарной продукции с привлечением ведущих мировых и российских исследовательских центров. По их результатам сформирован ассортимент продукции, рекомендуемый к производству на базе сырья месторождений Восточной Сибири и Дальнего Востока (*рис. 2*).



Источник: [8, 10].



Рис. 2. Ориентация Минэнерго РФ и ОАО «Газпром» на крупнотоннажную продукцию нефтегазохимии

Однако рынки традиционной продукции газохимии, особенно такой как аммиак, карбамид, метanol и др., хотя и развиваются достаточно высокими темпами, но, тем не менее, имеют свои пределы. Да и конкуренция на них очень велика, тем более что активно развивается использование новых и нетрадиционных ресурсов для производства такой продукции, в том числе и угля [11].

Что же касается наиболее перспективного направления — газохимии небольших мощностей, ориентированной непосредственно на районы газо— и нефтедобычи — то оно в настоящее время в России по сути бесхозно.

Специалисты РАН считают, что для газохимии Востока России наиболее перспективными являются производства, основанные на новых технологиях, обеспечивающих формирование новых рынков новой продукции.

Внедрение принципиально новых высокотехнологичных газохимических процессов в районах добычи (и не только на Востоке России, но и в Западной Сибири и Прикаспии) может открыть перед отечественной газовой отраслью новые перспективы и сыграть огромную роль в экономическом развитии России [12]. Тем более что газохимия, особенно газохимия небольших мощностей, ориентированная на комплексную переработку природных и попутных газов, фактически только вступает в пору своей технологической зрелости [13]. Этот вывод, сделанный д.х.н., профессором В.С. Арутюновым, с учетом большого «технологического опыта» традиционной нефтехимии и уже имеющегося у нас отставания в этой области, представляется заслуживающим особого внимания.

Однако подобная роль газохимии в России может быть сыграна только в том случае, если она будет опираться на более простые и эффективные отече-

ственные технологии конверсии природного газа, рассчитанные на эксплуатацию в условиях российских промыслов. И такие технологии, несмотря на финансовые, кадровые и прочие трудности, создаются сейчас многими коллективами отечественных разработчиков [12].

В частности, речь идет о создании малогабаритных реакторов и высокоэффективных катализаторов для конверсии синтез-газа в метanol, синтетическую нефть, диметилэфири, бензин, ароматические углеводороды. Подобные технологии могут быть созданы на базе исследований специалистов РАН: Института нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева, Института высоких температур, Института химической физики, Института общей химии, Института катализа СО РАН и др.

Технологии и отдельные виды оборудования для проектов по малотоннажной блочно-модульной переработке газа разрабатывают и другие российские структуры (ОАО «НИПИГазпереработка» (Краснодар), ООО «ЛЕННИИХИММАШ» (Санкт-Петербург), ООО «НИПИ МИАП» (Москва), ЗАО «ГЛОБОТЭК» (Тольятти), Группа компаний РусГазИнжиниринг (Подольск) и др.).

Задача нефтегазовых компаний — поддержать эти исследования, ускорить их перевод в стадию разработки технологических прототипов, пионерных и опытно-промышленных проектов. И речь идет не о какой-то доброволе или спонсорской акции, а о системной работе, поскольку правильное понимание этой тенденции — залог успешного будущего самой газовой отрасли [4].

Именно на этом поле принципиально новых газохимических процессов, отсутствующих пока у наших зарубежных конкурентов, отечественные разработчики и производители имеют реальные шансы вырвать-



ся вперед и захватить изрядную долю этого наукоемкого и перспективного рынка [13].

Естественно, что с позиций развития нефтегазового комплекса в целом для насыщения внутреннего рынка и диверсификации экспорта России нужны и уже освоенные в мировой практике нефтегазохимические технологии и процессы, которые, по тем или иным причинам, пока не нашли широкого применения на отечественных предприятиях.

Важнейшими из них, на наш взгляд, являются [12]:

- технологии и процессы, связанные с получением из природного и попутного нефтяного газа жидкого топлива;
- технологии и процессы, обеспечивающие эффективную конверсию метана в низшие олефины — этилен ( $C_2H_4$ ), пропилен ( $C_3H_6$ ) и бутилены ( $C_4H_8$ ), которые являются исходным сырьем практических всех известных промышленных полимеров и химикатов.

Освоенные в мировой практике технологии крупнотоннажного производства синтетического жидкого топлива (СЖТ), в том числе по технологии «газ в жидкость» (GTL), и нефтехимического сырья особенно нужны при разработке отдаленных от рынков сбыта месторождений, либо месторождений на поздних стадиях разработки и со сложным составом газа. Это, прежде всего, такие регионы, как север Западной Сибири (для утилизации низконапорного газа Надым-Пур-Тазовского района, газа ачимовских отложений и Ямала), Восток России и Прикаспий.

Однако, скорее всего, речь должна идти не просто об адаптации к российским условиям зарубежных технологических процессов переработки газообразного сырья, и о возможности внедрения классического крупнотоннажного GTL, а о создании и развитии потенциально конкурирующих с ним технологий (к тому же использующих в качестве сырья не только природный газ, но и компоненты фракционирования ПНГ). В настоящее время эти возможности активно обсуждаются, хотя решения пока не найдено.

К технологиям и процессам, связанным с получением из природного и попутного нефтяного газа жидкого топлива, относятся и технологии получения диметилового эфира (диметилэфира или ДМЭ).

Еще в 2007 году автор отмечал [14], что для диверсификации экспорта Россия заинтересована в крупномасштабном производстве и СПГ, и различной продукции из газа, получаемой по технологиям «газ в жидкость», в том числе и ДМЭ. В последнем случае речь идет об установках производительностью свыше 1 млн т в год. Эти установки должны обеспечивать переработку в эффективное и транспортируемое топливо, в том числе и моторное, углеводородного сырья отдаленных от рынков сбыта месторождений, либо месторождений на поздних стадиях

разработки (проблема использования так называемого низконапорного газа). В качестве одного из районов, где возможно создание крупномасштабного производства ДМЭ, рассматривается Восток России, причем сроки создания здесь крупномасштабного производства ДМЭ в первую очередь будут зависеть от темпов формирования рынков этой продукции: и в странах АТР, и в российских регионах.

Для газификации внутреннего рынка нам необходимо высокоэффективное малотоннажное производство ДМЭ (установки производительностью 100–150 тыс. т/год), эффективные средства его транспорта и использования. Причем, мы видим и понимаем как сильные, так и слабые стороны ДМЭ<sup>1</sup> [14].

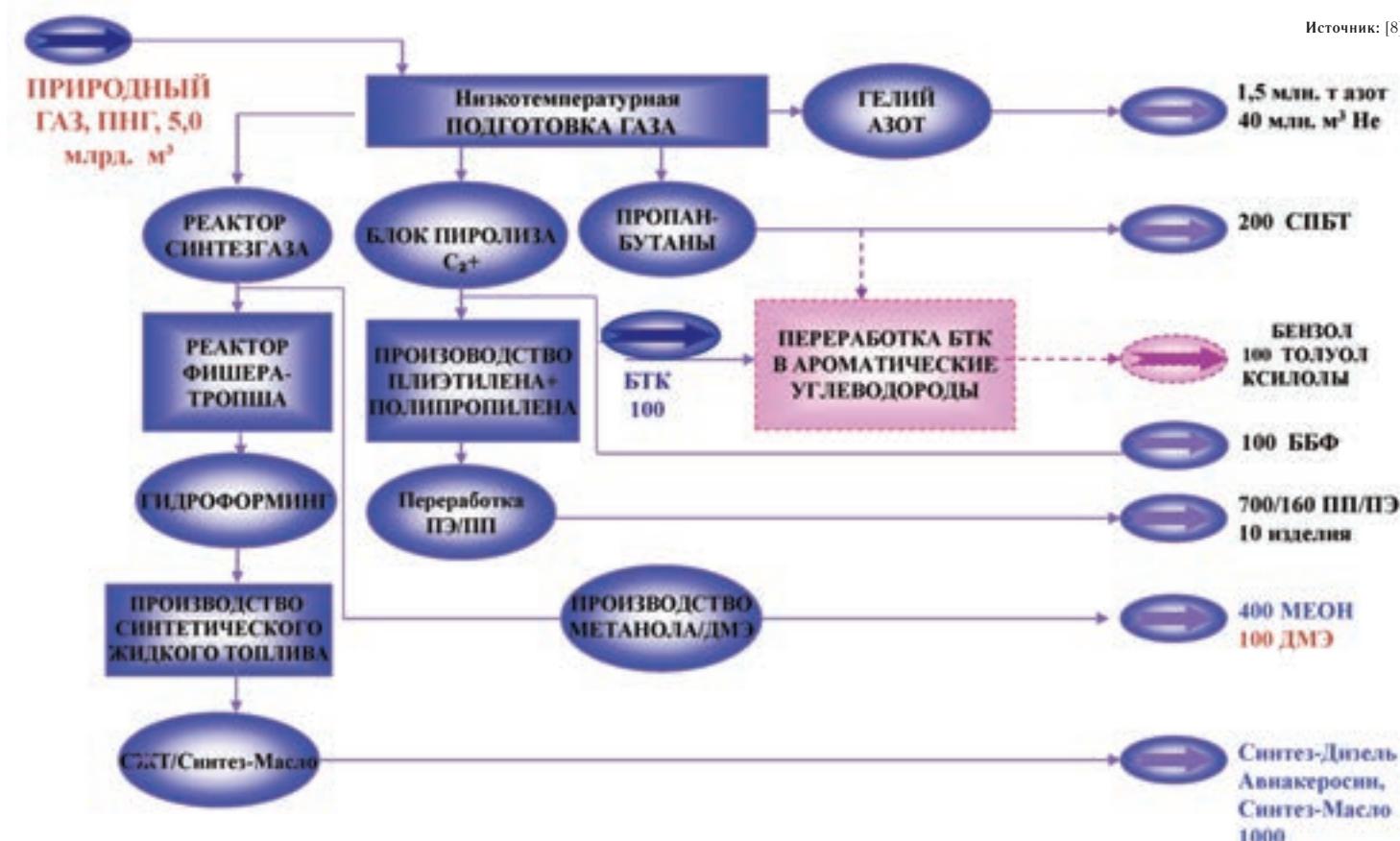
В целом же производство моторного топлива из природного и попутного нефтяного газа при соответствующем развитии эффективных технологий может стать реальной альтернативой широко рекламированной за рубежом компании по производству биотоплива (биюэтанола и биодизеля). Так, согласно прогнозу Министерства энергетики США, выпущенному в 2011 году, к 2035 году в мире, в базовом сценарии прогноза, будет производиться 4,7 млн барр. биотоплива в сутки, то есть порядка 228 млн т в годовом исчислении. Из них в США — 2,2 млн барр./сут., в Бразилии — 1,7 и в Китае — 0,3 млн барр./сут. [15]. При этом идеологи биотоплива принципиально не хотят понимать, что как в настоящее время, так и в ближайшие десятилетия, оно эффективно может быть получено только из продовольственных культур, что приводит к резкому повышению цен на продукты питания и к гибели среди обитания многих растений и животных, поскольку тропические леса вырубаются под посевы рапса или сахарного тростника<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Это, прежде всего, более низкая теплотворная способность ДМЭ, чем дизельного топлива, необходимость модернизации топливной аппаратуры для его применения в дизельных двигателях. Это низкая точка кипения ДМЭ и связанная с этим необходимость иметь специальные средства для его транспортировки и хранения. Естественно, все эти недостатки преодолимы. Для успешного продвижения ДМЭ на рынки большое значение имеет его стандартизация как моторного топлива и разработка соответствующей топливной аппаратуры. Первым направлением занимается Международная ассоциация ДМЭ, членами которой являются свыше 30 компаний и корпораций различных стран, в том числе такие, как Total, ConocoPhillips, Eni S.p.A, AB Volvo, Haldor Topsøe A/S, India Oil Corp., JFE Holdings Inc., KOGAS, Lurgi, Marathon Oil Company, Mitsui и др. Что касается разработки соответствующей топливной аппаратуры для использования ДМЭ на автотранспорте, то этой проблемой в настоящее время занимаются многие производители дизельных автомобилей и двигателей, а также ряд китайских, корейских и японских исследовательских центров и университетов [14].

<sup>2</sup> Правда, в связи с бурным развитием производства сланцевой нефти, в 2013 году Минэнерго США существенно скорректировало прогноз 2011 года в части производства жидкого биотоплива. По новому прогнозу (базовый сценарий) производство биоэтанола и биодизеля в мире составит в том же 2035 году «всего» 2,4 млн барр./сут., то есть порядка 117 млн т (в 2040 году — 2,8 млн барр./сут.), в том числе в США — 0,9 млн барр./сут. (1,1), в Бразилии — 0,9 (1,0) и Китае — 0,2 (0,2) млн барр./сут. [16].



Источник: [8].



**Рис. 3.** Примерная технологическая схема переработки газа Собинского месторождения (цифрами указано количество углеводородов в тыс. т. в год)

Для глубокой переработки многокомпонентного природного газа Восточной Сибири и Дальнего Востока учеными ООО «Газпром ВНИИГАЗ» совместно с японскими специалистами предложена оригинальная технологическая схема, учитывающая лучшие отечественные и зарубежные достижения в этой области (рис. 3). Подобные ГХК и НГХК, основанные на самых передовых технологических разработках ведущих мировых компаний и российской науки, могли бы в перспективе стать основой новой экспортной специализации России в области нефти и газа.

На базе успешного сочетания новых и уже освоенных технологий на Востоке России в ближайшие десятилетия возможно формирование двух систем или совокупностей нефтегазохимических кластеров: Восточно-Сибирской, в составе Иркутского (Ангарско-Саянского), Северо-Иркутского, Красноярского (Богучанско-Канского) и, возможно, Якутского кластеров, и Дальневосточной, в составе Хабаровского, Амурского, Приморского и, возможно, Сахалинского кластеров (рис. 4).

Основу каждого из входящих в эти системы кластеров будут составлять базовые крупнотоннажные нефтегазоперерабатывающие и нефтегазохимические производства, а периферию — ряд крупных, средних и мелких предприятий, принадлежащих

российскому и/или зарубежному капиталу, по производству отдельных видов готовой продукции и/или полуфабрикатов более высокого уровня передела на базе российского УВС и/или первичных полуфабрикатов базовых предприятий кластера. Интерес к созданию подобных предприятий проявляют многие зарубежные компании, в частности, японские и корейские.

Так, ядром Амурского кластера станут газоперерабатывающий и гелиевый заводы в районе города Белогорск. Техническое задание на проектирование этих предприятий уже утверждено, определен генеральный проектировщик в лице ОАО «ВНИПИГаздобыча», а ООО «Газпром переработка» назначено заказчиком по проектированию и строительству. В настоящее время ведется сбор необходимой информации, выполняются изыскательские работы [17].

Сырьевой базой предприятий кластера послужит газ с Якутской и Иркутской групп месторождений. Ввод в эксплуатацию первой очереди планируется в 2017 году с выходом на полную проектную мощность в 55 млрд куб. м в год к 2029 году. Продукцией базовых предприятий кластера будет природный подготовленный газ, который пойдет в ГТС для газоснабжения потребителей России, а также на экспорт в Китай.



Источник: [8].



**Рис. 4.** Перспективная система формирования нефтегазохимических кластеров на Востоке России

Кроме метановой фракции эти заводы будут также вырабатывать сжиженные углеводородные газы, жидкий и газообразный гелий, а также этан и пропан — сырье будущего газохимического комплекса.

Специалисты считают, что только создание принципиально новых технологий способно вывести Россию на лидирующие позиции в таких критически важных областях, как газохимия и освоение новых видов энергоносителей. Но для создания технологий современного уровня необходимо придать газохимии ранг приоритетного направления государственной научно-технической политики и объединить в этом деле усилия государства и газодобывающих компаний [13, 18, 19].

Целесообразна также разработка специальной Стратегии формирования Восточно-Сибирской и Дальневосточной систем нефтегазохимических кластеров, увязанной с перспективами развития не только всего нефтегазового комплекса региона, но и смежных отраслей, обеспечивающих нефтегазохимию машинами, оборудованием, строительными материалами и конструкциями, транспортно-логистическими услугами и др.

Реализация предлагаемых решений будет, в частности, способствовать достижению стратегической цели превращения газового комплекса России из сырьевого комплекса в отрасль с широким спектром производимой продукции более высоких технологических переделов. Осуществление таких планов позволит

не только увеличить долю добавленной стоимости, но и расширить экспортные возможности газовой отрасли.

Отметим, что понимание подобной необходимости нашло отражение в проекте Энергетической стратегии России на период до 2035 года (ЭС-2035), который министр энергетики А.В. Новак представил на первом заседании Общественного совета Минэнерго России 11 марта 2014 года. [20].

Для успешного развития нефтегазохимической отрасли в России этим документом предусматриваются следующие меры государственной энергетической политики:

- 1) государственная поддержка приоритетных проектов развития трубопроводного транспорта сырья для нефтегазохимии;
- 2) поддержание экономически обоснованных тарифов на перевозку продукции нефтегазохимии на основе механизма долгосрочного тарифообразования, учитывающего интересы всех участников перевозочного процесса и необходимость ускоренного развития транспортной инфраструктуры, обеспечивающих конкурентоспособность российской продукции на экспортных рынках и наращивание внутреннего потребления;
- 3) совершенствование технического регулирования строительства и эксплуатации нефтегазохимических производств;
- 4) стимулирование потребления готовой продукции нефтегазохимии на внутреннем рынке России;
- 5) разработка механизма ценообразования на продукты разделения (фракционирования) для природного газа;
- 6) включение приоритетных направлений НИОКР в нефтегазохимической отрасли в государственные программы финансирования;
- 7) предоставление налоговых льгот для компаний, осуществляющих НИОКР в рамках приоритетных направлений в нефтегазохимической отрасли;
- 8) формирование в технологической платформе «Глубокая переработка углеводородной базы» отдельного направления «Глубокая переработка газа», включающего метановую химию и этановую химию и объединяющего технологические процессы и разработки по этому вопросу;



- 9) модернизация государственных образовательных учреждений с целью обеспечения отрасли требуемым количеством квалифицированных специалистов со знанием современных технологий и достижений.

Использование отечественной нефтегазохимией всего арсенала имеющихся в мире и создаваемых технологий и процессов глубокой переработки углеводо-

родного сырья (нефти и газового конденсата, природного и попутного нефтяного газа, нетрадиционных ресурсов углеводородов) позволит России уверенно перейти на ресурсно-инновационный путь развития и стать ведущим экспортёром не энергетического сырья, а широкой гаммы продукции с высокой добавленной стоимостью.

**Список литературы:**

1. Исследование состояния и перспектив направлений переработки нефти и газа, нефте- и газохимии в РФ / Коллектив авторов. — Библиотека Института современного развития. — М.: Экон-информ, 2011.
2. Арутюнов В.С., Лапидус А.Л. Роль газохимии в мировой энергетике // Вестник РАН. 2005. Т. 75. № 8.
3. Брагинский О.Б. Мировая нефтехимическая промышленность. — М.: Наука, 2003.
4. Дмитриевский А.Н., Мастепанов А.М. Газохимия как стратегический фактор развития газовой промышленности на Востоке страны. Доклад. III Санкт-Петербургский международный газовый форум. Пленарное заседание «Стратегии Газпрома на Востоке России». Санкт-Петербург, выставочный комплекс «Ленэкспо», 15 мая 2013 года.
5. Газохимия. 2009. № 2 (6).
6. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года. Утверждена распоряжением Правительства Российской Федерации от 13 ноября 2009 года № 1715-р. — URL: <http://www.government.ru>
7. Программа создания в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке единой системы добычи и транспортировки газа и газоснабжения с учетом возможного экспорта газа на рынки Китая и других стран АТР. Утверждена Приказом Минпромэнерго России 3 сентября 2007 года.
8. Ананенков А.Г., Мастепанов А.М. Газовая промышленность России на рубеже XX и XXI веков: некоторые итоги и перспективы. — М.: ООО «ГазоЛ пресс», 2010.
9. Основные положения Плана развития газо- и нефтехимии России на период до 2030 года. — URL: <http://www.minenergo.gov.ru/press/doklady/11723.html>
10. Хазова Т.Н. Развитие газонефтехимии: ресурсный потенциал и проблемы. Выступление на международной конференции «Сырьевой вектор газонефтехимии-2013», Москва, 18 февраля 2013 года.
11. Протасов В. Глобальные ресурсные угрозы и возможности для традиционной нефтехимии. Выступление на международной конференции «Сырьевой вектор газонефтехимии-2013», Москва, 18 февраля 2013 года.
12. Ресурсно-инновационное развитие экономики России / Под ред. А.М. Мастепанова и Н.И. Комкова. Изд. 2-е, доп. — М.: Институт компьютерных исследований, 2014.
13. Арутюнов В.С. Роль газохимии в инновационном развитии России. — URL: [http://www.npniit.ru/load/vs\\_arutjunov\\_rol\\_gazokhimii\\_v\\_innovacionnom\\_razvitiu\\_rossii/1-1-0-7](http://www.npniit.ru/load/vs_arutjunov_rol_gazokhimii_v_innovacionnom_razvitiu_rossii/1-1-0-7)
14. Мастепанов А.М. Диметилэфир: перспективы и проблемы использования // Нефтегазовая вертикаль. 2008. № 3 (182), февраль.
15. International Energy Outlook 2011. US Energy Information Administration. Sep. 2011, 301 p. — URL: [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2011\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2011).pdf)
16. International Energy Outlook 2013. US Energy Information Administration. July 2013, 312 p. — URL: [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2013).pdf)
17. URL: <http://www.pererabotka.gazprom.ru/press/chief-journal/2014/1>
18. Арутюнов В.С. Газохимия как катализатор инновационного развития России // Промышленные ведомости. 2004. № 9–10 (86–87), май. — URL: <http://www.promved.ru/articles/article.phtml?id=68&помег=6>
19. Мирошниченко Д.А., Кессель И.Б. Предварительные инвестиционные исследования реализации проектов GTL в России / Доклад. Международная научно-техническая конференция «Газохимия-2007». Москва, 7–8 ноября 2007 года / Материалы конференции «Газохимия-2007». — М.: ВНИИГАЗ, 2007.
20. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года. Проект. Министерство энергетики Российской Федерации. — М., 2014. — URL: <http://www.minenergo.gov.ru/upload/iblock/a0c/a0c4668c84bd0df193ceee4c6f5f4595.pdf>



# Радионуклидная энергетика в тундре, во льдах, в космосе – везде!

Е.Н. Крошкин, директор отделения радионуклидной энергетики ОАО «НИИТФА»



Разработка радиоизотопных генераторов проводилась в России с начала 60-х годов прошлого века. В сентябре 1965 году впервые в России на двух спутниках связи типа «Стрела-1» («Космос-84» и «Космос-90») были установлены радиоизотопные термоэлектрические генераторы (РИТЭГ) «Орион-1» электрической мощностью 20 Вт с ресурсом работы — 4 месяца. Энерговыделение обеспечивали ампулы с полонием-210. В дальнейшем это направление постоянно развивалось, повышалась безопасность устройств, содержащих радиоактивные или ядерные материалы. Кстати, защищена от механических повреждений блоков с радиоизотопами была очень надежной. При авариях ракетносителей в 1969 году, несмотря на их полное разрушение, топливный блок, содержащий полоний-210, остался герметичным. Дальнейший поиск вели в направлениях повышения мощности и увеличении ресурса работы РИТЭГов для луноходов и космических аппаратов.

В 1964 году была успешно испытана ядерно-энергетическая экспериментальная установка «Ромашка», которая представляла собой высокотемпературный ядерный реактор-преобразователь на быстрых нейтронах, в котором тепло, выделяемое в активной зоне, передавалось за счет теплопроводности материалов на внешний термоэлектрический преобразователь, вырабатывавший до 500 Вт электрической энергии. Неиспользованное тепло с преобразователя рассеивалось излучением в космическое пространство. «Ромашка» успешно проработала около 15 000 часов и наработала примерно 6100 кВт·ч электроэнергии. Впоследствии на базе «Ромашки» построили установку «Гамма» — прототип автономной транспортируемой АЭС «Елена» электрической мощностью до 500 кВт «Елена» должна была обеспечивать энергоснабжение удаленных районов. Кроме того, создавались и испытывались космические ядерные термоэлектрические установки «БЭС» и «Топаз» более высокой мощности.

Разработкой, изготовлением и внедрением в эксплуатацию РИТЭГов в СССР занимался «Всесоюзный научно-исследовательский институт радиационной техники». В настоящее время — ОАО «НИИТФА». Институт является единственным в России разработчи-

ком всех РИТЭГов, находящихся в эксплуатации не только на территории России, но и в странах, входивших ранее в СССР. С самого начала его существования был образован отдел радионуклидной энергетики. Коллективом отдела был тогда создан первый отечественный РИТЭГ, получивший имя «Бета» (тепловая мощность — 230 Вт). Генератор пошел в серию, было изготовлено и продолжительное время эксплуатировалось около 700 экземпляров.

Шестидесятые, семидесятые и восьмидесятые годы прошлого столетия стали годами интенсивной разработки РИТЭГ различного целевого назначения, организации их промышленного производства и широкого использования. Была создана база промышленного серийного производства РИТЭГ мощности в единицы Ватт на заводе «Балтиец» и микро-милливаттной мощности — на заводе «Тензор», база промышленного производства термоэлектрических батарей в Сухумском физико-техническом институте. Тогда же были разработаны и поставлены на промышленное производство термоэлектрические генераторы на основе стронция-90: Эфир; ИЭУ-1 (тепловая мощность — 2200 Вт); ИЭУ-2 (тепловая мощность — 580 Вт).

На базе низкотемпературных РИТЭГов было создано несколько энергетических установок, в которых кроме РИТЭГ содержались другие функциональные блоки: блоки преобразования, накопления и распределения энергии, системы терmostатирования. Это позволило оснастить автономными установками с РИТЭГами несколько крупных навигационных маяков — Ирбенский, Колка, Нерва, Родшер на Балтийском море, Анива и мыса Смирнова на побережье Тихого океана.

Низкотемпературные РИТЭГи имеют КПД на уровне 4%, поэтому в середине 70-х годов прошлого столетия шла работа над созданием среднетемпературных РИТЭГов с рабочей температурой горячих спаев термоэлектрической батареи до 500°C, что повышало КПД РИТЭГов до 6–7%. Разработку среднетемпературных ТЭБ наладили в Сухумском ФТИ. Было разработано, изготовлено и передано в эксплуатацию четыре типа среднетемпературных РИТЭГов: «Гонг», «Горн» и «Граб», а также «Сеностав» (тепловая мощность — 1870 Вт).

«Гонг» и «Горн» изготавливали на заводе «Балтиец». В НИИТФА был изготовлен один образец РИТЭГа типа «Граб» и 8 — РИТЭГов типа «Сено-

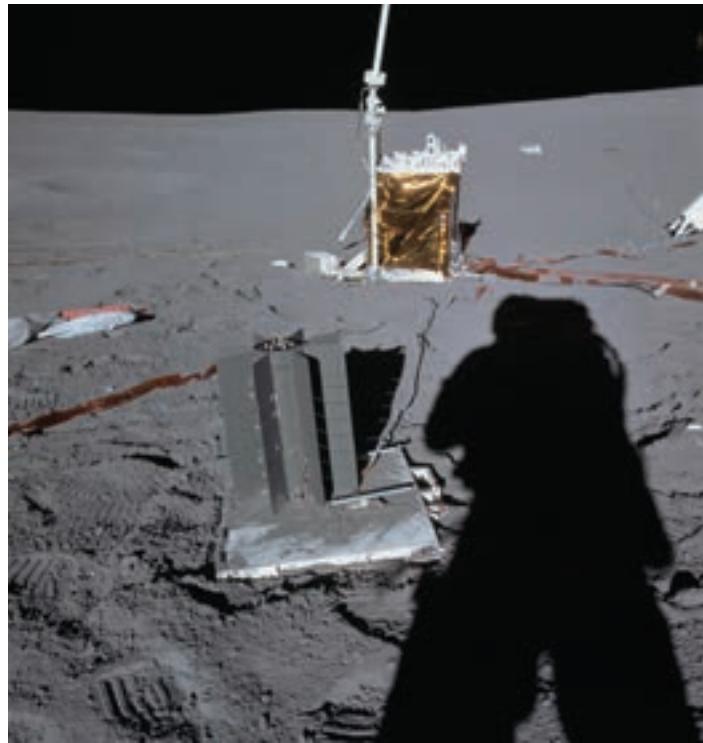


став». «Граб» и «Сеностав» допускали замену батарей на месте эксплуатации в полевых условиях, что позволяло продлить срок службы еще на 7–10 лет за счет оптимизации теплоэлектрических параметров. «Сеностав», разработанный в 1990 году, стал последним из среднетемпературных РИТЭГов с использованием радионуклидных источников тепла на стронции-90.

Судьба РИТЭГа «Граб» весьма своеобразна. Если практически все РИТЭГи устанавливались за бюджетные средства, то «Граб» был приобретен для коммерческого использования. Он не только окупился за три года, но и приносил доход за счет продажи энергии в виде услуг связи другим организациям.

Многолетний опыт эксплуатации РИТЭГов показал их необычайно высокую надежность. В период с 1970 по 2005 год при эксплуатации почти 500 РИТЭГов в ФГУП «Гидрографическое предприятие» отмечено лишь 8 отказов в работе РИТЭГ, вызванных техническими причинами.

К середине 1990-х годов в Советском Союзе эксплуатировалось порядка 1000 (!) РИТЭГов различных типов с генератором тепла на стронции-90. Промышленный выпуск РИТЭГ и РЭУ продолжался до начала 1990-х годов.



РИТЭГ в экспедиции «Апполон-14»



РИТЭГ Горн в Арктике



Еще в 70-х годах прошлого столетия возникла острая необходимость в высоконадежных малогабаритных источниках электроэнергии, по размерам сравнимых с элементами питания типов АА, ААА или Крона, но имеющих существенно более высокие мощность и ресурс. Это было нужно для создания источников питания имплантируемых в организм человека электрокардиостимуляторов. Лучшим решением этой задачи стали малогабаритные радионуклидные термоэлектрические генераторы микро-милливаттной мощности с использованием радионуклидных источников тепла на основе плутония-238. Первый такой источник (РИТМ-МТ) был разработан в 1972 году, и он стал основой имплантируемого электрокардиостимулятора РЭКС-А1. Плутониевые РИТЭГи микро-милливаттной мощности промышленно выпускались для разных целей широкой номенклатурой.

В РИТЭГах преобразование тепла в электродвигущую силу осуществляют термоэлектрические пары. Чтобы получить выходное напряжение на уровне 0,5–1,0 В при значении выходной электрической мощности на уровне 1,0 мВт, в батарею соединяют около 100 термоэлементов. Для их серийного производства в институте была разработана технология производства монолитных микромодульных термобатарей на основе пластин. Микромодульные батареи для РИТЭГов делали в Сухумском физико-техническом институте.

В 1995 институт выпустил специальный микромодульный РИТЭГ для пенетратора межпланетной станции «Марс-96». Пенетратор — специальное снабженное приборами устройство, внедряющееся в поверхность изучаемой планеты. Прибор мог дать разнообразную информацию о составе и свойствах марсианских породах. Но, как известно, экспедиция закончилась неудачей, практически не начавшись — корабль сгорел в верхних слоях атмосферы Земли.

В конце прошлого века развитие радионуклидной энергетики в России приостановилось по финансовым и организационным причинам. Часть питаемых объектов гражданского и военного назначения ликвидировали.

Но поддержка установленных приборов по возможности не прекращалась. Для максимальной реализации заложенных в РИТЭГах ресурсов сотрудники НИИТФА выполняли работы по ремонту и модернизации существующих РИТЭГов, компоновке нескольких РИТЭГов на объектах, изготовлению и оснащению объектов более экономичными накопительными и преобразовательными устройствами. Эти усилия позволили продлить функционирование объектов более чем на десятилетие.

С 2001 по 2010 год НИИТФА участвовал в утилизации отработавших ресурс РИТЭГов. Откладывать утилизацию на лучшие времена было нельзя. Радионуклидные энергетические установки размеща-

лись в основном в зоне Арктики, на побережье и островах Северного Ледовитого океана от Новоземельских проливов (Карское море) на западе до побережья Берингова моря на востоке (бухта Провидения). В населенных пунктах и вблизи от них на трассах Севморпути РИТЭГи не размещались. Установки размещали автономно на открытом воздухе, постоянного технического обслуживания не требовалось. В «лихие девяностые» на Севере объявилось немало охотников за цветными металлами и радиоактивными препаратами. Это создавало угрозы как окружающей среде, так и здоровью самих «промысловиков». В 2003 году на Оленьей губе Кольского залива был обнаружен полностью разобранный РИТЭГ «Бета-М». Защита из обедненного урана была похищена, капсула с радиоактивным стронцием-90 найдена у берега на глубине около 3 м.



РИТЭГ на изотопе плутоний-238



РИТЭГ для кардиостимулятора



*Таблица 1*  
**Технические характеристики РИТЭГ на плутонии-238**

Параметр	Тип РИТЭГ (условный номер)			
	1	2	3	4
Выходная электрическая мощность в начале срока службы, Вт	0,02	2,9	12,0	9,0
Напряжение на nominalной нагрузке, В	3,0	3,5	3,5	3,5
Габаритные размеры, мм:				
— диаметр;	60	200	300	250
— высота.	70	234	300	255
Масса, кг	0,2	9	22	15
Срок службы, лет	50	10	50	25

*Таблица 2*  
**Технические характеристики РИТЭГ на стронции-90**

Параметр	Тип РИТЭГ			
	Граб	Гонг	Горн	Сеностав
Выходная электрическая мощность в начале срока службы, Вт	120	18	60	80
Габаритные размеры, мм:				
— диаметр (длина);	850	680	850	(920)
— высота;	990	945	1230	1450
— ширина.	—	—	—	760
Масса, кг	850	600	1050	1250
Срок службы, лет	10	10	10	10

В Ленинградской области был разграблен маяк с РИТЭГом, радиоактивный элемента которого обнаружили за 50 км на автобусной остановке в городе Кингисеппе. По меньшей мере три человека, укравшие радиоактивный стронций, погибли.

В 2002 году в районе села Лия Цаленджихского района Грузии местными жителями было найдено два РИТЭГа, которые были ими использованы как источники тепла для нагрева воды, а затем разобраны. В результате несколько человек получили высокие дозы облучения.

Нужно было срочно вывозить РИТЭГи с мест эксплуатации и разыскать потерянные и украденные. Затем приборы нужно было разобрать в специальных условиях с хорошей радиационной защитой, а радионуклидный блок отправить на ПО «Маяк» для длительного хранения. Большую роль в успешном завершении намеченных программ по очистке Севера от отработавших РИТЭов сыграла международная поддержка Норвегии, Франции. В итоге было утилизировано 550 РИТЭГов.

Несмотря на трудные времена последнего десятилетия прошлого века, уникальные знания и технологии производства РИТЭов коллективом НИИТФА

были сохранены. Сегодня богатейший опыт и передовые технологии позволяют Отделу радионуклидной энергетики быстро и качественно удовлетворить потребности заказчика в обеспечении питания его аппаратуры с помощью РИТЭГ в любых условиях — в далеком космосе, в Арктике, в океанских глубинах и в безводных пустынях.

Возрождение и развитие Северного морского пути, обеспечение безопасности и контроля над бескрайними просторами российской Арктики, изучение недр этого региона, в том числе на континентальном шельфе, могут вновь привлечь внимание к радиоизотопным энергетическим источникам, которые работают непрерывно в течение десятилетий, не требуя технического обслуживания и топлива. Флагман российской технической науки — НИИТФА — готов к квалифицированному обсуждению и научно-производственному сотрудничеству.

#### Справка

Радиоизотопные термогенераторы надежны в работе, имеют большой срок службы, компактны. Они успешно используются в качестве автономных источников энергии для разных устройств космического и наземного назначения. Удобными оказались радиоизотопные термогенераторы при освоении космического пространства, где необходимы источники энергии, которые долго и надежно функционируют в неблагоприятных условиях — при больших перегрузках, значительных перепадах температуры, в ионизирующем излучении большой мощности, в радиационных поясах, на поверхности других планет и их спутников.

В наземных РИТЭГах используются радиоактивные источники тепла, главным образом, на основе изотопа стронций-90 (РИТ-90). РИТ-90 — это закрытый источник излучения, в котором топливная композиция обычно в форме керамического титаната стронция-90 ( $\text{SrTiO}_3$ ) дважды герметизирована аргоно-дуговой сваркой в прочной капсуле. В некоторых РИТЭГах стронций используют в форме стронциевого боросиликатного стекла. Капсула защищена от внешних воздействий толстой оболочкой, сделанной из обедненного урана, нержавеющей стали, алюминия или свинца. Мощность дозы гамма-излучения РИТ-90 самого по себе, без металлической защиты достигает 400–800 Р/ч на расстоянии 0,5 м и 100–200 Р/ч — 1 м от РИТ-90. Для радионуклидных энергетических установок, обладающих высокой плотностью энерговыделения, в качестве топлива применяют плутоний-238.



# Конструктивное исполнение современных комплексных воздухоочистительных устройств для газоперекачивающих агрегатов

Н.К. Галанцев, ЗАО «Мультифильтр»

Для транспортировки природного газа по магистральным трубопроводам широко применяются газоперекачивающие агрегаты, состоящие из компрессора и газотурбинного двигателя. Комплексное воздухоочистительное устройство (КВОУ) входит в состав воздухозаборного тракта газотурбинного двигателя. КВОУ обеспечивает: очистку атмосферного воздуха от пыли; защиту от птиц и насекомых; влагоотделение; подогрев воздуха зимой; охлаждение воздуха летом; шумоглушение [1].

Сотрудники ЗАО «Мультифильтр» имеют опыт разработки и производства КВОУ различных компоновочных схем и конструктивного исполнения. ЗАО «Мультифильтр» создано в 2008 году на территории ОАО «ВНИИтрансмаш», основанного в 1949 году и в настоящее время являющегося ведущим научно-исследовательским, конструкторским, испытательным и производственным центром транспортного машиностроения. В 1990-е годы наши инженерно-технические специалисты по заказу участвовали в создании КВОУ для газоперекачивающего агрегата ГПА-16 «Нева» (заказчик — ОАО «Газпром», головной исполнитель — ОАО «Кировский завод», разработчик КВОУ — ОАО «ВНИИтрансмаш»). КВОУ выполнено по прогрессивной для своего времени схеме с многоступенчатой очисткой воздуха: первая ступень грубой очистки — мультициклоны с системой отсоса уловленной пыли вентиляторами, вторая ступень тонкой очистки — сменные карманные (рукавные) фильтры. Мультициклон разработан на основе прямоточного осевого циклона собственной конструкции ПКЦ-250 (название расшифровывается как «прямоточный комбинированный циклон диаметром 250 мм»), прошедшего этапы расчетного моделирования и экспериментальной отработки. При разработке КВОУ выполнен большой объем испытаний на специальном пылевом стенде для натурного моделирования и исследований элементов и систем пылеуловителей на расходах воздуха до 20 000 м<sup>3</sup>/ч, это позволяет методом инструментальных измерений заранее достоверно оценивать эффективность создаваемого КВОУ любой производительности.

В настоящее время применение циклонов в конструкции КВОУ по своим техническим характеристикам не может быть рекомендовано для новых разра-

боток, так как в последние десятилетия появились более совершенные технологии очистки воздуха. Более современные конструкции КВОУ создаются на базе статических и импульсных круглых (цилиндрических и/или конических) фильтрующих элементов тонкой очистки. Самыми же прогрессивными с точки зрения технико-экономических характеристик являются конструктивные исполнения с плоскими панельными (компактными) фильтрующими элементами [2].

Выбор рационального конструктивного исполнения КВОУ во многом определяется условиями эксплуатации. КВОУ могут быть статическими (при этом фильтрующие элементы не очищаются от уловленной пыли) или импульсными (в которых фильтры очищаются от пыли кратковременными обратными импульсами сжатого воздуха). Статические КВОУ более дешевые и их используют наиболее часто, импульсные — более дорогие и применяют при экстремальных почвенно-климатических условиях:

- в регионах с высокой пылевой нагрузкой;
- в регионах с низкой температурой при опасности забивания поверхности фильтров снегом и инеем.

Отдельно стоит отметить КВОУ морского применения, устанавливаемые на стационарных морских платформах на шельфе и на плавучих объектах. Стандарты для контроля воздушных фильтрующих элементов вентиляции общепромышленного исполнения EN779 и EN1822 не оговаривают воздействие брызг соленой морской воды и/или продуктов неполного сгорания углеводородов (сажа/копоть), которое в обязательном порядке следует учитывать для работающих в морских условиях фильтров. Поэтому изготовители фильтров для КВОУ морского применения создают специальные испытательные стенды для имитации морских условий эксплуатации. Фильтрующие элементы для морского применения имеют оригинальную конструкцию, а компоновка КВОУ может быть выполнена по низкоскоростной или высокоскоростной схемам фильтрации [3].

Статическое КВОУ (рис. 1) содержит: воздухозаборные козырьки, влагоотделители, ступень предварительной фильтрации, ступень фильтров тонкой очистки; ступень (высоко)эффективных (Н)ЕРА фильтров.



Рис. 1. Статическое КВОУ компании AAF

Ступень предварительной фильтрации состоит из фильтров класса G4 (EN 779:2002) и применяется для уменьшения пылевой нагрузки на фильтры тонкой очистки F7-F9 (EN 779:2002). Фильтры тонкой очистки конструктивно могут быть выполнены в виде круглых картриджей (*рис. 2*) или в виде компактных элементов (*рис. 3*). Фильтры тонкой очистки могут быть статическими или импульсными.

Ступень высокоэффективных (H)EPA фильтров класса E10, E12, H14 (EN1822:2009) создает более благоприятные условия работы турбины, это решение увеличивает срок службы между остановками газовой турбины и уменьшает стоимость затрат на единицу мощности газотурбинного агрегата. Решение о необходимости применения (H)EPA фильтров принимает изготовитель газовых турбин. В последние годы многие зарубежные производители турбин предлагают фильтрацию (H)EPA как опцию для всех новых проектов, а также для модернизации существующих

КВОУ. В России КВОУ со ступенью высокоэффективных (H)EPA фильтров пока не нашли широкого применения.

В 2009–2014 годах «Мультифильтр» разработал ряд воздухоочистительных установок на основе круглых картриджных фильтрующих элементов компании Donaldson, которая является всемирным лидером в области фильтрации и на протяжении многих лет лидирует в объеме мировых поставок фильтровальных систем и комплектующих. Опираясь на обширный научно-исследовательский потенциал и развитую производственную базу, Donaldson разрабатывает новые технологии и системы фильтрации.

КВОУ с вертикальными круглыми картриджами занимают большие площади, но условия импульсной очистки фильтрующих элементов в таких конструкциях являются наилучшими. На *рис. 4* показано КВОУ, разработанное «Мультифильтром» на расход воздуха 80 000 м<sup>3</sup>/ч с фильтрующими элементами



Рис. 2. Картриджные фильтры компании ААФ

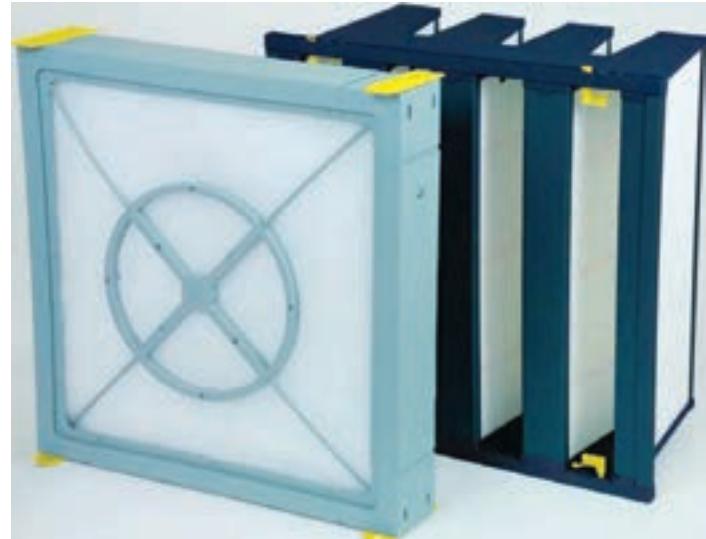


Рис. 3. Панельный фильтр (степень предварительной фильтрации) и компактный фильтр (степень тонкой фильтрации) компании ААФ

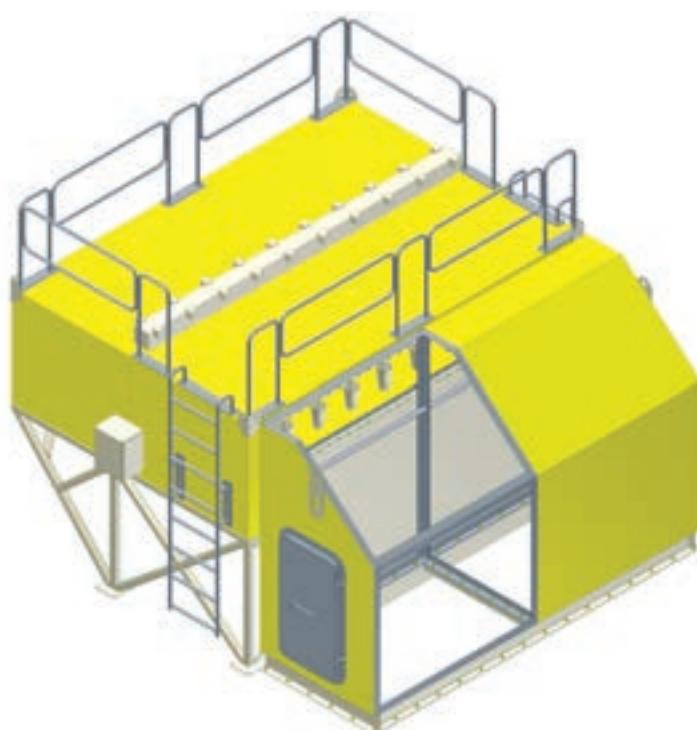


Рис. 4. Импульсное КВОУ компании Мультифильтр, применены вертикальные картриджи Donaldson TTD.

Donaldson TTD. Фильтрующие модули Donaldson TTD имеют вертикальные картриджи. Замена картриджей производится снизу. Пылесборника нет, уловленная пыль сбрасывается вниз. Блок управления выполнен на основе контроллера и позволяет вручную устанавливать режимы работы. Конструкции с вертикальными картриджами отличаются простотой, т.к. специальный пылесборник не требуется. Уловленная

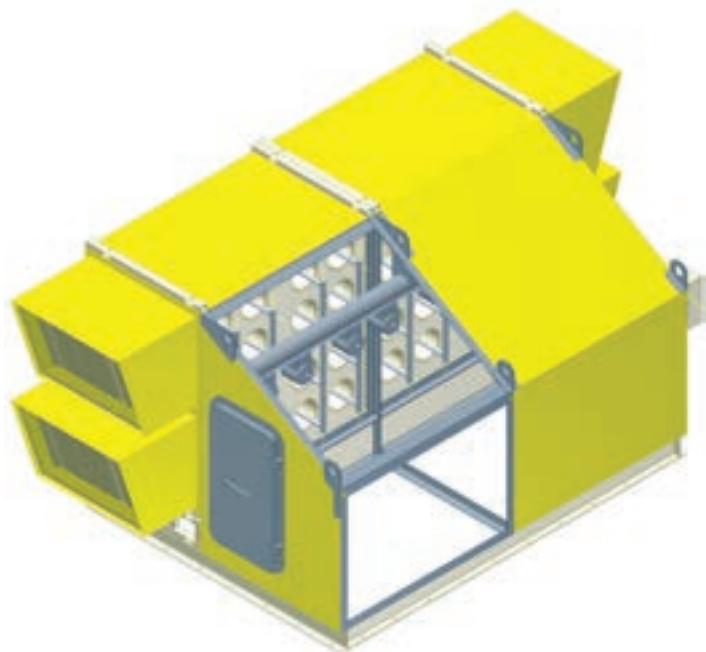


Рис. 5. Импульсное КВОУ компании Мультифильтр, применены горизонтальные картриджи Donaldson GDX

пыль при импульсной очистке фильтроэлемента сбрасывается непосредственно вниз, откуда большей частью уносится ветром и атмосферными осадками. Недостатком конструкции являются относительно большие габаритные размеры и занимаемые площади. Более компактные решения удается получить при использовании горизонтальных картриджей.

Горизонтальное расположение круглых картриджей позволяет создавать более компактные КВОУ, но условия по очистке картриджей хуже: пыль с верхних рядов картриджей стряхивается на нижние ряды.

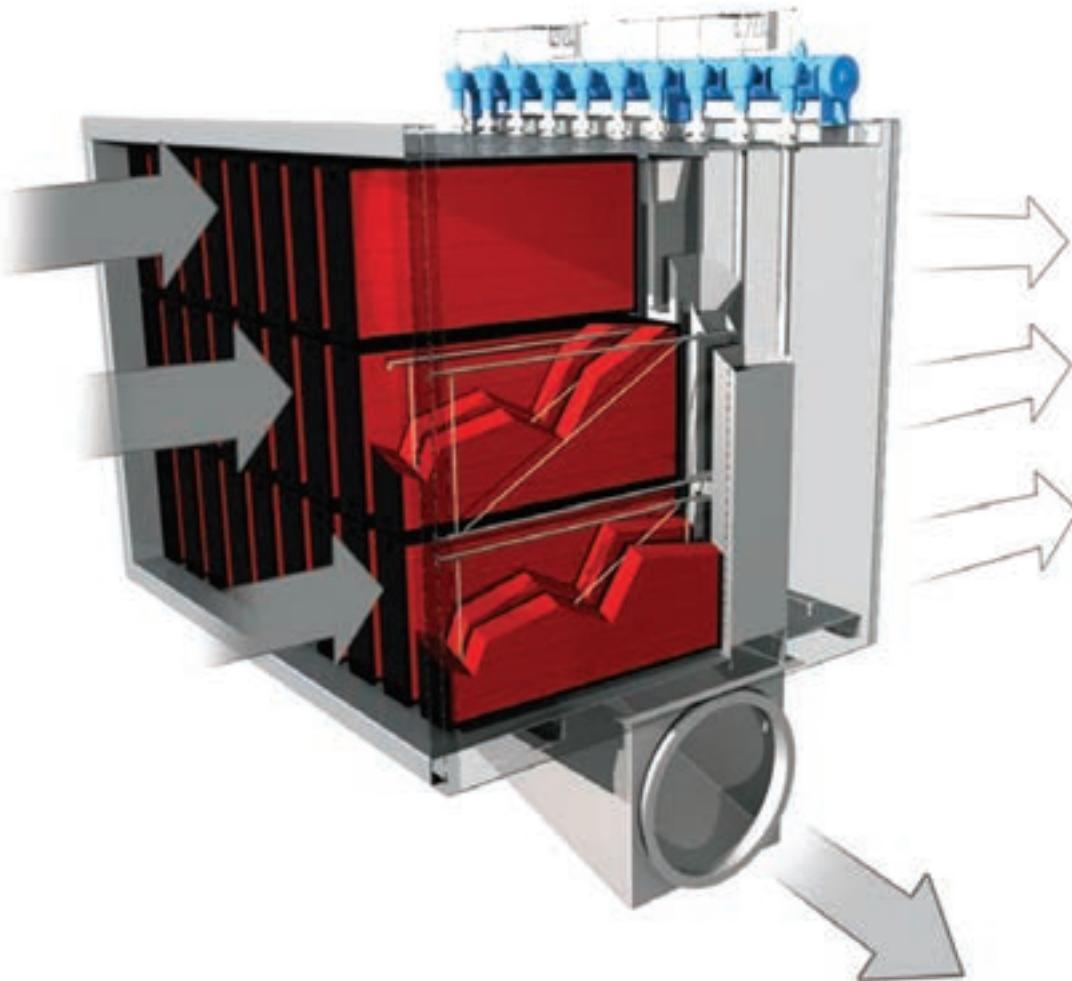


Рис. 6. Импульсное КВОУ с фильтрующими панельными элементами AAF ASC

На рис. 5 показано КВОУ, разработанное «Мультифильтром» на расход воздуха 80 000 м<sup>3</sup>/ч с фильтрующими элементами Donaldson GDX с горизонтальными картриджами. Импульсное КВОУ выполнено по схеме одноступенчатой фильтрации. Атмосферный воздух поступает через всепогодные воздухозаборные козырьки, служащие для защиты фильтрующих элементов от воздействия дождя и снега. Пары фильтрующих элементов конусообразной и цилиндрической формы установлены горизонтальными рядами. Конусообразная форма картриджа хотя и является менее технологичной, но по сравнению с цилиндрическим картриджем позволяет несколько увеличить площадь фильтрации в заданном внутреннем объеме корпуса устройства и получить более благоприятную аэродинамическую схему взаимодействия фильтра с очищаемым воздухом с пылью. Когда перепад давления на фильтре достигает определенного установленного значения, датчики приводят в действие механизм очистки и через форсунки подается мощный импульс сжатого воздуха, который «стригает» с поверхности фильтров большую часть скопившейся там пыли. Оператор может вручную установить значение срабатывания этого механизма в зависимости от конкретных условий. Предлагаемый класс очистки: F7-F9. Уловленная пыль сбрасывается в пылесборник и удаляется вентиляторной системой отсоса.

Фильтрующие элементы для систем с импульсной продувкой конструктивно могут быть выполнены не только в виде круглых картриджей, но также и в форме плоских панелей. Компания AAF International (American Air Filter), которая производит широкую гамму фильтров для очистки воздуха и занимает лидирующее место в мире по ежегодному объему продаж фильтровального оборудования, выпускает КВОУ с импульсной системой очистки на основе самоочищающихся плоских панельных фильтрующих элементов.

На рис. 6 показан общий вид КВОУ с импульсной системой очистки на основе плоских панельных фильтрующих элементов AAF ASC. Панельные фильтрующие элементы могут быть выполнены по классам очистки F7-F9. Атмосферный воздух проходит



дит через панельные фильтры и очищается от пыли. В конструкции сочетаются принципы инерционной сепарации и сухой фильтрации. Наиболее крупные частицы пыли за счет инерции пролетают мимо фильтрующих панелей и попадают в расположенные за фильтрами вертикальные каналы, этим снижается пылевая нагрузка на фильтрующий материал (до 90 и более процентов по массе во время песчаных бурь). Часть забираемого воздуха (обычно 7–10% от общего объема) не проходит через панели, а вместе с пылью попадает непосредственно в вертикальные каналы и с помощью вентиляторной системой пылеудаления возвращается обратно в атмосферу вдали от зоны воздухозабора. При импульсной продувке панели пыль удаляется с поверхности фильтра и уносится проходящим потоком воздуха. Общее количество пыли в атмосферном воздухе не увеличивается, наблюдается лишь незначительное повышение концентрации пыли в зоне выброса. Дополнительная очистка

воздуха, удаляемого вентилятором отсоса, не требуется.

КВОУ с плоскими панелями получается более компактным (примерно на 25%) по сравнению с системами на основе круглых картриджей. Импульсная очистка осуществляется в автоматическом режиме либо по перепаду давления на фильтре, либо по установленному интервалу времени, а также может проводиться оператором в ручном режиме. Система управления обеспечивает подачу аварийного сигнала при большом перепаде давления на фильтре и при малом давлении в магистрали сжатого воздуха.

Импульсное КВОУ на основе самоочищающихся плоских фильтрующих панелей типа ASC компании AAF не требует применения антиобледенительной системы для защиты фильтров от обмерзания и предохранительного перепускного (байпасного) клапана для защиты от недопустимо большого перепада давления на фильтре. За счет применения фильтров типа ASC ком-



Рис. 7. Импульсное КВОУ с самоочищающимися фильтрами ASC компании AAF для газовой турбины Trent60 мощностью 50 МВт компании Rolls Royce. Компрессорная станция «Портовая» магистрального газопровода «Северный Поток»



пании AAF это КВОУ получается более надежным и требует меньшего обслуживания. С учетом более длительного срока эксплуатации фильтров импульсные AAF ASC в условиях РФ могут быть рациональной заменой обычным статическим системам (рис. 7).

В статье описываются современные конструкции КВОУ для газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций, подобные решения применяются также на КВОУ для высокотехнологичных энергетических установок, для компрессорных станций металлургических предприятий, для систем промышленной вентиляции.

### Выводы и рекомендации

1. Выбор рационального конструктивного исполнения КВОУ определяется почвенно-климатическими условиями в месте установки. По конструктивному исполнению фильтрующих элементов КВОУ можно разделить на статические и импульсные. Наиболее распространены статические КВОУ, они имеют более высокие технико-экономические показатели для большинства условий эксплуатации. Более дорогостоящие импульсные системы применяются:
  - в регионах с высокой пылевой нагрузкой;
  - в регионах с низкой температурой, когда возможно забивание поверхности фильтрующих элементов снегом и инеем.
2. Современные технологии фильтрации компании AAF с использованием импульсных плоских фильтров типа ASC позволяют создавать КВОУ более простой конструкции: без антиобледительной системы и байпасного клапана. Такие КВОУ имеют повышенную надежность и требуют меньшего обслуживания, что делает возможным их применение в большинстве регионах РФ в качестве рациональной альтернативы КВОУ со статическими фильтрами.
3. Инженерная компания ЗАО «Мультифильтр» имеет опыт разработки и создания КВОУ различных компоновочных схем и конструктивного исполнения. Опираясь на собственный опыт и в тесном сотрудничестве со своими зарубежными партнерами мы предлагаем заказчикам разработку, производство и/или поставку КВОУ для эксплуатации в любых природно-климатических зонах Российской Федерации и ближнего зарубежья с использованием современных высокоэффективных технологий в области фильтрации воздуха:
  - статические КВОУ;
  - импульсные КВОУ;
  - статические и импульсные КВОУ со ступенью (Н)ЕРА-фильтров;
  - КВОУ морского применения;
  - решения по модернизации существующих КВОУ.

### Список литературы:

1. Галанцев Н.К. Комплексные воздухоочистительные устройства (КВОУ) для газоперекачивающих агрегатов // Сборник докладов и каталог 5-й нефтегазовой конференции «Экобезопасность-2014». 22 апреля 2014 года. М. — С. 11–15.
2. Галанцев Н.К. Конструкции КВОУ для газотурбинных установок на примере разработок компаний «AAF» и «Мультифильтр» // Тезисы докладов LX научно-технической сессии по проблемам газовых турбин и парогазовых установок «Научно-технические проблемы проектирования и эксплуатации наземных объектов с газотурбинными и парогазовыми установками». 24–26 сентября 2013 года. Казань. — С. 72–78.
3. Галанцев Н.К. Разработка комплексных воздухоочистительных устройств (КВОУ) для морского применения на основе воздушных фильтров и технологий AAF International. // Труды 11-й Международной конференции и выставки по освоению ресурсов нефти и газа Российской Арктики и континентального шельфа стран СНГ (RAO / CIS Offshore 2013). 10–13 сентября 2013 года. Санкт-Петербург. — С. 172–175.



# Роль среднеазиатского газа в формировании газовых рынков Евразии

УДК 339.5:553.9(4+5)::(574/575)

**С.П. Попов**, ведущий научный сотрудник, исполнительный директор Международного исследовательского центра «Энергетическая инфраструктура в Азии», отдел комплексных и региональных проблем энергетики Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

**Б.Г. Санеев**, доктор технических наук, профессор, заслуженный деятель науки РФ, заместитель директора Института систем энергетики им. Л.А. Мелентьева СО РАН

**Аннотация.** Рассмотрены прогнозы и неопределенность развития основных потребителей газа до 2030–2040 годов с выделением Китая, Индии и Японии. Кратко охарактеризованы особенности газового рынка Китая как наиболее крупного импортера в Евразии на рассмотренную перспективу. Дано оценка конкурентоспособности среднеазиатского газа на рынках Европы, Восточной Азии, и Индо-станского субконтинента среди перспективных мировых экспортёров газа. Приведены основные природные, технические, и экономические факторы, которые окажут существенное влияние на формирование институциональной инфраструктуры среднеазиатского газового рынка, включая его экспорт. Предлагаются меры по решению политических аспектов формирования энергетических рынков методами многостороннего и двустороннего сотрудничества заинтересованных сил в регионе и вовне его.

**Ключевые слова:** Конкурентоспособность, Евразия, газовые рынки, Средняя Азия, экспорт газа.

## Central Asian gas and Eurasia gas market's formation

**S.P. Popov**, leading researcher, Director od the International Research Center «Energy Infrastructure in Asia», Department of regional and complex energy problems, Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

**B.G. Saneev**, professor, Honorary Scientist of the Russian Federation, Deputy Director of the Energy Systems Institute, Siberian Branch of the Russian Academy of Sciences

**Abstract.** The uncertainty of gas consumption and imports for China, India and Japan gas markets in 15 to 25 years perspective is considered. The China gas market features, as the largest single importer in Eurasia for the perspective considered, are briefly described. The evaluation of the competitiveness of Central Asian gas exporters in Europe, East Asia, and Indian subcontinent is done. Measures are proposed to address non-economic issues of an Central Asia gas market formation by means of multilateral and bilateral cooperation of actors involved, both from within the region and outside of it.

**Key words:** Competitiveness, Eurasia, markets, Central Asia, gas exports.



### Обзор прогнозов перспективных газовых рынков

Из трех мировых газовых рынков два расположены

на противоположных краях Евразии, а газодобывающие страны Центральной, бывшей Средней Азии, по определению практически равнодалены от них. В 2013 году страны Западной, Центральной и Восточной Европы импортировали 299 млрд м<sup>3</sup> газа, а 8 экономик Восточной Азии (включающие «негазовые» Монголию и КНДР) — 242 млрд м<sup>3</sup> [1]. При этом структура поставок определена в первую очередь

природно-географическими факторами и имеет существенные различия — на западе Евразии основная часть импорта — это сетевой газ из прилегающих регионов — 73%, в то время как в Восточной Азии СПГ занимает 91%. В Южной Азии (от Пакистана до Бирмы включительно) в настоящее время лишь Индия импортирует 18 млрд м<sup>3</sup> газа в виде СПГ.

Прогнозы потребления на предстоящие 15–25 лет однозначно указывают на существенный рост потребности в газе как технологичном и экологичном энергоносителе, в первую очередь на рынках Восточной и Южной Азии. В мире на регулярной основе рядом организаций выполняются работы по долгосрочному прогнозированию энергопотребления. Они сопровождаются широким паблисити и применяются политиками, экспертами, бизнесом и негосударственными организациями в качестве опорных сценариев будущего развития. Основными можно считать прогнозы



Международного энергетического агентства при ОЭСР (МЭА) [2], Администрации по энергетической информации при Министерстве энергетики США (АЭИ) [3], Международного института прикладного системного анализа (NASA) [4]. В последние годы к ним присоединились Институт экономики энергетики Японии (ИЭЭЯ) [5], концентрирующийся на Азиатском регионе, и Институт энергетических исследований РАН (ИнЭИ) [6] с ежегодным прогнозом мировой энергетики и расширенным разделом по России. Относительно недавно крупные нефтегазовые компании также начали предоставлять в открытом доступе не только сценарные предпосылки своих долгосрочных внутрикорпоративных исследований рынков, но и некоторые числовые характеристики прогнозов [7, 8].

Текущий мировой финансовый кризис вносит коррективы в видение экспертным сообществом будущих рынков газа. Так, Мировое энергетическое агентство в июне 2014 года снизило свои прошлогодние прогнозы потребности в газе на 5 лет вперед [9]: для Европы — на 5%, для бывшего СССР и стран Восточной Европы — на 4%, для Китая — на 2%, для Северной Америки — на 1%. В то же время для Ближнего Востока прогноз скорректирован в сторону повышения на 5%. Неудивительно, что чем дальше отодвигается горизонт прогнозирования, тем большая разность прогнозов обнаруживается, несмотря на примерно схожие общие наборы представлений модельеров о будущем, включающие темпы экономического развития и повышения эффективности использования энергоносителей, численности населения, базы доказанных и предполагаемых запасов, изменений цен на энергоресурсы, стоимости создания элементов производственной инфраструктуры и т.п.

Таблица 1

**Основные макроэкономические предположения**

Прогноз	Китай	Индия	Япония	ОЭСР Европа	ОЭСР Америка
<b>СРЕДНЕГОДОВЫЕ ТЕМПЫ РОСТА НАСЕЛЕНИЯ</b>					
МЭА	0,2	0,9	-0,3	0,3	0,8
АЭИ МЭ США	0,05	1,0	-0,4	0,3	0,8
ИЭЭЯ	0,2	0,9			
ИНЭИ РАН			-0,4	0,2	0,7
АПЕРК	0,15		-0,4		
АПЕРК «high gas»	0,15		-0,4		
<b>СРЕДНЕГОДОВЫЕ ТЕМПЫ РОСТА ВВП ППС</b>					
МЭА	5,7	6,3	1,2	1,7	2,5
АЭИ МЭ США	5,7	6,1	0,6	1,7	2,6
ИЭЭЯ	5,2	6,1	1,4		2,3 (США)
ИНЭИ РАН	5,7	5,3		1,7	2,3
АПЕРК	6,6		0,7		
АПЕРК «high gas»	6,6		0,7		

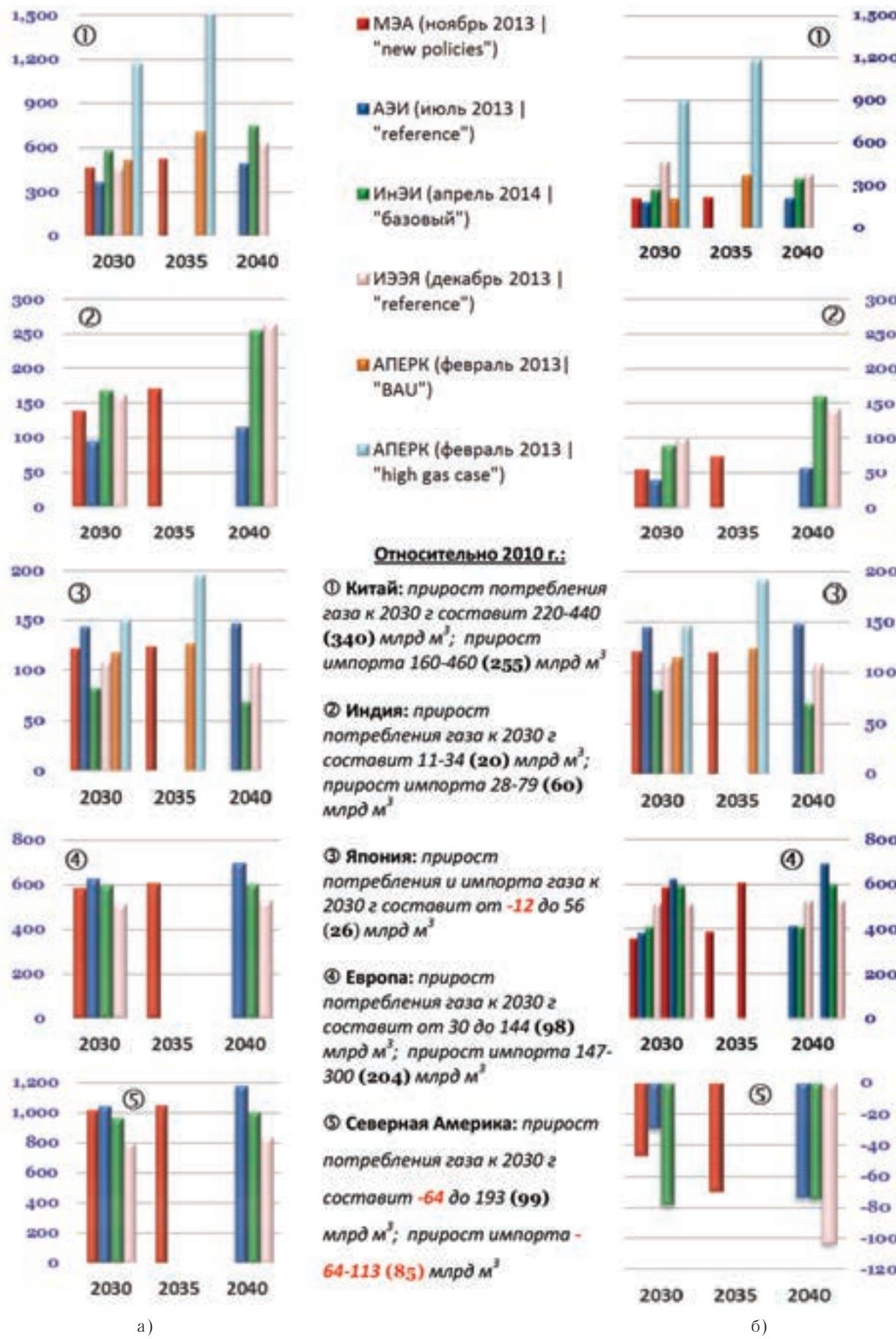
Для демонстрации близости исходных предположений, которыми руководствуются основные «think tank» в области долгосрочных энергетических прогнозов, и которые тем не менее приводят к столь существенным различиям в оценках газового рынка, в табл. 1 и 2 для основных экономик и/или регионов мира приведены использованные при построении соответствующих прогнозов предположения. Как правило, основной набор таких базовых предположений включает среднегодовые темпы изменения численности населения, валового внутреннего продукта (численного не по обменному курсу валют, а на основе их паритета покупательной способности — ВВП по ППС), а также цены на нефть и газ.

На рис. 1 для основных газовых рынков, которые наиболее интересны для экспортеров из России и стран Центральной Азии, приведены прогнозы прироста потребности в газе и изменения нетто-импорта на период до 2030–2040 годов.

Представляется, что наиболее перспективными потребителями среднеазиатского газа могут быть Китай, Индия и Пакистан, а также объединенный Европейский рынок. Североамериканский рынок интересен своим возможным влиянием на институты ценообразования газа, а также тем, что в экспертном сообществе уже сложился устойчивый консенсус о превращении этого рынка в один из крупных мировых экспортных центров. В то же время не далее как в 2008 году самим Министерством энергетики этой страны (в лице АЭИ) объем импорта газа в США к 2030 году оценивался на уровне 115 млрд м<sup>3</sup>.

Таблица 2  
**Ценовые предположения**

Прогноз	Единица измерения	2040 год	2040 год	2040 год
<b>ЦЕНЫ НА НЕФТЬ</b>				
МЭА	долл. 2012/барр.	121	128	
АЭИ МЭ США	долл. 2010/барр. (брент)	130	14	163
ИЭЭЯ	долл. 2012/барр.	122		127
ИНЭИ РАН	долл. 2011/барр.	106	109	111
АПЕРК	долл. 2011/барр.	120	126	
АПЕРК «high gas»	долл. 2011/барр.			
<b>ЦЕНЫ НА ГАЗ</b>				
МЭА:	Европа	долл. 2012/млн БТЕ	12,5	13
	США		6	7
	Япония		14	15
АЭИ МЭ США	долл. 2010/млн БТЕ	5,2	6,3	7,8
ИЭЭЯ	долл. 2012/млн БТЕ	14		14,4
ИНЭИ РАН:	Европа	долл. 2010/млн БТЕ	10,8	11,3
	США		7,2	7,5
	Япония		12	13
	Китай		12	13

Рис. 1. Прогнозы потребности и нетто-импорта газа, млрд  $\text{м}^3$ : а) потребность в природном газе; б) нетто-импорт газа



Указанные прогнозы выполнены в последние два года рядом исследовательских организаций — МЭА, АЭИ, ИЭЭЯ, ИнЭИ и Энергетическим исследовательским центром АТЭС (АПЕРК) [2, 3, 5, 6, 10]. Дополнительно показана разница т.н. базового сценария и сценария с широким вовлечением газа нетрадиционных ресурсов («high gas», «высокого газопотребления»), разработанные АПЕРК [11]. К расчетам приростов импорта газа необходимо прибавлять объемы текущих контрактов, которые закончатся к 2030 году и не смогут быть продлены либо вследствие истощения базовых месторождений, либо роста собственной потребности стран-экспортеров, либо их переориентации на другие рынки.

Наибольшая неопределенность характеризует прогнозы для рынков Китая и Индии. Так, прогнозы АПЕРК составляют невероятный диапазон роста потребности для 2035 года между базовым сценарием и сценарием так называемого «высокого газопотребления» — от 600 до фантастических 1470 млрд м<sup>3</sup>. Соответствующий этому прогнозу прирост импорта в Китай также невероятен — от 360 до 780 млрд м<sup>3</sup>. В то же время авторитетные прогнозы от МЭА, АЭИ, ИЭЭЯ и ИнЭИ прогнозируют рост импорта Китая к 2030–2040 годам в диапазоне 164–245 млрд м<sup>3</sup> (средняя величина по всему множеству известных прогнозов 190 млрд м<sup>3</sup>). Для Индии и стран ОЭСР Европы возможные приrostы объемов импорта составляют соответственно 2 млрд м<sup>3</sup> и 140 млрд м<sup>3</sup>. Для Японии в период подготовка рассматриваемых прогнозов (2012–2013 годы) характерна существенно большая, чем обычно, неопределенность используемых предпосылок вследствие последствий катастрофы на АЭС Фукусима. Данная особенность обусловила разброс прогнозов от снижения импорта на 16–30 млрд м<sup>3</sup> до его роста по сравнению с «дофукусимским» на 4–51 млрд м<sup>3</sup>. Для Северной Америки предполагается снижение импорта, на 57–98 млрд м<sup>3</sup>, т.е. фактически переход от незначительного импорта (10,7 млрд м<sup>3</sup> в 2013 году) к общему нетто-экспорту СПГ в Азию, Европу и Латинскую Америку через 20 лет в объеме нескольких десятков млрд куб. м.

Основными источниками роста добычи газа за предстоящий 26-летний период должны являться страны Ближнего Востока — прирост на 430 млрд м<sup>3</sup>, Россия — 400 млрд м<sup>3</sup>, страны Африки — 350 млрд м<sup>3</sup>, Китай — 300 млрд м<sup>3</sup>, США — 200 млрд м<sup>3</sup> и Австралия — 100 млрд м<sup>3</sup>. Согласно прогнозу ИНЭИ РАН, эти производители должны обеспечить 87% прироста мировой добычи газа к 2040 году.

Поскольку наибольшее развитие в предстоящие десятилетия должен получить китайский рынок газа — в части стремительного роста потребления, развития транспортной инфраструктуры, в том числе по импорту сетевого и сжиженного газа, а также добывчи из нетрадиционных ресурсов, то необходимо кратко охарактеризовать его особенности.

## Региональные особенности газового рынка Китая

На рис. 2 показано, что в 2010 г. потребление газа на тепловых станциях и котельными в Китае составил всего 1,9% от всего объема потребляемого ими котельно-печного топлива. Это очень низкая величина, которая в силу многочисленных факторов, в первую очередь экологических, а также требований энергетической безопасности, будет расти. Уже сейчас видно, что в восточных, наиболее экономически развитых и плотно заселенных провинциях страны общий уровень применения газа существенно выше среднего по стране, а в Пекине и на курортном острове Хайнань достигает четверти. Выше среднего доля потребления газа в ряде западных газодобывающих провинций. В дополнение к этому, через западные и центральные регионы страны проходят основные импортные газопроводы (рис. 3).

Общая потребность Китая в газе через 15 лет оценивается в 580–750 млрд м<sup>3</sup>, половина из которых будет приходится на Восточный регион (прибрежные высокоразвитые провинции). Общий объем импорта может составить 280–330 млрд м<sup>3</sup>, при этом трубопроводный газ из Средней Азии, России, Бирмы и возможно Ирана может обеспечивать более половины от всего объема импорта. Импорт только Китая уже через полтора десятилетия по объему может сравняться с газовым рынком всей Европы, но при

Источник: [12].

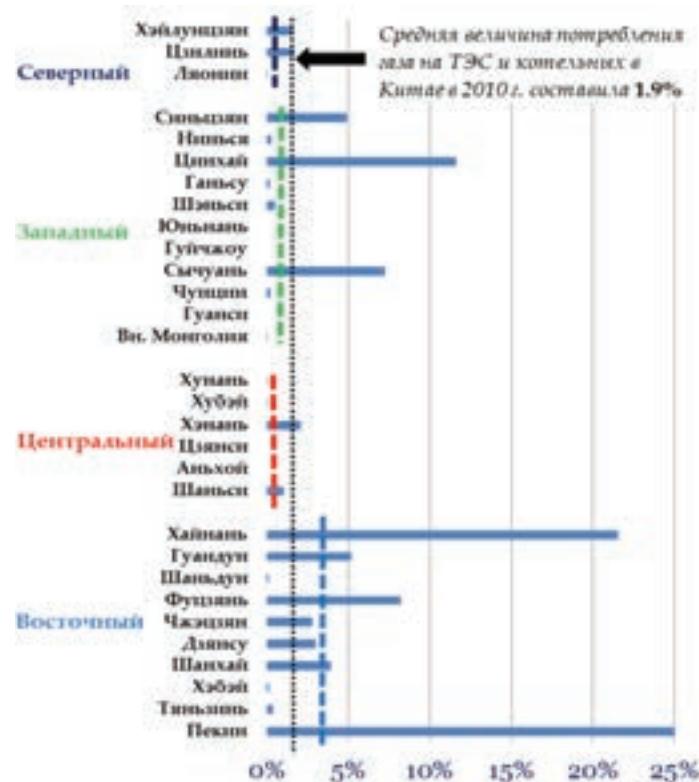


Рис. 2. Доля газа в потреблении топлива электростанциями и котельными в Китае, 2010 год

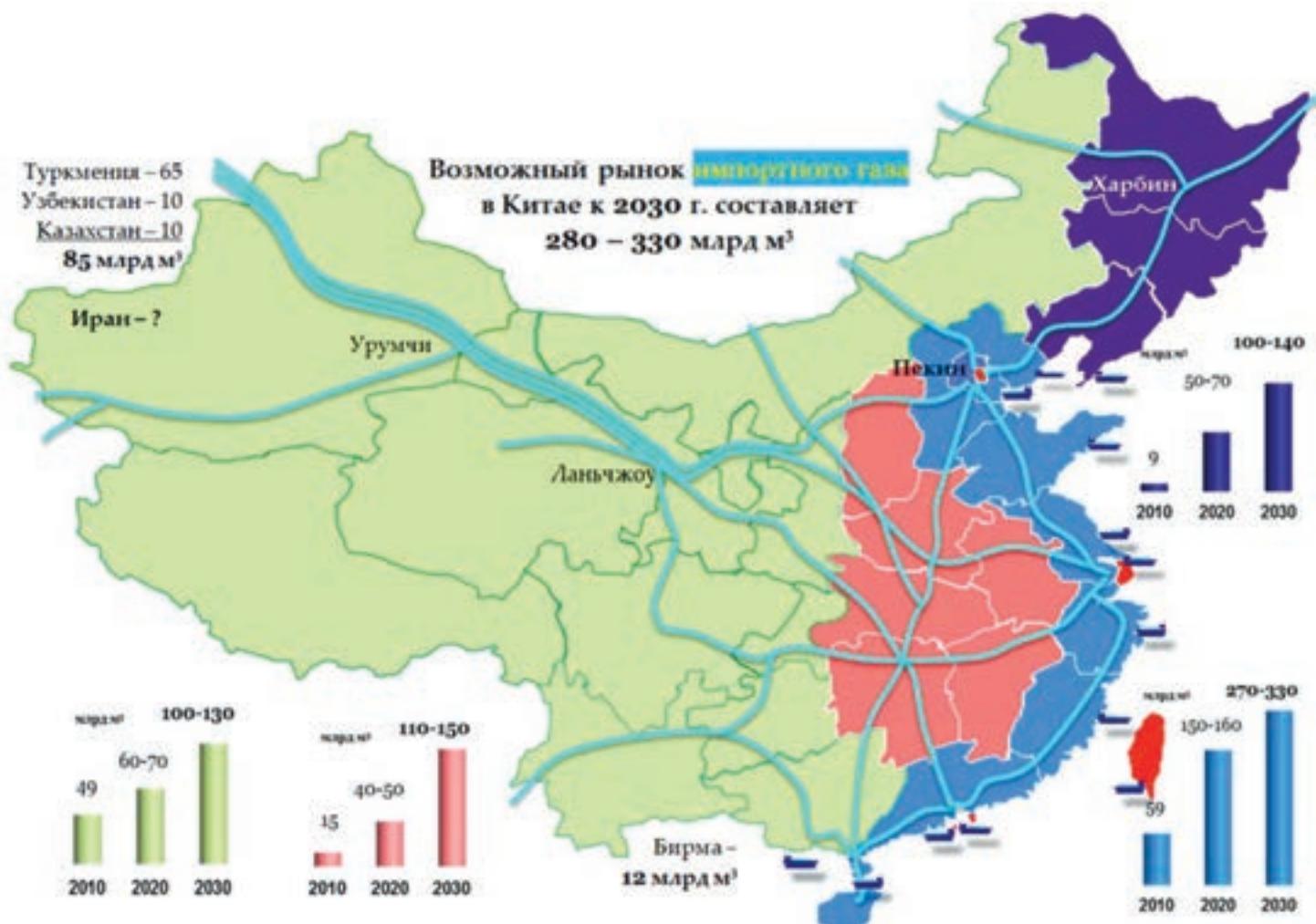


Рис. 3. Оценка региональных рынков газа и формирование национальной газотранспортной инфраструктуры в Китае к 2030 году

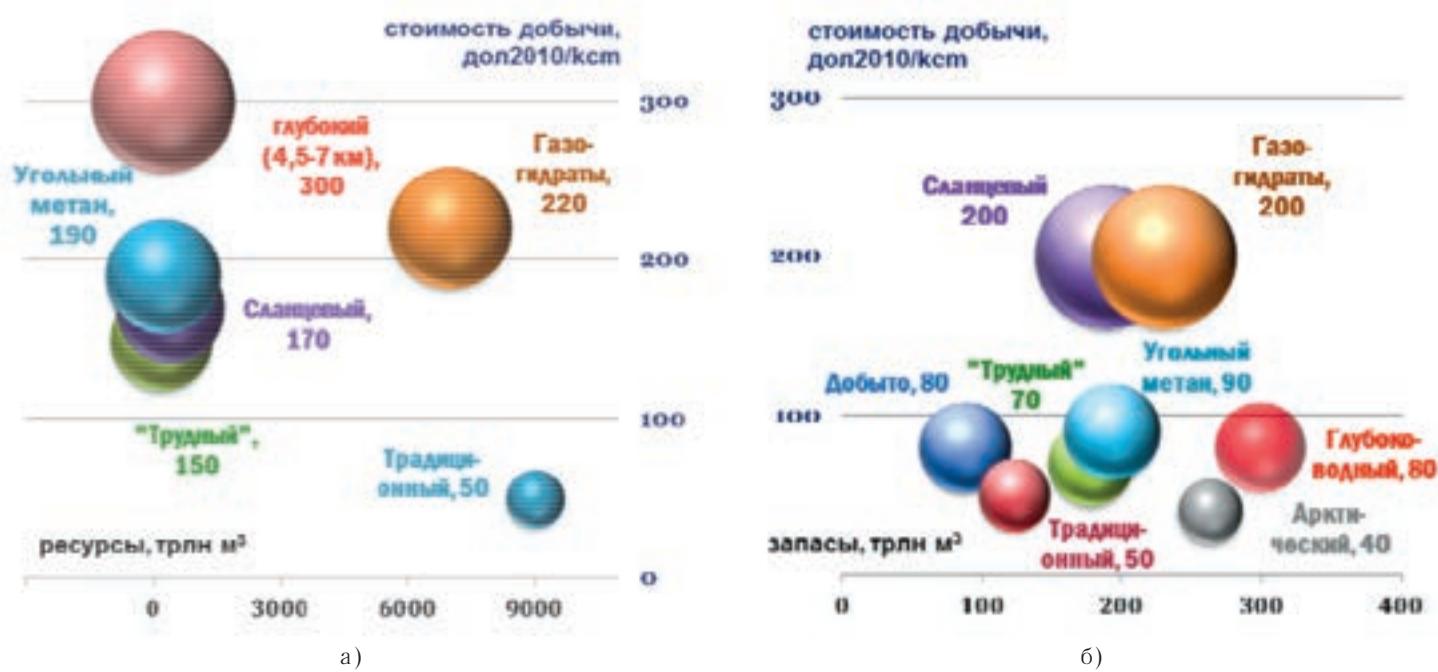


Рис. 4. Оценка мировых ресурсов и запасов природного газа: а) ресурсы газа [16]; б) запасы газа [17]



этом суммарные потребности других экономик региона — Японии, Кореи, Тайваня также возрастут.

Наряду с развитием технологической инфраструктуры газоснабжения в регионе Восточной Азии будут формироваться новые и развивающиеся существующие институты двух- и многостороннего сотрудничества, в первую очередь в инвестиционной сфере, регулирования рынков, совместных исследовательских и образовательных проектов [13–15].

Отличительной чертой наступающего периода формирования мирового газового рынка является начало широкомасштабного освоения так называемых «нетрадиционных» ресурсов газа (*рис. 4*). Наряду с наличием таких ресурсов их добыча требует существенного роста уровня цен на газ и затрат на производственную инфраструктуру. Решения, принимаемые в газовой отрасли, оказывают влияние на десятилетия вперед, а созданные технологические мощности и рыночные институты — на принятие решений по конкурирующим проектам. В связи с этим основным вопросом инвесторов при прогнозировании на длительную перспективу является оценка конкурентоспособности проектов на различных рынках. Такая оценка выполнена для среднеазиатского газа на рынках Китая, южной Азии и Европы.

### Оценка конкурентоспособности на газовых рынках Китая, Южной Азии и Европы

Для оценки конкурентоспособности разработана избыточная схема инфраструктуры транспортировки газа для обеспечения перспективной потребности пяти условных центров газопотребления Евразии.

Два из них находятся в центре Европы, два на Индостанском субконтиненте, и один — в центре Центрального региона Китая. Центры потребления соединяются с возможными источниками несколькими возможными маршрутами транспортировки газа, которые могут сочетать трубопроводный и морской транспорт посредством конвертации газа в СПГ. Конкурентоспособность поставщиков определяется исходя из заданной для данного центра потребления цены импортируемого газа. Далее методом нетбэк для всех рассматриваемых маршрутов рассчитываются цены на газ — отпускные для месторождений России и Средней Азии, и цен на входе заводов по производству СПГ для остальных экспортеров (кроме сахалинских и канадских — для них указывается цена на входе в питающие заводы СПГ трубопроводы).

Для трубопроводного газа учитывается покупательский бонус (премия) в 5–10% от цены СПГ в порту разгрузки (по сути цены формируемого мирового рынка газа). Данная премия предназначена для стимуляции потребителей к заключению длительных контрактов с целью компенсации фактора имmobильности трубопроводной инфраструктуры по сравнению с морским транспортом газа. Полученные значения конкурентных цен ранжируются по уменьшению, и результаты представляются в виде таблиц или графиков, на которых для каждого пункта потребления показаны источники газа и маршруты его транспортировки. В *табл. 3–7* представлены результаты выполненных оценок конкурентоспособности среднеазиатского газа по сравнению с другими возможными поставщиками газа на региональные рынки Евразии.



a)



b)

**Рис. 5.** Оценка конкурентоспособности среднеазиатского газа на рынках Евразии: а) основная часть расчетной схемы газотранспортной инфраструктуры Евразии; б) схема определения конкурентных цен методом «нетбэк» на примере Сеула, Конькинского и канадского (центр провинции Альберта) месторождений



Таблица 3

**Оценка конкурентоспособности поставщиков газа для условного центра потребления на Европейском рынке Евразии (Берлин), цена у потребителя 430 долл./1000 м<sup>3</sup>**

Источник газа: маршрут	Цена источника
<b>Запад Казахстана:</b> через Россию и Восточную Европу	340
Ямал: СПГ + Роттердам—Берлин	338
Западная Африка: СПГ + Роттердам—Берлин	333
Иран: СПГ + Роттердам—Берлин	328
Персидский залив: СПГ + Роттердам—Берлин	327
Восточная Африка: СПГ + Роттердам—Берлин	326
Юго-Восточная Азия: СПГ + Роттердам—Берлин	319
Мексиканский залив: СПГ + Роттердам—Берлин	319
Океания: СПГ + Роттердам—Берлин	318
Персидский залив: через Ближний Восток и Восточную Европу	317
Иран: через Турцию и Восточную Европу	294
<b>Юго-Восток Туркмении:</b> через Узбекистан, Казахстан, Россию и Восточную Европу	291
Ямал: через Россию и Восточную Европу	290
Сахалин: по Сахалину + СПГ + Роттердам—Берлин	287
<b>Юго-Восток Туркмении:</b> через Афганистан и Пакистан + СПГ (Гвадар) + Роттердам—Берлин	287
<b>Юго-Запад Узбекистана:</b> через Казахстан, Россию и Восточную Европу	275
Персидский залив: через Ближний Восток +СПГ(Джейхан) + Роттердам-Берлин	272
Британская Колумбия: СПГ + Роттердам-Берлин	268
<b>Юго-Запад Узбекистана:</b> через Туркмению, Афганистан и Пакистан + СПГ (Гвадар) + Роттердам—Берлин	262
Восточная Сибирь: Ковыкта—Чаянда—Хабаровск + СПГ (Владивосток) + Роттердам—Берлин	144

Таблица 4

**Оценка конкурентоспособности поставщиков газа для условного центра потребления на Европейском рынке Евразии (Вена), цена у потребителя 430 долл./1000 м<sup>3</sup>**

Источник газа: маршрут	Цена источника
<b>Запад Казахстана:</b> через Россию и Восточную Европу	352
Иран: СПГ + Скопье—Вена	334
Персидский залив: СПГ + Скопье—Вена	333
Западная Африка: СПГ + Скопье—Вена	332
Восточная Африка: СПГ + Скопье—Вена	332
Ямал: СПГ + Скопье—Вена	330
Юго-Восточная Азия: СПГ + Скопье—Вена	326
Океания: СПГ + Скопье—Вена	325
Персидский залив: через Ближний Восток и Восточную Европу	321
Мексиканский залив: СПГ + Скопье—Вена	315
Иран: через Турцию и Восточную Европу	314
<b>Юго-Восток Туркмении:</b> через Иран, Турцию, и Восточную Европу	306
Ямал: через Россию и Восточную Европу	305
<b>Юго-Восток Туркмении:</b> через Узбекистан, Казахстан, Россию и Восточную Европу	303
<b>Юго-Восток Туркмении:</b> через Афганистан и Пакистан + СПГ (Гвадар) + Скопье—Вена	293
Сахалин: по Сахалину + СПГ + Скопье—Вена	292
<b>Юго-Запад Узбекистана:</b> через Туркмению, Иран, Турцию, восточную Европу	292
<b>Юго-Запад Узбекистана:</b> через Казахстан, Россию и Восточную Европу	283
Персидский залив: через Ближний Восток + СПГ (Джейхан) + Скопье—Вена	278
<b>Юго-Запад Узбекистана:</b> через Туркмению, Афганистан и Пакистан + СПГ (Гвадар) + Скопье—Вена	269
Британская Колумбия: СПГ + Скопье—Вена	265
Восточная Сибирь: Ковыкта—Чаянда—Хабаровск + СПГ (Владивосток) + Скопье—Вена	150



Таблица 5

**Оценка конкурентоспособности поставщиков газа для условного центра потребления на индостанском субконтиненте (Дели), цена у потребителя 330 долл./1000 м<sup>3</sup>**

Источник газа: маршрут	Цена источника
<b>Юго-Восток Туркмении:</b> через Афганистан и Пакистан	266
Иран: проект ИПИ	257
<b>Юго-Запад Узбекистана:</b> через Туркмению, Афганистан и Пакистан	256
<b>Запад Казахстана:</b> через Узбекистан, Туркмению, Афганистан и Пакистан	217
Иран: СПГ + регазификация в Бомбее и далее по Индии	208
Персидский залив: СПГ + регазификация в Бомбее и далее по Индии	207
Восточная Африка: СПГ + регазификация в Бомбее и далее по Индии	203
Юго-Восточная Азия: СПГ + регазификация в Бомбее и далее по Индии	202
Океания: СПГ + регазификация в Бомбее и далее по Индии	200
Западная Африка: СПГ + регазификация в Бомбее и далее по Индии	190
Ямал: СПГ + регазификация в Бомбее и далее по Индии	185
Сахалин: СПГ + регазификация в Бомбее и далее по Индии	184
Мексиканский залив: СПГ + регазификация в Бомбее и далее по Индии	170
Британская Колумбия: СПГ + регазификация в Бомбее и далее по Индии	133
Восточная Сибирь: Ковыкта—Чаянда—Хабаровск + СПГ (Владивосток) + Бомбей—Дели	26

Таблица 6

**Оценка конкурентоспособности поставщиков газа для условного центра потребления на индостанском субконтиненте (Исламабад), цена у потребителя 330 долл./1000 м<sup>3</sup>**

Источник газа: маршрут	Цена источника
<b>Юго-Восток Туркмении:</b> через Афганистан и Пакистан	280
<b>Юго-Запад Узбекистана:</b> через Туркмению, Афганистан и Пакистан	270
Иран: проект ИПИ	270
<b>Запад Казахстана:</b> через Узбекистан, Туркмению, Афганистан и Пакистан	231
Персидский залив: СПГ + регазификация в Карачи и далее по Пакистану	205
Иран: СПГ + регазификация в Карачи и далее по Пакистану	205
Восточная Африка: СПГ + регазификация в Карачи и далее по Пакистану	199
Юго-Восточная Азия: СПГ + регазификация в Карачи и далее по Пакистану	196
Океания: СПГ + регазификация в Карачи и далее по Пакистану	195
Западная Африка: СПГ + регазификация в Карачи и далее по Пакистану	186
Сахалин: СПГ + регазификация в Карачи и далее по Пакистану	183
Ямал: СПГ + регазификация в Карачи и далее по Пакистану	181
Мексиканский залив: СПГ + регазификация в Карачи и далее по Пакистану	166
Британская Колумбия: СПГ + регазификация в Карачи и далее по Пакистану	127
Восточная Сибирь: Ковыкта—Чаянда—Хабаровск + СПГ(Владивосток) + Карачи—Исламабад	21

Таблица 7

**Оценка конкурентоспособности поставщиков газа для условного центра потребления в центре Китая (Чаньша), цена у потребителя 420 долл./1000 м<sup>3</sup>**

Источник газа: маршрут	Цена источника
Юго-Восточная Азия: СПГ + Гонконг—Чаньша	311
Океания: СПГ + Гонконг—Чаньша	306
Иран: СПГ + Гонконг—Чаньша	299
Персидский залив: СПГ + Гонконг—Чаньша	298
Восточная Африка: СПГ + Гонконг—Чаньша	296
Ямал: СПГ + Гонконг—Чаньша	295
<b>Юго-Запад Узбекистана:</b> через Казахстан, далее Хоргос—Чаньша	295



Таблица 7 (окончание)

Источник газа: маршрут	Цена источника
Восточная Сибирь: Иркутск—Улан-Батор—Чаньша	292
Западная Африка: СПГ + Гонконг—Чаньша	286
<b>Юго-Восток Туркмении:</b> через Таджикистан, далее по Китаю до Чаньша	285
<b>Юго-Восток Туркмении:</b> через Узбекистан и Казахстан, далее по Китаю до Чаньша	285
Сахалин: на юг Сахалина + СПГ + Гонконг—Чаньша	284
<b>Юго-Запад Узбекистана:</b> через Таджикистан, далее по Китаю до Чаньша	275
Мексиканский залив: СПГ + Гонконг—Чаньша	270
<b>Юго-Восток Туркмении:</b> через Афганистан и Пакистан + СПГ (Гвадар) + Гонконг—Чаньша	259
<b>Запад Казахстан:</b> траверс с запада на восток Казахстана, далее по Китаю до Чаньша	256
<b>Юго-Запад Узбекистана:</b> через Афганистан и Пакистан + СПГ (Гвадар) + Гонконг—Чаньша	248
Британская Колумбия: СПГ + Гонконг—Чаньша	245
Иран: через Пакистан, далее по Китаю до Чаньша	232
Ямал: Ямал—Красноярск—Иркутск—Улан-Батор—Чаньша	166
Восточная Сибирь: Ковыкта—Чаянда—Хабаровск + СПГ (Владивосток) + Гонконг—Чаньша	140

### Институциональные вопросы развития газового рынка Центральной Азии

Перспективный рынок среднеазиатского газа обладает следующими характеристиками и особенностями, которые необходимо учитывать при формировании его будущей производственной и институциональной инфраструктуры:

- наличие крупных ресурсов на юге и западе региона, значительная роль газа в энергоснабжении стран Средней Азии;
- имеются потенциальные и уже применяются отвечающие критериям экономической эффективности и энергетической безопасности своповые схемы как для обеспечения внутреннего рынка государств региона, так и для диверсификации внешних рынков;
- наличие крупных транзитных газопроводов позволяет развивать сетевую инфраструктуру собственных газовых рынков, которая в противном случае была бы экономически крайне неэффективна;
- основные внешние рынки располагаются на значительном удалении от ресурсной базы и доступ к ним сопряжен с необходимостью транзита как по сами странам Центральной Азии, так и по территориям стран с повышенными политическими рисками;
- доступ на мировой рынок СПГ возможен либо через территорию Афганистана и Пакистана, либо Ирана (Азербайджана и Грузии, с пересечением Каспийского моря) и Турции, с сооружением заводов СПГ на территории этих транзитных стран;
- транспортная инфраструктура газовых экспортёров Средней Азии контролируется государственными монополиями, но в секторах добычи и переработки газа, а также транзитных экспортных газопроводов значительную роль играют иностранные акторы;

- практически отсутствует транспортная инфраструктура в экономически наиболее эффективном направлении — на Индостанский субконтинент;
- экспортный поток из Центральной Азии уже начал переориентацию с западного (Европа и Закавказье) на восточное направление — Китай, включая его прибрежные, южные и центральные провинции. По данным БП, экспорт в 2013 году составил соответственно 41,3 и 27,4 млрд м<sup>3</sup>;
- цены внутренних рынков устанавливаются регуляторами директивно, а экспортные основываются на долгосрочных контрактах без применения региональных ценовых маркеров, т.е. существует разрыв в принципах ценообразования этих сегментов рынка;
- не существует и в силу природно-географических обстоятельств крайне затруднено строительство инфраструктуры, обеспечивающей поставки российского газа из Восточной Сибири на рынки Индостанского субконтинента. В то же время создание развитых институтов экспортного рынка на востоке Евразии позволит не только обеспечить осуществление своповых схем по поставкам газа на рынки Восточной и Южной Азии, но и стать благоприятной основой для решения широкого круга экономических и политических проблем этого наиболее населенного региона мира;
- создание точки примыкания газопровода из России в западном Китае (предположительно в районе г. Урумчи) к газотранспортному коридору из Центральной Азии, а в перспективе и из Ирана, значительно усилит конкуренцию всех крупнейших экспортёров сетевого газа в Китай, поскольку этот узел является лишь транзитным на пути к основным потребителям в Восточном и Центральном регионах страны;
- экспортёры, даже при наличии условий контракта о продаже газа Китаю на его границе, не за-



интересованы в формировании перспективного хаба ценообразования на своей территории или на границе. Иными словами, они должны быть склонны к созданию таких маршрутов доставки (среднеазиатского, российского и иранского) газа в Китай, которые позволяют формировать общую точку поставки газа как можно ближе к потребителям в Китае, и при этом обеспечивать наиболее эффективное создание/развитие инфраструктуры по снабжению потребителей на собственной территории.

Как уже указывалось, на предстоящем этапе развития мирового газового рынка крупной проблемой является вовлечение в энергоснабжение «нетрадиционных ресурсов» газа, что несомненно усложнит решение такой традиционной задачи рынка, как поиск цен. При этом используется такая терминология, как «старый» и «новый мир», под которыми подразумеваются новые рыночные институты, и в первую очередь — ценовые. Такой накал указывает на рост напряженности между акторами, действующими на рынке, и на необходимость усиления международного сотрудничества, по крайней мере, в этом сегменте общеэнергетического рынка. Связанные с ценами проблемы инвестиционных рисков в газовую инфраструктуру в обязательном порядке активизируют вопросы энергетической безопасности, вплоть до их обеспечения обязывающими международными гарантиями.

Хорошим примером международной организации, действующей в направлении решения вышеописанных задач, является Договор Энергетической Хартии (ДЭХ) [18], в которой состоит более полусотни государств, в частности все шесть стран Центральной Азии, а участниками процесса ДЭХ в качестве обозревателей являются Китай, Иран и Пакистан. Для основных производителей газа в регионе — Казахстана, Туркмении и Узбекистана, членство в ДЭХ существенно облегчает решение вопросов, вызванных отсутствием их членства в ВТО.

В целом необходимо признать, что для успешного завоевания значимых позиций среднеазиатского газа на перспективных газовых рынках Евразии требуется:

- a) значительное развитие как технологической, так и институциональной инфраструктуры экспортных рынков, в первую очередь относящихся к ценообразованию на различных сегментах рынка и учитывающие, наряду с собственными интересами стран региона, интересы Китая, России и Индии;
- b) существенно усилить влияние многостороннего энергетического сотрудничества, направленного на обеспечение благоприятных условий по созданию (на южном направлении) и развитию существующих экспортных рынков, в дополнение к традиционному развитию двусторонних технических, экономических и политических отношений;
- v) обеспечивать благоприятный базис двух— и многостороннего сотрудничества не только в деловых и правительственные кругах, но и привлекать к нему широкий круг экспертов, неправительственных организаций, воспитывать как профессионалов — от геологов до менеджеров газораспределительных сетей и потребителей, так и причастных к этой грандиозной задаче политиков, при объективном информировании всего населения.

## Выводы

При оценке роли и места газа из Средней Азии необходимо принять во внимание следующие результаты оценки конкурентоспособности различных мировых поставщиков газа на региональные рынки Евразии.

1. На Индостанском субконтиненте поставщики газа из Средней Азии имеют неоспоримые преимущества перед всеми другими, их конкурентоспособность в континентальных районах Южной Азии максимальная.
2. В Европе западно-казахстанский газ наиболее конкурентоспособен среди всех рассмотренных поставщиков, и практически равноэкономичен российскому СПГ с полуострова Ямал.
3. Газ Туркмении и Узбекистана практически равноэкономично можно поставлять в Европу по трубопроводам и посредством СПГ при строительстве новых заводов СПГ в Пакистане и Турции.
4. Наиболее конкурентным является рынок центральных районов Китая, где будет происходить столкновение интересов Российских и Среднеазиатских экспортеров трубопроводного газа с производителями СПГ практически со всего мира.

Представляется важным, что существенную помощь в решении проблем доступа газа из Средней Азии на региональные газовые рынки Евразии может оказать плодотворное применение в совместных международных усилиях различных комбинаций трех основных подходов:

- развитие (создание их в тех регионах, где они отсутствуют в настоящее время) организаций по энергетической безопасности со взаимными обязательствами и гарантиями участников по обеспечению транзита и взаимного доступа на рынки;
- развитие региональных механизмов торговли газом, включающих своповые поставки для потребителей различных рынков Евразии;
- широкое использование так называемых «мягких методов» повышения взаимного доверия и развития сотрудничества — обучение, образование и повышение квалификации; информационный обмен и проведение совместных исследований, вплоть до совместных технологических разработок.

**Источники информации**

1. BP Statistical Review of World Energy, June 2014. — URL: <http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/Energy-economics/statistical-review-2014/BP-statistical-review-of-world-energy-2014-full-report.pdf>
2. World Energy Outlook 2013, IEA. — Paris, 2013. — P. 708.
3. International Energy Outlook 2013, EIA, DOE US, July 2013. — URL: [http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/ieo/pdf/0484(2013).pdf)
4. International Institute for Applied Systems Analysis, IPCC AR5 Scenarios Database. 2014. — URL: [http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/researchPrograms/Energy/IPCC\\_AR5\\_Database.html](http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/researchPrograms/Energy/IPCC_AR5_Database.html)
5. The Institute of Energy Economics, Japan, Asia/World Energy Outlook 2013, october 2013. — URL: <http://www.eneken.ieej.or.jp/en/whatsnew/413.html>
6. Energy Research Institute RAS, 2014 . — URL: <http://www.eriras.ru/data/290/rus>
7. The BP Energy Outlook to 2035, January 2014. — URL: <http://www.bp.com/en/global/corporate/about-bp/energy-economics/energy-outlook/outlook-to-2035.html>
8. Shell, Future of Energy. — URL: <http://www.shell.com/global/future-energy.html>
9. Medium-Term Gas Market Report 2014 — Market Analysis and Forecasts to 2019, 212 pages. — URL: <http://www.iea.org/w/bookshop/add.aspx?id=473>
10. APEC Energy Demand and Supply Outlook 5th Edition, February 2013. — URL: <http://www.aperc.ieej.or.jp/publications/reports/outlook.php>
11. APEC Energy Demand and Supply Outlook 5th Edition, high gas case, February 2013. — URL: <http://www.aperc.ieej.or.jp/publications/reports/outlook/5th/hgs.html>
12. China energy statistical yearbook 2011 // China statistical press. — Beijing. — P. 352.
13. Understanding International Energy Initiatives in the APEC Region: Scope and Elements, February 2007. — URL: [http://www.aperc.ieej.or.jp/file/2010/9/26/APERC\\_2007\\_UIEI.pdf](http://www.aperc.ieej.or.jp/file/2010/9/26/APERC_2007_UIEI.pdf)
14. Understanding International Energy Initiatives in the APEC Region, January 2008. — URL: [http://www.aperc.ieej.or.jp/file/2010/9/26/APERC\\_2008\\_UIEI2.pdf](http://www.aperc.ieej.or.jp/file/2010/9/26/APERC_2008_UIEI2.pdf)
15. Popov S.P. International multilateral energy cooperation institutions: APEC experience // Energy Policy. 2013. № 3. — C. 60–70 (in Russian).
16. World Energy Resources: 2013 Survey by World Energy Council, Chapter 3 Natural gas, 2013. — URL: [http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/10/WER\\_2013\\_3\\_Natural\\_Gas.pdf](http://www.worldenergy.org/wp-content/uploads/2013/10/WER_2013_3_Natural_Gas.pdf)
17. Global Energy Assessment, Chapter 7: Energy Resources and Potentials, IIASA, 2012. — URL: <http://www.iiasa.ac.at/web/home/research/Flagship-Projects/Global-Energy-Assessment/Chapter7.en.html>
18. The Energy Charter Treaty: An East-West gateway for Investment and Trade / rus. ed. by A.A. Konoplyanik. — M.: Foreign Affairs, 2002. — 630 p.



# Реформа ценовой политики в отношении природного газа в Китае

Д.О. Батрашкеева, студентка 4-го курса Государственного университета управления

**Аннотация.** 26 декабря 2011 года Национальная комиссия по развитию и реформам Китая объявила о проведении реформы механизма формирования цены на природный газ провинции Гуандун и Гуанси-Чжуанском автономном районе. Основная цель данной реформы перейти от метода «затраты плюс маржа» к методу net market backwardation pricing. В результате реформы цена на природный газ будет привязана к рыночной цене альтернативных источников энергии и будет установлен потолок для city gate цен в каждой провинции.

## Natural gas pricing reform in China

D.O. Batrashkeeva, 4th year student of State University of Management

**Аннотация.** On 28 June 2013, China's National Development and Reform Commission announced city gate natural gas prices reform implemented in The general aim of this reform is to change the existing «Cost plus margin» pricing method to a «Net market backwardation pricing method». The reform will peg the price of natural gas to market-based price of substitute energy and set a ceiling for the city-gate price in each province.



26 декабря 2011 года Национальная комиссия по развитию и реформам (НКРР), административный орган, в сферу деятельности которого входит контроль цен, выпустила уведомление о том, что в провинции Гуандун и Гуанси-Чжуанском автономном районе будет проведена реформа механизма формирования цены на природный газ. Конечной целью реформы является освобождение цены на природный газ, формирование рыночной конкуренции, правительственный контроль только над монопольными ценами на транспортировку газопроводом. Эта реформа внесла существенные изменения в схему ценообразования на природный газ в Китае от регулирования EXW (франко-завод) цен, которые зависят от месторождения, до цен, которые устанавливаются отдельно для каждой провинции<sup>1</sup>.

В связи с увеличением системы газопроводов Китая НКРР испытывает растущие трудности в регулировании и надзоре за ценами на газ. Кроме того, быстрорастущий спрос на газ в Китае привел к росту зависимости страны от импортного газа (в 2013 году она составила 31,6%), цены на который исторически

связаны с ценами на нефть. Правительство Китая поставило перед собой цель — увеличить долю природного газа в топливно-энергетическом балансе до 10% (250 млрд м<sup>3</sup>) в 2020 году, чтобы уменьшить уровень загрязнения окружающей среды от использования угля.

В результате роста цен на сырую нефть на международных рынках, цены на импорт газа стали выше, чем внутренние франко-завод цены, установленные НКРР. Таким образом, импортеры понесли значительные потери, поскольку обязаны договариваться о франко-завод ценах с потребителями природного газа в рамках контрольных показателей НКРР. В то же время они должны приобрести природный газ и СПГ по плавающим рыночным ценам. Потери, понесенные импортерами, способствовали растущей необходимости реформирования схемы ценообразования.

Традиционно в регулировании цен на газ Китай придерживался подхода «затраты плюс маржа». Согласно этому подходу city gate цены устанавливались в зависимости от суммы действующих франко-завод цен, установленных НКРР, и сборов на трубопроводный транспорт, и, следовательно, зависели от места, в котором газ был добыт, и трубопроводов, которые использовались для транспортировки<sup>2</sup>.

<sup>1</sup> Реформа механизма ценообразования природного газа в провинции Гуандун и Гуанси-Чжуанском автономном округе. Национальная комиссия по развитию и реформам. — URL: [http://www.zys.ndrc.gov.cn/xwfb/201112/t20111227\\_452944.html](http://www.zys.ndrc.gov.cn/xwfb/201112/t20111227_452944.html)

<sup>2</sup> Nationwide natural gas pricing reforms implemented in China. Institute for Energy Law. — URL: <http://www.cailaw.org/media/files/IEL/Publications/2013/ela-nationwide-natural-gas-vol7-no4.pdf>

Потребление природного газа в Китае, млрд м<sup>3</sup><sup>3</sup>

	Год							
	2009	2010	2015	2020	2025	2030	2035	2040
В базовом случае	88	108	159	221	292	368	442	496
В случае высоких цен на нефть	88	108	156	224	314	428	541	629
В случае низких цен на нефть	88	108	161	224	292	365	428	464

Основная цель данной реформы перейти от метода «затраты плюс маржа» к методу *net market backwardation pricing* (чистое рыночное депорт ценообразование). Цена на природный газ будет привязана к рыночной цене альтернативных источников энергии и будет установлен потолок для *city gate* цен в каждой провинции. Первоначально этот показатель будет пересматриваться раз в год, затем раз в полгода, и наконец — ежеквартально.

Согласно плану пробной программы максимум *city gate* цены на природный газ составляет 2740 юаней/тыс. м<sup>3</sup> в провинции Гуандун и 2570 юаней/тыс. м<sup>3</sup> в Гуанси, что выше текущих цен на австралийский газ, но существенно ниже, чем цены из других источников<sup>4</sup>. Новый механизм будет опробован именно там потому, что эти два региона являются рынком при-

родного газа с быстрорастущими потребностями, у них нет собственных источников природного газа, а также существующие источники газа для них ближе, чем международные рынки<sup>5</sup>.

В соответствии с новой схемой ценообразования,

шанхайские цены являются эталонной точкой для других провинций Китая. *City gate* цена на газ в Шанхае связана с импортом мазута (60%) и сжиженного нефтяного газа (40%) в соответствии со специальной формулой, которая принимает во внимание различия в теплотворности и включает 15% скидку для поощрения потребления газа.

28 июня 2013 года Национальная комиссия по развитию и реформам Китая объявила, что *city gate* цены на газ в различных провинциях Китая с 10 июля 2013 года будут рассчитываться по «Новому циркуляру по ценообразованию» с использованием рыночного подхода, введенного Пилотной программой. Его выпуск впоследствии планирует инициировать внедрение новой системы ценообразования Пилотной программы во всем Китае<sup>6</sup>.

## Список источников:

1. Реформа механизма ценообразования природного газа в провинции Гуандун и Гуанси-Чжуанском автономном округе // Национальная комиссия по развитию и реформам. 2011. — URL: [http://www.zys.ndrc.gov.cn/xwfb/201112/t20111227\\_452944.html](http://www.zys.ndrc.gov.cn/xwfb/201112/t20111227_452944.html)
2. Jason Zhao. Nationwide natural gas pricing reforms implemented in China // Institute for Energy Law, 2013. — URL: <http://www.cailaw.org/media/files/IEL/Publications/2013/ela-nationwide-natural-gas-vol7-no4.pdf>
3. Lili Huang, Xiaodong Yin. Piloting natural gas pricing reform in Guangdong and Guangxi lifted the curtain for natural gas pricing commercialization in China // CITIC Securities International. 2012. — URL: [http://www.cities.com.hk/file%5Cresearch%5C8791\\_China%20Petro%20%20Petrochem%20Industry%20-%203%20Jan%202012%20ENG.pdf](http://www.cities.com.hk/file%5Cresearch%5C8791_China%20Petro%20%20Petrochem%20Industry%20-%203%20Jan%202012%20ENG.pdf)
4. International Energy Outlook 2013 // U.S. Energy Information Administration. 2013. — URL: <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=IEO2013&subject=0-IEO2013&table=6-IEO2013&region=0-0&cases=Reference-d041117>
5. China natural gas vehicle market monthly report // Auto Industry Development Institute (AIDI) of China Automotive Technology & Research Center (CATARC). 2012. — URL: <http://www.chinaev.org/uploads/wth/201202/2-20120328.pdf>

<sup>3</sup> International Energy Outlook 2013 (U.S. Energy Information Administration) <http://www.eia.gov/oiaf/aeo/tablebrowser/#release=IEO2013&subject=0-IEO2013&table=6-IEO2013&region=0-0&cases=Reference-d041117>

<sup>4</sup> Реформа механизма ценообразования природного газа в провинции Гуандун и Гуанси-Чжуанском автономном округе. Национальная комиссия по развитию и реформам. — URL: [http://www.zys.ndrc.gov.cn/xwfb/201112/t20111227\\_452944.html](http://www.zys.ndrc.gov.cn/xwfb/201112/t20111227_452944.html)

<sup>5</sup> Piloting natural gas pricing reform in Guangdong and Guangxi lifted the curtain for natural gas pricing commercialization in China. CITIC Securities International. — URL: [http://www.cities.com.hk/file%5Cresearch%5C8791\\_China%20Petro%20%20Petrochem%20Industry%20-%203%20Jan%202012%20ENG.pdf](http://www.cities.com.hk/file%5Cresearch%5C8791_China%20Petro%20%20Petrochem%20Industry%20-%203%20Jan%202012%20ENG.pdf)

<sup>6</sup> Nationwide natural gas pricing reforms implemented in China. Institute for Energy Law. — URL: <http://www.cailaw.org/media/files/IEL/Publications/2013/ela-nationwide-natural-gas-vol7-no4.pdf>



# Совместная инициатива в области организации данных (JODI)

Д.Н. Арифулова, студентка кафедры экономики и управления в нефтегазовом комплексе ГУУ

**Аннотация.** В статье рассматривается Совместная инициатива в области организации данных, как инструмент улучшения качества и прозрачности международных статистических данных о рынке нефтепродуктов. Описан процесс сбора, обработки и предоставления статистической информации в рамках JODI. Какие международные организации являются партнерами JODI, Россия как одна из стран-участниц.

**Ключевые слова:** Совместная инициатива в области организации данных, Международный энергетический форум, статистическая информация, нефтяные данные, АТЭС.

## The Joint Organisations Data Initiative (JODI)

D.N.Arifulova, student of economics and management department in the oil and gas sector of SUM

**Abstract.** The article deals with the Joint Organisations Data Initiative (JODI) as a tool to improve the quality and transparency of international oil statistics. There is a description of the process of collecting, processing and providing statistical information within JODI. Which international organizations are the JODI partners, Russia as one of the participating countries.

**Key words:** The Joint Organisations Data Initiative (JODI), the International Energy Forum, statistical information, oil data, APEC.



Решение о создании Совместной инициативы в области организации данных (JODI) было принято в 2000 году в рамках 7-го Международного энергетического форума (МЭФ) в Эр-Рияде (Саудовская Аравия). Участники форума сошлись во мнении, что недостаточное количество общедоступной, надежной и своевременной статистической информации о рынке нефтепродуктов увеличивает волатильность цен и затрудняет принятие инвестиционных решений. Для решения этой задачи шесть международных организаций (АТЭС, Евростат, МЭА, ОЛАДЕ, ОПЕК и Статистический отдел ООН) объединили усилия, привлекли участников своих организаций и в апреле 2001 года развернули проект под названием «Совместная инициатива по нефтяным данным». Сегодня уже 100 стран участвуют в подаче ежемесячной нефтяной статистики, что обеспечивает представление данных о 90% объема мировых поставок и потребления нефтепродуктов.

Партнеры организации:

- Азиатско-Тихоокеанское экономическое сотрудничество (АТЭС);
- Статистическое бюро Европейского сообщества (Евростат);
- Форум стран-экспортеров газа (ФСЭГ);
- Международное энергетическое агентство (МЭА);
- Международный энергетический форум (МЭФ);
- Латиноамериканская организация по энергетике (ОЛАДЕ);

- Организация стран-экспортеров нефти (ОПЕК);
- Статистический отдел Организации Объединенных Наций (СОООН).

Финансирование деятельности JODI осуществляется на основе ежегодных добровольных взносов приблизительно 60 ключевых стран — производителей и потребителей нефти.

Секретариат МЭФ является координатором JODI. На него возложена миссия по углублению и обеспечению непрерывного глобального диалога между производителями и потребителями энергии на уровне министров государств — членов МЭФ.

Создание и обслуживание базы данных АТЭС по энергетике возложено на Экспертную группу по энергетическим данным и анализу (ЭГЭДА). Одной из задач ЭГЭДА является сбор ежемесячных данных о нефтепродуктах стран — членов АТЭС в поддержку JODI.

Россия принимает участие в JODI с момента ее создания путем предоставления данных в АТЭС. Россия предоставляет информацию своевременно и в полном объеме.

Секретариат МЭФ от своих партнеров получает страновые данные и выполняет их дополнительные проверки. Качество данных оценивается по следующим параметрам: своевременность, регулярность, полнота и точность. Кроме того, данные пересчитываются в общепринятые единицы измерения (баррель, тонна, литр) с тем, чтобы сделать их сопоставимыми.

Нефтепродуктовый вопросник для сбора информации включает:



TIME	JODI-OIL - Initial Short Questionnaire data sets [месяц 13 months]												Product - Crude Oil					
	Unit - Thousand Barrels per day (Nb/d)	Product - Crude Oil											BALANCE - Production/Refinery output					
Country	Jan2013	Feb2013	Mar2013	Apr2013	May2013	Jun2013	Jul2013	Aug2013	Sep2013	Oct2013	Nov2013	Dec2013	Jan2014	Feb2014	Mar2014	Apr2014	May2014	
Perry	170	170	170	170	180	170	164	181	170	180	187	170	181	20	20	20	20	
Philippines	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Poland	19	19	19	20	21	20	19	20	21	20	20	20	19	21	20	21	21	
Portugal	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Qatar	720	720	720	720	720	710	710	720	720	720	720	720	720	720	720	720	720	
Romania	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	20	
Russian Federation	8,948	8,894	8,818	8,818	8,839	8,888	8,879	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	8,810	
South Africa	9,238	9,310	9,407	9,407	9,398	9,388	9,323	9,703	9,703	9,819	9,767	9,800	9,398	9,400	9,708	9,708	9,708	
Suriname	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Sweden	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Slovenia	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
South Africa	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Spain	7	8	9	7	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
Suriname	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	18	
Sweden	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Switzerland	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Syrian Arab Rep. 1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Thailand	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	280	
Trinidad/Tobago	79	80	80	77	81	80	82	84	79	77	78	75	82	80	79	80	80	
Tunisia	40	40	40	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	39	
Turkey	48	47	47	48	48	48	47	47	48	48	48	48	48	48	48	47	48	

Рис.1. Общий вид страницы базы данных

- 13 категорий продуктов: сырья нефть, ШФЛУ, другие (сырец для нефтепереработки + присадки/кислородсодержащие + другие углеводороды), итог (сумма первых трех продуктов), СУГ, нафта, автомобильный/авиационный бензин, керосин, в том числе авиационный керосин, газойль/дизтопливо, мазут, прочие нефтепродукты и всего нефтепродукты;
  - 14 потоков: добыча, из других источников (уголь, природный газ или возобновляемые источники энергии), импорт/экспорт, продукция, переданная / обратные потоки, прямое использование, изменение запасов, статистическая разница, поступления на НПЗ, запасы на конец периода, выпуск продукции на НПЗ, первичное поступление нефти + переработанное сырье, продукты переданные, межпродуктовые перемещения, потребление.
- На сайте JODI в открытом доступе в виде таблиц находится лишь часть собираемой информации:
- 7 категорий продуктов: сырья нефть, ШФЛУ, бензин, керосин, газойль/дизтопливо, мазут и общее количество нефтепродуктов;
  - 8 потоков: добыча, поступления на НПЗ, выпуск продукции на НПЗ, значение запасов на конец

периода и изменение запасов, экспорт, импорт, потребление.

Стратегической целью JODI является достижение полной прозрачности данных — совершенная и всеобъемлющая база данных с хорошими и качественными данными, которая регулярно обновляется и предоставляет полную картину глобальной ситуации на рынке нефтепродуктов.

Успешная реализация проекта партнерами JODI привела к его расширению. Сейчас создается единая статистическая база данных в газовой отрасли JODI-Gas, база годовых данных по разведке и добыче нефти, база в области нефтепереработки, маркетинга и продаж, а также механизм обмена данными об инвестиционных планах в нефтяной сфере (JODI Investment). В связи с этим JODI переименована в «Совместную инициативу в области организации данных».

Совместная инициатива в области организации данных (JODI) стала фактором успешного международного диалога между производителями и потребителями с целью улучшения качества и прозрачности международных статистических данных о нефтепродуктах. Эти данные важны для осуществления инвестиций и обеспечения энергетической безопасности.

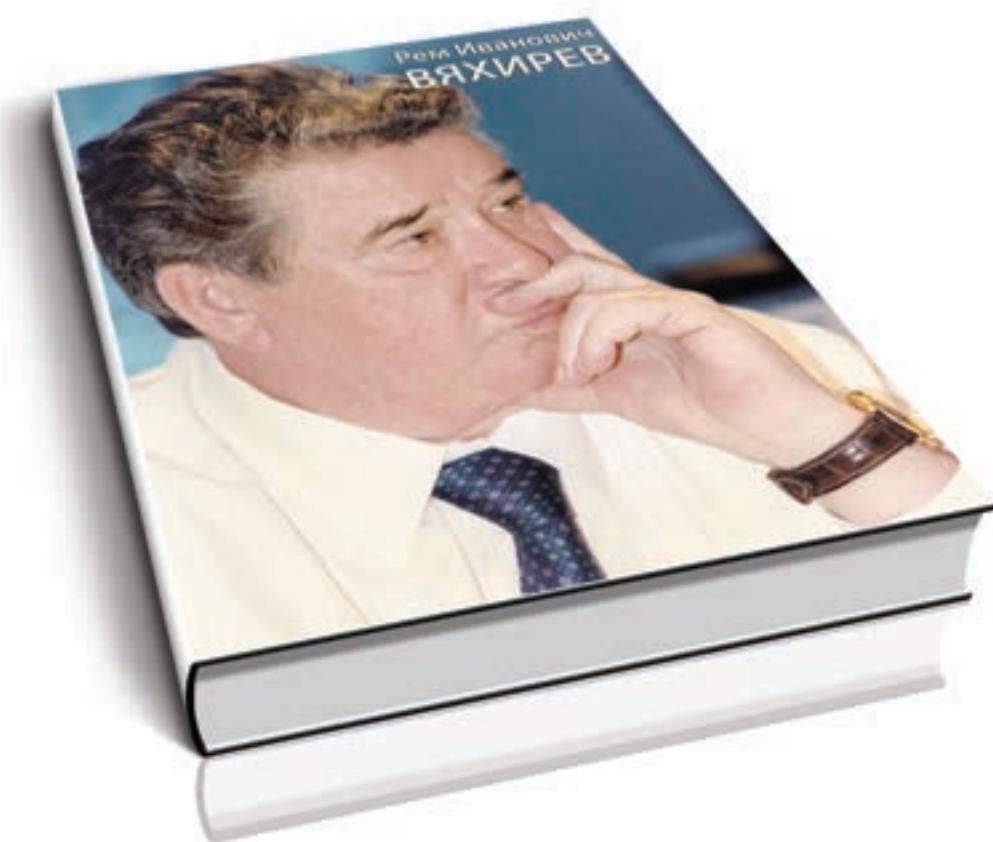
#### Информационные источники:

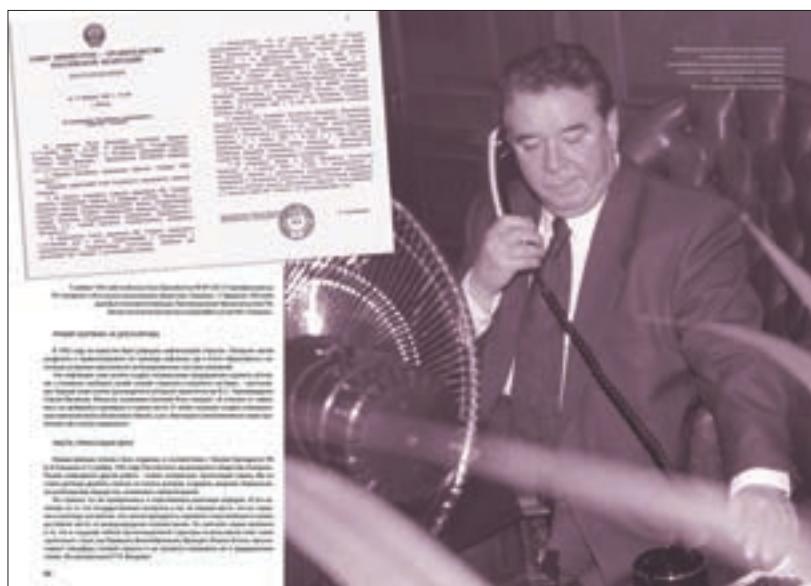
1. URL: <http://www.jodidata.org/about-jodi/jodi-world-databases.aspx>
2. JODI-OIL Manual 2nd edition. — URL: [http://www.jodidata.org/\\_resources/files/\\_downloads/manuals/jodi-oil-2nd-manual.pdf](http://www.jodidata.org/_resources/files/_downloads/manuals/jodi-oil-2nd-manual.pdf)
3. Global energy security through dialogue. — URL: [http://www.ief.org/\\_resources/files/latest-files/latest-ief-brochure.pdf](http://www.ief.org/_resources/files/latest-files/latest-ief-brochure.pdf)
4. Garnier G.Y. Have you met JODI? // The journal of IEA Energy: Issue 3 — Energy Security: Oil, Autumn 2012. — URL: [http://www.iea.org/media/ieajournal/Issue3\\_WEB.pdf](http://www.iea.org/media/ieajournal/Issue3_WEB.pdf)
5. URL: [http://www.minenergo.gov.ru/press/min\\_news/11504.html?phrase\\_id=699868](http://www.minenergo.gov.ru/press/min_news/11504.html?phrase_id=699868)



**Рем Иванович Вяхирев. К 80-летию со дня рождения.**  
ООО «Издательство «РМП», 2014, 184 с.: ил.

Книга-альбом посвящена советскому и российскому государственному деятелю, председателю Правления «Газпрома» с 1992 по 2001 год Рему Ивановичу Вяхиреву (1934–2013) и приурочена к 80-летию со дня его рождения.







## Книги

**В.М. Андреев, В.А. Гридин, Э.С. Сианисян, С.В. Сикорская. Практикум по подсчету запасов свободного газа и конденсата.**

Изд-во Южного федерального университета, 2014. 47 с.



Практикум по подсчету запасов свободного газа и конденсата разработан творческим коллективом профессорско-преподавательского состава кафедр геологии нефти и газа Южного федерального университета и Северо-Кавказского федерального университета и предназначен для студентов, обучающихся по направлениям «Прикладная геология» и «Геология», профиль подготовки — «Геология нефти и газа». Предлагаются рекомендации и конкретные примеры подсчета запасов свободного газа и конденсата. Практикум может быть использован магистрами и специалистами в практической работе.

Книга предназначена для студентов, обучающихся по направлениям «Прикладная геология» и «Геология», профиль подготовки — «Геология нефти и газа». Предлагается рекомендации и конкретные примеры подсчета запасов свободного газа и конденсата. Практикум может быть использован магистрами и специалистами в практической работе.



Изд-во Южного федерального университета. Ростов-на-Дону, 2014. 82 с.

Методические указания к выполнению практических работ по дисциплине «Подсчет запасов и оценка ресурсов нефти и газа» разработаны творческим коллективом профессорско-преподавательского со-

тава кафедр геологии нефти и газа Южного федерального университета и Северо-Кавказского федерального университета и предназначены для студентов, обучающихся по направлениям «Прикладная геология» и «Геология», профиль подготовки — «Геология нефти и газа». Предлагаются рекомендации и конкретные примеры подсчета запасов и оценка ресурсов нефти и газа. Методические указания могут быть использованы магистрами и специалистами в практической работе.

**Э.С. Сианисян, В.В. Пыхалов, В.В. Кудинов. Петрофизические основы ГИС. Учебное пособие.**

Изд-во Южного федерального университета, 2014. 122 с.



Учебное пособие разработано творческим коллективом профессорско-преподавательского состава кафедр геологии нефти и газа Южного федерального университета и Астраханского государственного технического университета и предназначено для студентов, обучающихся по направлениям «Прикладная геология», «Геология», профиль подготовки — «Геология нефти и газа» и направления ВПО 130500 «Нефтегазовое дело». В учебном пособии охарактеризованы основные петрофизические свойства горных пород. Указано их влияние на физические поля, отражающие литологию пород; состав и свойства флюидов, заполняющих поровое пространство; фильтрационно-емкостные показатели пород-коллекторов. Пособие может быть использовано магистрами и аспирантами, а также специалистами в практической работе.

**Ю.П. Баталин. Воспоминания об эпохе.**  
М.: ООО АДИ «Славица», 2014. 480 с.

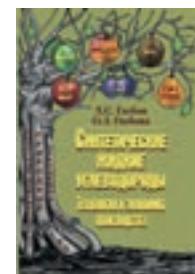


Юрий Петрович Баталин — видный государственный деятель, руководитель крупномасштабных проектов, инженер-новатор, один из главных создателей Западно-Сибирского нефтегазового комплекса. Ю.П. Баталин написал воспоминания о событиях, которые оставили глубокий след в его жизни. О послевоенных стройках. Об участии в так называемой Тюменской эпохе, насыщенной напряженным трудом и

творческим поиском. О работе руководителем Государственного комитета СССР по труду и социальным вопросам во времена Андропова. О руководстве Госстроя по осуществлению коренной реорганизации капитального строительства. Документальный роман-хроника «Ю. П.» — так звали Юрия Петровича Баталина его соратники — впервые был опубликован в 1991 году. Настоящее издание существенно расширено и переработано. В результате перед читателем новая книга, в которой сконцентрирована уникальная информация по управлению масштабными проектами, по совершенствованию работ в нефтегазовом строительстве. Воспоминания охватывают целую эпоху — вторую половину XX века. Автор изнутри знает, как функционировала экономика СССР, детально описывает хозяйственный меха-

**Л.С. Глебов, О.Л. Глебова. Синтетические жидкие углеводороды. Технология и экономика производства.**

ООО «Издательский дом «Недра», 2014. 295 с.: ил.



В монографии изложены основы современной технологии и экономики промышленного производства синтетических углеводородов. Рассмотрены техно-логическая схема, молекулярно-массовое распределение синтетических углеводородов, критерии технологической эффективности производства, вопросы качества синтетических продуктов и направления их использования, методический подход к оценке эффективности промышленного производства синтетических углеводородов из природного газа в России, матрица реализуемости проектов производства синтетических углеводородов на основе факторов их эффективности. Для широкого круга работников нефтяной и газовой промышленности, инженеров-технологов, экономистов и менеджеров нефтегазовых компаний. Будет полезна преподавателям и студентам вузов нефтегазового профиля.

**В.Г. Мартынов, В.Ю. Керимов, Г.Я. Шилов, М.З. Рачинский. Геофлюидальные давления и их роль при поисках и разведке месторождений нефти и газа.**

Издательство «Инфра-М, РИОР». 2014. 347 с.

Представлены основные сведения по геофлюидальным давлениям, используемые в практике геологоразведочных работ. Рассмотрены системы подземных вод, причи-

низм, дает оценки многим руководителям страны. Автор надеялся, что его знания и опыт обязательно будут востребованы будущими поколениями.

Ю.П. Баталин, как сын репрессированного, мог рассчитывать на служебное продвижение только за счет трудолюбия, знаний, инициативы. Онставил перед собой большие цели, смело использовал новые инженерные решения, заряжал энергией огромные коллективы и осуществлял задуманное. Многих из коллег Ю.П. Баталин назвал по именам, описал их вклад в общее дело. Вторая часть книги — воспоминания соратников, где много интересного о событиях и атмосфере ушедшей эпохи. В памяти коллег Ю. П. Баталин остался энергичным человеком государственного мышления, цельным в своих убеждениях.



ны возникновения аномально высоких пластовых и поровых давлений (АВПД и АВПоД), структура глинистых минералов и процессы дегидратации глин. Приводится классификация различных методов оценки порового и пластового давлений. Освещены вопросы прогнозирования АВПД, АВПоД и давления гидроразрыва. Приведены закономерности распределения зон АВПоД в различных нефтегазоносных осадочных бассейнах мира. Рассмотрены геофлюидальные механизмы и факторы формирования, размещения и прогноза нефтегазоносности в осадочных бассейнах, а также их современная геофлюидодинамика. Для нефтяников, геологов, геофизиков и специалистов, занимающихся поисками и разведкой месторождений нефти и газа.

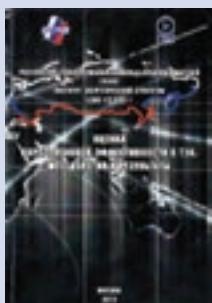
**А.Г. Гумеров, Р.Г. Султанов, Р.С. Зайнуллин, Р.Н. Файзуллин. Диагностика и ремонт трубопроводов. Методы, совершенствование, применение.**  
ООО «Издательский дом «Недра», 2014. 148 с.: ил.



Проведен анализ существующих и предложены новые методы диагностики самых распространенных осложнений трубопроводов — утечек и уменьшения проходного сечения. Предложены технологии и технические средства для ремонта трубопроводов по методу «труба в трубе» и без остановки перекачки. Для специалистов нефтяной и газовой промышленности.

**Р.А. Алиев, А.К. Арабский, О.Б. Арно, С.И. Гункин, Э.Г. Талыбов. ИУС газопромысловых объектов: современное состояние и перспективы развития**  
ООО «Издательский дом «Недра», 2014. 462 с.: ил.

**М.В. Афанасьева, А.М. Белогорьев, Ю.А. Станкевич. Оценка корпоративной эффективности в ТЭК России: методология и результаты. Под ред. В.В. Бушуева.**  
М.: ИЦ «Энергия», 2014. 188 с.



В данной работе представлена межотраслевая комплексная система индексации корпоративной эффективности энергетических компаний — IES (Innovation, Efficiency, Sustainability), разработанная Институтом энергетической стратегии в 2011–2013 годах. В рам-

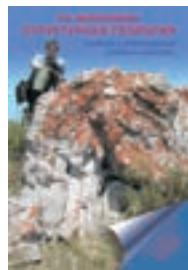


Рассмотрено современное состояние разработки информационно-управляющих и автоматизированных систем управления технологическими процессами газопромысловых объектов нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера Российской Федерации. Выявлены специфические особенности их построения для нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера, описаны принципы функционирования технологических объектов автоматизации, приведено общее состояние автоматизации газопромысловых объектов Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Выявлены особенности освоения нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера, связанные с проблемами автоматизации и моделирования технологических процессов газопромысловых объектов. Разработаны и исследованы математические модели установок комплексной подготовки газа (УКПГ). Освещены вопросы интеллектуализации системы управления газопромысловых объектов. Проанализирована возможность использования технологии Soft Computing для проектирования интеллектуальных информационно-управляющих систем (ИУС) газопромысловых объектов. Рассмотрены вопросы: построения гибридных интеллектуальных систем, систем управления на базе нечеткой логики и математики; общей методологии построения распределенных интеллектуальных мультиагентных систем; теории принятия решений в условиях несовершенной информации. Проанализированы вопросы применения технологий искусственного интеллекта для управления технологическими процессами газового промысла, а также вопросы функционирования автоматизированных подсистем для управления технологическими процессами газопромысловых объектов.

Для специалистов, занимающихся созданием информационно-управляющих систем газопромысловых объектов нефтегазоконденсатных месторождений Крайнего Севера Российской Федерации. Может быть полезно студентам, магистрантам и аспирантам факультетов автоматизации нефтяных и газовых вузов.

**Л.В. Милосердова. Структурная геология.**

М.: ООО «Издательский дом «Недра», 2014. 232 с.: ил.



Издание состоит из краткого конспекта на бумажном носителе и подробного электронного гипертекста с элементами обучающей программы. В первой части систематически описываются структурные формы. Во второй части приведены алгоритмы разнообразных структурных построений, которые сопровождаются вариантами заданий и упражнений. Третья часть посвящена теоретическому аппарату структурной геологии — структурным моделям, понимаемым в самом широком смысле этого слова. Описываются методы структурной геологии, современные представления о способах образования и истории развития структурных форм. Отдельно приведены некоторые фрагменты истории структурной геологии — истории идей и персоналия — истории некоторых ученых. Кроме того, в книге приведен словарь и приложения, имеющие, в основном, служебный характер.

ках данной системы индексации реализуется формализуемый и параметризуемый комплексный подход к оценке уровня устойчивого развития, активности компаний в области инновационного развития и частно-государственного партнерства. В работе представлен обзор существующих исследований в области оценки корпоративной эффективности, методика системы индексации IES, в рамках которой обоснована оптимальная структура индексов, набор параметров и показателей, методология расчета. Также в настоящем издании представлены результаты индексации мировых энергетических компаний за период 2008–2012 годов, на основе которых определены и проанализированы основные тренды их развития. Предлагаемая система индексации IES впервые представляет исчерпывающий

список ведущих российских энергетических компаний в сопоставлении с мировыми лидерами, дает возможность оценки уровня их развития по всем основополагающим направлениям деятельности. Данний подход позволяет превентивно определить риски в стратегическом управлении, производственной, маркетинговой, научно-технической, социальной и экологической политике компании.

Рассматриваемая методология, в силу своей универсальности может быть адаптирована для других субъектов деятельности, в том числе регионов и других отраслей промышленности.

Издание предназначено для управленческого персонала отраслевых компаний, научных работников и всех лиц, интересующихся проблемами анализа деятельности энергетических компаний.

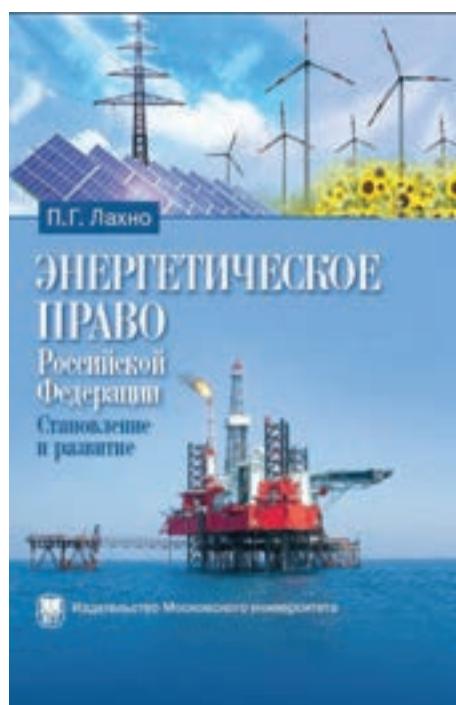


# Новая научная специальность получила научно-методическое обеспечение

С.В. Козлов, ответственный секретарь журнала «Энергетическое право»

**Аннотация.** Статья представляет собой рецензию на монографию кандидата юридических наук, доцента кафедры предпринимательского права юридического факультета МГУ им. М.В. Ломоносова П.Г. Лахно «Энергетическое право Российской Федерации: становление и развитие». (Серия «Энергетика и право». М.: Изд-во МГУ, 2014. 480 с.). Отмечаются актуальность и комплексность данного исследования, высокий научно-теоретический уровень работы, подчеркивается ее значимость как для дальнейшего развития общей теории государства и права, наук энергетического, конституционного, гражданского, предпринимательского и экологического права, так и для правоприменения.

**Ключевые слова:** энергетическое право, энергия, энергетика, энергетическое законодательство, энергетический бизнес, предпринимательская деятельность в сфере энергетики.



Энергетическое право представляет собой относительно новое, стремительно развивающееся явление в российской правовой действительности. Говорить об энергетическом праве можно в двух основных аспектах: в научно-теоретическом — как об отрасли права, и в практическом — как об отрасли законодательства, направлении подготовки юристов и области практической юридической деятельности (правоприменении). Теоретическая и практическая сущности энергетического права неразрывно связаны, они находятся в гармоничном диалектическом переплетении. Как подчеркивается в работе П.Г. Лахно «Энергетическое право Российской Федерации: становление и развитие», проводя четкие грани между такими разносущными явлениями, как наука

(научно-исследовательская деятельность) и учебная дисциплина (вузовская образовательная деятельность), следует, конечно, ни на мгновение не забывать и строжайшим образом учитывать их тесную связь и взаимовлияние. Если надлежащим образом построенная учебная дисциплина невозможна без твердой опоры на соответствующую науку и практику, то наука в свою очередь мало чего стоит, коль скоро не транслирует добывшее ею знание обучающимся в доступных им формах; коль скоро она на доступном языке постоянно не информирует общество о своих успехах, трудностях и т.д. Особенно остро важность развития, упрочения всесторонних связей науки (познавательно-исследовательской деятельности) и образования (т.е. деятельностью обучающей дидактической) подчеркивается насущной потребностью нахождения адекватных ответов на становящиеся все более напряженными запросы XXI века.

В настоящих университетах нет и не должно быть непреодолимой пропасти между научным поиском, практической деятельностью по применению права и лекционными курсами, а, следовательно, и между научной и вузовской дисциплинами. Напротив, студенческая аудитория наиболее восприимчива к авторским курсам в том случае, когда автор — ученый, имеющий свою позицию и внесший в науку свою лепту.

Энергетическое право является комплексной отраслью права в системе права России. Предмет правового регулирования энергетического права — энергетические отношения — служит причиной своеобразия норм, которые составляют эту отрасль.

В настоящее время проблемы правового регулирования энергетических

отношений, во всем обширном значении этих слов, вполне закономерно привлекают внимание все большего числа ученых-правоведов, ибо проблемы энергетики и энергетической безопасности, и, как следствие, связанные с ними вопросы правового регулирования, в мире выходят на первый план. Следует отметить, что топливно-энергетический, минерально-сырьевой комплекс представляют собой сложнейшие системы, имеющие архиважное значение как для национальной, так и для мировой экономики.

В последние годы в России появилось немало научных монографических исследований, посвященных различным аспектам правового регулирования отношений в сфере энергетики<sup>1</sup>. Однако фундаментальные исследования, в которых бы с теоретической точки зрения комплексно рассматривалась сущность энергетического права, до последнего времени отсутствовали.

Вышедшая в августе 2014 года монография «Энергетическое право

<sup>1</sup> См. напр.: Энергетическое право России и Германии: сравнительно-правовое исследование / Под ред. П.Г. Лахно. — М.: Издательская группа «Юрист», 2011; Романова В.В. Энергетическое право. Общая часть: учебное пособие. — М.: Изд-во «Юрист», 2013; Энергетическое право и энергоэффективность в Германии и России / РАН, Ин-т государства и права / Под ред. Б. Хольцнагеля, Л.В. Санниковой. — М.: ИнфоТехник Медиа, 2013; Свирков С.А. Основные проблемы гражданско-правового регулирования оборота энергии: монография. — М.: Статут, 2013; Городов О.А. Введение в энергетическое право: учебное пособие. — М.: Проспект, 2012; Салиева Р.Н. Правовое регулирование хозяйственных (предпринимательских) отношений в топливно-энергетическом комплексе : учебное пособие // ТюмГНГУ, 2011; Вершинин А.П. Энергетическое право. — СПб.: Издательский дом СПбГУ, Изд-во юридического факультета СПбГУ, 2007; Городов О.А. Договоры в сфере электроэнергетики: научно-практическое пособие. — М.: Волтерс Клувер, 2007; и др.



Российской Федерации: становление и развитие»<sup>2</sup> является первым в России фундаментальным научным исследованием, в котором в теоретическом аспекте комплексно исследуется сущность энергетического права в различных его проявлениях: как отрасль российского права, как отрасль законодательства, как направление научных исследований и учебная дисциплина.

Как отмечает автор монографии: «данное исследование является своеобразным подведением итогов исследования правового регулирования отношений в области энергетики, которые проводились на протяжении более четверти века. Это осмысление в целом правовых аспектов энергетических проблем на нашей Планете».

Структурно монография состоит из четырех глав, разбитых на параграфы, в которых с помощью разнообразного междисциплинарного инструментария излагаются основные научно-теоретические и практические вопросы правового регулирования отношений в сфере энергетики.

Принципиально важным в этом плане является понимание и легальное закрепление таких базисных категорий как энергия, энергетика, энергетический ресурс и др. Современное законодательство довольно часто оперирует этими категориями, однако оно не раскрывает их содержания. Безусловно, правовое значение данных категорий понимается исходя из их неправового содержания, определяемого, прежде всего, представлениями из естественных и общественных наук о данных явлениях. Тем не менее, для целей правового регулирования закрепление этих ключевых понятий, определение их юридических аспектов, крайне необходимо.

В первой главе — «Теоретические и методологические основы правового регулирования отношений в сфере энергетики» — автор многогранно рассматривает важнейшие, базовые категории энергетического права. С философской, физической и юридической точек зрения исследуется понятие энергии и различных ее видов, излагается история научного исследования развития и понимания данного явления. Автор справедливо отмечает, что «энергия (отдельные ее виды) как предмет правового регулирования (от-

ношения по поводу выработки и использования энергии) характеризуется уникальными особенностями и признаками, отличающими ее от других предметов и явлений материального мира». Поэтому необходимо отдельное самостоятельное, адекватное правовое регулирование энергии и энергетических отношений.

В связи с этим автором проведен глубочайший анализ места энергии в системе объектов гражданских, предпринимательских и иных прав и обязанностей. В параграфе, посвященном данному вопросу, приводятся и анализируются различные точки зрения и юридические концепции энергии, нашедшие в различное время свое отражение в отечественной и зарубежной правовой доктрине. Проведен всесторонний (в том числе ретроспективный) анализ как российского, так и зарубежного законодательства, исследованы закрепляемые в нем гражданско-правовые категории «вещь», «имущество», «единий недвижимый комплекс», «товар» и их соотношение с категориями «энергия», «мощность» и другими категориями энергетического права.

Отдельная глава посвящена исследованию энергетики как материальной базы предпринимательской деятельности. В ней автором системно излагаются понятие, общая характеристика и содержание энергетики, вопросы энергетической безопасности, рассматриваются организационно-правовые аспекты функционирования энергетики России. Специально анализируется употребляемое в законодательстве (п. «и» ст. 71 Конституции РФ), но не раскрываемое в нем понятие «федеральные энергетические системы», являющееся, по утверждению автора, «важным организационно-структурным элементом энергетического бизнеса».

Заслуживает внимания исследование в работе понятия и особенностей предпринимательской деятельности в энергетической сфере. На основе всестороннего анализа правовой доктрины, законодательства и происходящих в России событий политической, экономической и общественной жизни, автор убедительно показывает и исследует существенные особенности правового регулирования энергетического бизнеса в России.

В продолжение исследования фундаментальных категорий энергетического права, которым автор в своей работе совершенно справедливо уделяет большое внимание, ибо без их ис-

следования невозможно сделать адекватно отражающие реальную действительность выводы, П.Г. Лахно переходит к рассмотрению места энергетического права и энергетического законодательства в системе права России.

В третьей главе, озаглавленной «Энергетическое право в системе права России», П.Г. Лахно исследует общетеоретические подходы к выделению отраслей в системе права в целом, анализируя, в том числе, зарубежный опыт. На основе проведенного анализа автор обосновывает понимание энергетического права в качестве интегрированной комплексной отрасли российского права, подчеркивая, однако, что «структурно-единая система правового регулирования в сфере энергетики обуславливается не единственным методом регулирования отношений... а только общей сферой (предметом) регулирования — отношениями, связанными с организацией и функционированием топливно-энергетического комплекса России, нетопливной энергетики и их внешних связей. Отсюда и энергетическое право Российской Федерации необходимо рассматривать в качестве интегрированной комплексной отрасли права, где предмет регулирования включает элементы других первичных, фундаментальных отраслей, не говоря уже о юридических режимах, методах и механизме правового регулирования»<sup>3</sup>.

В научной литературе были сформулированы различные подходы к сущности энергетического права в его теоретическом аспекте (как отрасли права). В то же время выделение энергетического права в качестве самостоятельной отрасли российского права вопрос довольно дискуссионный и неоднозначный. Но, по утверждению автора, все идет к тому, что в перспективе российское энергетическое право займет прочное, достойное, подобающее ему место в системе права России. Об этом убедительно свидетельствует опыт индустриально и энергетически развитых стран мира.

Особого внимания заслуживает параграф, посвященный подробному и детальному исследованию принципов энергетического права. Следует отметить, что данный вопрос практически не исследовался в научной литературе<sup>4</sup>. Автором сформировано де-

<sup>2</sup> Лахно П.Г. Энергетическое право Российской Федерации: Становление и развитие. — М.: Изд-во Московского университета, 2014. — 480 с. (серия «Энергетика и право»).

<sup>3</sup> Лахно П.Г. Указ. соч. С. 290–291.

<sup>4</sup> Принципы энергетического права исследовались в ранее опубликованных работах П.Г. Лахно и В.Ф. Яковleva. См. напр.: Энергетическое право России и Германии: сравнительно-право-



сять основных принципов энергетического права (законодательства), каждый из которых в необходимом объеме раскрыт и проанализирован. В качестве принципов энергетического права П.Г. Лахно выделяет, в частности, принципы: гарантии обеспечения энергоснабжения (обязанность по присоединению к сети и по снабжению энергией и источниками энергии); централизованного принятия решений по основным вопросам государственного регулирования отношений в области энергетики; приоритетности энергетики в экономике страны и ее минерально-ресурсного обеспечения; защиты и охраны окружающей среды; предсказуемости государственной политики в области энергетики; энергосбережения и повышения энергетической эффективности; сбережения редких видов горючего и использования угля; обеспечения развития и использования альтернативных возобновляемых источников энергии и другие.

В четвертой главе автор рассматривает энергетическое законодательство, исходя из широкого понимания последнего как законодательства комплексного характера, регулирующего отношения по всей производственно-сбытовой предпринимательской цепочке энергетического бизнеса: от поиска и разведки, добычи (производства), транспортировки, хранения, переработки минеральных энергетических природных ресурсов и до реализации и потребления энергетических материалов и продуктов.

П.Г. Лахно рассматривает становление и развитие энергетического законодательства России, анализирует современное состояние правового регулирования различных отраслей энергетики. Отдельное внимание справедливо удалено программным документам в сфере энергетики — стратегиям, концепциям, схемам развития, доктрина姆, проводится подробный анализ путей и направлений правового обеспечения Энергетической стратегии 2030, исследуются юридические аспекты программных документов.

Несмотря на глубокую теоретическую составляющую исследования, идеи, высказанные П.Г. Лахно в своей

вое исследование / Под ред. П.Г. Лахно. — М.: Издательская группа «Юрист», 2011. — С. 73–88 (глава 1 §3 — авторы П.Г. Лахно, В.Ф. Яковлев), а также в работах д.ю.н., профессора В.В. Романовой (см.: Романова В.В. Энергетическое право. Общая часть: учебное пособие. — М.: Изд-во «Юрист», 2013. — С. 20–25; Романова В.В. Особенности принципов энергетического права // Российская юстиция. 2013. № 4. — С. 4–7; и др.).

монографии, имеют огромную практическую значимость и прикладное применение. Так, отдельного внимания заслуживает вопрос о необходимости разработки и принятия специализированного, концептуального источника правового регулирования энергетической сферы — Энергетического кодекса Российской Федерации, который должен стать центральным звеном, стержневым источником энергетического права. Как абсолютно справедливо отмечает П.Г. Лахно: «Нужен концептуальный законодательный акт, который закрепил бы отправные положения и принципы правового регулирования ТЭК России, а также ее участия в международных связях на условиях цивилизованных рыночных отношений». Автор рассматривает содержательный аспект Энергетического кодекса РФ, определяя сферу его правового регулирования и формулируя круг вопросов, подлежащих закреплению в нем, определяет ключевые задачи кодекса. Говоря о перспективах принятия Энергетического кодекса РФ автор отмечает, что «Энергетический кодекс РФ станет важным шагом на пути дальнейшего становления, формирования и развития относительно самостоятельного, отличающегося существенными правовыми особенностями, несомненно, связанного со всей системой современного российского законодательства, правового массива, имеющего своей целью правовое обеспечение организации и функционирования топливно-энергетического комплекса Российской Федерации и нетопливной энергетики, сфер потребления энергетических ресурсов и энергетических услуг, в том числе и на международной арене»<sup>5</sup>.

Последовательность, системность в изложении материала, а также комплексность проведенного исследования позволяют читателю найти ответы на большинство вопросов, возникающих в теории и на практике, в том числе весьма дискуссионных, таких как сущность энергетического права, правовая характеристика фундаментальных категорий энергетики, различных вопросов правового обеспечения производственно-сбытового цикла энергетического бизнеса.

Несомненным достоинством работы является четкая логическая струк-

тура, которая облегчает поиск информации по интересующему узкому вопросу, а легкость изложения материала (неперегруженность излишним цитированием, сложной технической терминологией и пр.) и одновременная многосторонность и многогранность в исследовании тех или иных аспектов делают процесс чтения легким и быстрым. При изложении материала автором широко применяются аналитический, исторический, системный, эмпирический методы, метод сравнительного правоведения и другие методы научного исследования.

Монография П.Г. Лахно «Энергетическое право Российской Федерации: Становление и развитие» представляется своевременной, а исследуемая тема актуальной, востребованной и научно обоснованной, имеющей важное значение как для теории энергетического права, так и для практики. Рецензируемая монография несомненно будет полезна не только представителям научного сообщества, преподавателям, аспирантам, магистрантам и студентам, изучающим курс энергетического права и другие смежные правовые дисциплины, но и практикующим юристам, а также представителям неюридических специальностей, осуществляющих свою деятельность в сфере энергетики.

<sup>5</sup> Лахно П.Г. Энергетическое право Российской Федерации: Становление и развитие. — М.: Изд-во Московского университета, 2014. 480 с. (серия «Энергетика и право»). — С. 457–458.



# Диссертации

**Бакиева А.Б. Уточнение модели среднеуральских отложений месторождения Северные Бузачи с целью оптимизации освоения трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья: автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12 — Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Москва, 2013.**

Научная новизна:

1. Уточнена геологическая модель месторождения с учетом результатов комплексного анализа материалов сейсморазведки 3D и бурения.
2. Показана высокая информативность индикаторных исследований при изучении влияния тектонических нарушений на строение месторождения.
3. Научно обоснована необходимость объединения пластов Ю1 и Ю2 в качестве одного объекта разработки.
4. Впервые выполнен анализ экранирующих свойств разломов и проведена их дифференциация по степени гидропроводности.
5. Научно обоснованы предложения по оптимизации освоения трудноизвлекаемых запасов высоковязкой нефти пластов Ю1 и Ю2.

**Бондарев А.В. Прогнозирование нефтегазоносности меловых и юрских отложений Большехетской впадины на основе моделирования геотермобарических и геохимических условий формирования углеводородных скоплений: автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12 — Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Москва, 2013.**

Научная новизна:

1. На основе анализа материалов буровых и геофизических работ, а также впервые примененного для этого региона бассейнового моделирования, выявлены термобарические условия развития и современное состояние Большехетской впадины.
2. Впервые изучены 3 наиболее погруженные зоны АВПод с закономерностями изменения избыточного давления. Эти данные сопоставлены с результатами исследований АВПод на соседнем Мессояхском валу.
3. Установлена температурная история погружения бассейна, а также смоделирован процесс генерации и миграции УВ.

**Кистанов О.Г. Природно-техногенная динамика температурного режима грунтов на на Заполярном нефтегазоконденсатном месторождении: автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.08 — инженерная геология, мерзлотоведение и грунтоведение. Москва, 2014.**

Научная новизна:

1. Для территории нефтегазового месторождения со сложными геокриологическими условиями проведены долговременные

(более 5 лет) режимные наблюдения за температурой грунтов оснований, для которых использованы различные методы термостабилизации и создана база данных динамики температурного режима.

2. Впервые в большом объеме выполнен численный эксперимент влияния годовой динамики уровня надмерзлотных вод в площадных песчаных насыпях на температурный режим грунтов. На его основе установлено: различные режимы динамики надмерзлотных вод приводят как к повышению, так и к понижению среднегодовой температуры грунтов.

**Ефимов А.А. Разработка статистических моделей для прогноза коэффициента подвижности нефти в различных фациальных условиях (на примере башкирских залежей Пермского края): автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12 — Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Пермь, 2013.**

Научная новизна:

1. На основе изучения данных кернового материала, петрофизических свойств и характеристики пласта предложен метод оценки коэффициента подвижности в различных фациальных условиях башкирских залежей нефти.
2. Установлено влияние фациальной принадлежности коллекторов на характеристики подвижности нефти для башкирских залежей.
3. Научно обоснована эффективность использования разработанных статистических моделей месторождений Пермского края расположенных в различных тектонических элементах.

**Качинская И.В. Влияние литолого-минералогического состава и постседиментационных процессов на фильтрационно-емкостные свойства терригенных коллекторов (на примере месторождений нефти и газа Восточной и Западной Сибири): автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук : 25.00.12 — Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Тюмень, 2013.**

Научная новизна:

1. Установлены взаимосвязи литолого-минералогического состава и вторичных изменений терригенных коллекторов с их фильтрационно-емкостными свойствами для отложений венда Камовского и Оморинского месторождений.
2. Разработана основанная на комплексировании данных пиролитических и петрографических исследований методика качественного прогноза изменения коллекторских свойств терригенных пород венда Камовского свода под воздействием постседиментационных процессов.
3. Впервые показано, что несоответствие

лабораторных и промысловых исследований нефтенасыщенных коллекторов горизонта БТ6-8 Заполярного месторождения связано с высоким содержанием цеолитов в цементе этих пород.

**Мустаев Р.Н. Условия формирования и прогноз нефтегазоносности западного борта южно-каспийской впадины: автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12 — Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Москва, 2013.**

Научная новизна:

1. В диссертационной работе была применена технология бассейнового моделирования с целью оценки перспектив нефтегазоносности мезокайнозойского комплекса Южно-Каспийской впадины.
2. В качестве инструмента была использована компьютерная программа PetroMod (Schlumberger), которая позволяет реконструировать процессы генерации, миграции и аккумуляции углеводородов в пространстве и во времени.
3. С целью оценки нефтегазоматеринских толщ и их характеристик впервые для данного региона были исследованы выборы грязевых вулканов методом Rock-Eval и химико-битуминологическими методами.

**Попова Н.С. Геолого-геофизические исследования карбонатных коллекторов для оптимизации процесса разработки нефтяных залежей: автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.10 — Геофизика, геофизические методы поисков полезных ископаемых. Пермь, 2013.**

Научная новизна:

1. Обоснована необходимость применения результатов комплексной интерпретации данных нейтрон-нейтронного (ННК-т), акустического (АК), гамма-гамма (ГГК-п), волнового акустического (ВАК) каротажа, исследований керна для выявления особенностей карбонатных коллекторов, влияющих на качество их разработки.
2. Получены новые зависимости между коэффициентом пористости, определенным по керну, и показаниями геофизических исследований скважин в интервалах карбонатных пород-коллекторов ряда месторождений Соликамской депрессии Предуральского краевого прогиба и платформенной части Пермского Прикамья.
3. Выявлены не изученные ранее структурные особенности серпуховско-башкирской залежи Уньвинского нефтяного месторождения по результатам комплексной интерпретации ГИС, доказано влияние этих особенностей на разработку залежи.
4. Уточнено геологическое строение серпуховско-башкирской залежи Уньвинского нефтяного месторождения на основе новой геолого-геофизической информации.



**Фадеева С.В. Генетические типы и катагенез нефти юго-востока Западной Сибири: автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.09 — Геохимия, геохимические методы поисков полезных ископаемых. Томск, 2013.**

Научная новизна:

1. Впервые на основе особенностей молекулярного состава выявлены генетические типы нефти ЮВЗС, отличающиеся друг от друга природой и степенью термической зрелости генерирующих их НМП.
2. В результате сравнения молекулярного состава нефти и экстрактов из НМП региона обоснована принадлежность выделенных типов нефти к определенным НМП и установлены закономерности распространения нефти разных типов на исследуемой территории. Показано, что все нефти ЮВЗС генетически связаны с тремя основными НМП, расположенными в верхней и нижней юре, а также палеозое. Выделены смешанные нефти, в генерации которых участвовали НМП различной природы и катагенеза.
3. Обоснован набор молекулярных параметров, позволяющий однозначно относить нефти к определенному генетическому типу вне зависимости от условий их геологического залегания, а также проводить надежные корреляции нефть-НМП, устанавливать закономерности распространения и механизмы формирования залежей монотипных нефти и нефти смешанной природы. Установлен диапазон изменения молекулярных параметров, характеризующих фациально-генетические условия осадконакопления и катагенез ОВ, в пределах каждого генетического типа.
4. С учетом типизации нефти определена роль различных нефтегазоносных пород в формировании нефтегазоносности региона. Оценен вклад НМП юры и доюрских отложений в формировании залежей смешанных нефтей.

**Хлебников Д.П. Особенности геологического строения и перспективы газонефтегазоносности литологических ловушек ачимовской толщи Надым-Пур-Тазовского района: автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.12 — Геология, поиски и разведка нефтяных и газовых месторождений. Москва, 2013.**

Научная новизна:

1. Предложена уточненная методика комплексной индексации ачимовских отложений Надым-Пур-Тазовского района. Она основана на последовательной индексации сначала клиноформных комплексов регионального масштаба, а затем — ачимовских песчаных тел в пределах отдельных площадей и месторождений углеводородов. Для работ регионального масштаба предлагается использовать опорные сейсмические профили, а для работ локально-го масштаба — результаты площадных сейсмических исследований и данные ГИС.

2. Уточнена геологическая модель формирования депоцентров ачимовских песчаников Надым-Пур-Тазовского района. Выяснено, что ведущим фактором в этом процессе являлось неравномерное уплотнение преобладающих в ачимовской толще глинистых и в меньшей степени песчаных пород под действием вертикальной гравитационной нагрузки, что привело к «шахматно-упорядоченному» расположению депоцентров ачимовских песчаных тел в плане.
3. Обоснована сингенетичность скоплений углеводородов и исследуемых отложений. Приведена схема изменения содержания рассеянного органического вещества (РОВ) в отложениях ачимовской толщи Надым-Пур-Тазовского района. Выявлена зависимость содержания РОВ от общих толщин ачимовских отложений, имеющей вид выпуклой кривой. По мнению автора, причиной перегиба служит разбавление и разубоживание органического вещества, которое наступает при достижении определенной (критической) скорости седimentации, когда концентрация РОВ в единице объема породы начинает уменьшаться.
4. Проведена оценка перспектив нефтегазоносности ачимовского комплекса в пределах Надым-Пур-Тазовского района. На основе уточненной геологической модели ачимовской толщи исследуемого района разработаны рекомендации по проведению поисково-разведочных работ. Основой для выделения перспективных объектов послужило установленное автором «шахматно-упорядоченное» распространение депоцентров ачимовских песчаников. В качестве вспомогательного критерия использовалась также установленная автором зависимость содержания РОВ от общей толщины ачимовских отложений. Построена схема перспектив нефтегазоносности ачимовской толщи в пределах исследуемого района. Всего для проведения поисково-разведочных работ предлагаются 25 перспективных объектов. Предполагается, что в результате проведения данных работ прирост запасов промышленных категорий составит: по нефти — 21,01 млн т, по природному газу — 47,95 млрд м<sup>3</sup>.

**Ястребов А.А. Оценка геоэкологических условий нефтегазодобычи Надым-Пурской и Пур-Тазовской нефтегазоносных провинций: автореферат дис. ... кандидата геолого-минералогических наук: 25.00.36. Москва, 2014.**

Научная новизна:

1. Впервые для северной группы бассейнов кайнозойско-меловой системы стока в пределах Тазовского и части Нижнеобского бассейнов (р. Надым) с использованием гидрометрического метода оценки балансовых характеристик произведен расчет подземной составляющей (около 26%) в общем стоке.
2. Установлены и охарактеризованы источники формирования подземных вод и дана оценка скорости их водообмена.



