

## ОАО «Газпром промгаз»: верность традициям, созидание, движение вперед

Ю.И. Спектор (ОАО «Газпром промгаз», РФ, Москва)

*В 1949 г. в соответствии с постановлением Совета Министров СССР был создан Всесоюзный научно-исследовательский и проектный институт подземной газификации углей (ВНИИПодземгаз), ставший родоначальником нынешнего ОАО «Газпром промгаз». 65 лет минуло со дня образования нашего института. Сегодня ОАО «Газпром промгаз» – это динамично развивающийся, комплексный научно-исследовательский и проектный институт, в котором сформирован слаженный высококвалифицированный коллектив, способный успешно решать сложные научно-технические задачи и разрабатывать комплексные проекты в интересах ОАО «Газпром» и его дочерних обществ.*

Первым директором института назначен А.Б. Чернышов. Институт в короткие сроки достиг значительных успехов. Была создана необходимая теоретическая база, разработаны оригинальные технологии и оборудование, на базе которых сооружены шесть экспериментальных станций подземной газификации углей (Подмосковная и Шатская в Московском угольном бассейне, Лисичанская в Донбассе, Южно-Абинская в Кузбассе, Ангренская в Узбекистане и Южно-Синельниковский опытный участок в Днепробассе).

Об уровне разработок ВНИИПодземгаза свидетельствует тот факт, что в 1975 г. лицензия на технологию подземной газификации углей была продана компании «Техас Ютилитис» (США). Наибольший вклад в решение задачи подземной газификации углей внесли руководители и ученые института: заведующий лабораторией подземной газификации углей В.А. Волк, к.т.н. Н.А. Федоров, д.т.н. Г.О. Нусинов, д.т.н. Е.В. Крейнин, к.т.н. К.Н. Звягинцев, к.т.н. Г.П. Зыбалова, к.т.н. Э.С. Мирингоф, к.г.-м.н. П.И. Калашников, к.г.-м.н. Н.В. Ефремочкин.

В конце 50-х – начале 60-х гг. прошлого века в связи ростом объемов добычи и поставок природного газа и, самое главное, хорошими перспективами наращивания сырьевой базы газовой промышленности

проблема подземной газификации углей потеряла актуальность. На первый план вышли задачи добычи, транспортировки и эффективного использования природного газа. По этим причинам в 1964 г. профиль института был изменен. Постановлением Госкомитета по координации научно-исследовательских работ СССР и приказом Государственного производственного комитета по газовой промышленности ВНИИПодземгаз был преобразован во Всесоюзный научно-исследовательский институт использования газа в народном хозяйстве и подземного хранения нефти, нефтепродуктов и сжиженных газов ВНИИПромгаз.

В качестве основных направлений деятельности института были определены: повышение эффективности использования газа в различных отраслях народного хозяйства; создание и внедрение новых видов газоиспользующего оборудования и аппаратуры; исследования по созданию и эффективной эксплуатации подземных емкостей в горных породах. Следует отметить, что тематика подземной газификации углей не была полностью забыта – сохранилась лаборатория, продолжавшая в течение некоторого времени вести исследования по этой тематике.

В связи с ростом поставок газа народному хозяйству все актуальнее становилась проблема рационального и эффективного



Ю.И. Спектор, генеральный директор ОАО «Газпром промгаз»

использования газа, и ВНИИПромгаз успешно справлялся с ее решением. В числе работ, выполненных ВНИИПромгазом в этой области, – разработка, изготовление и внедрение энергосберегающих газогорелочных устройств, оптимизация промышленного газоиспользующего оборудования и снижение вредных выбросов в атмосферу; выпуск первых газозаправочных колонок для АГНКС, регенераторов для газоперекачивающих агрегатов, газорегуляторных станций; разработка современных газоиспользующих технологий для агропромышленного комплекса и др.

ВНИИПромгазу принадлежит большая заслуга по переводу на природный газ технологических агрегатов целого ряда предприятий. В их числе Норильский, Алавердский и Алмалыкский комбинаты цветной металлургии, Магнитогорский и Липецкий комбинаты черной металлургии, Рязанский завод цветных металлов, Горьковский автозавод, Новороссийский

завод цементной промышленности и многие другие.

Институтом разработаны более 40 типов газогорелочных устройств различных типов и размеров и термические трубы практически для всех газоиспользующих агрегатов: термических и нагревательных печей машиностроения, плавильных печей цветной и черной металлургии, обжиговых печей цементной и огнеупорной промышленности, печей стеклольной промышленности, бытовых и промышленных котлов. Их создателями были д.т.н. Н.В. Лавров, д.т.н. Е.В. Крейнин, к.т.н. Н.А. Федоров, к.т.н. Е.А. Сеницын, к.т.н. К.Н. Звягинцев, к.т.н. С.Е. Барк, к.т.н. А.И. Плужников, к.т.н. Б.Н. Федоров, к.т.н. В.П. Албул, к.т.н. О.Г. Рогинский, к.т.н. Л.М. Новиков, к.т.н. М.А. Розенберг, к.т.н. А.А. Чеканов и многие другие.

В связи с интенсивным развитием Единой системы газоснабжения (ЕСГ) страны остро встал вопрос утилизации тепла отходящих газов компрессорных станций, и ВНИИПромгаз подключился к ее решению. К.т.н. Э.И. Розенфельд, В.Л. Магницкий, Л.В. Власова, А.А. Кяргес разработали новые конструкции теплообменников для утилизации тепла выхлопных газов газотурбинных агрегатов компрессорных станций. К.т.н. В.П. Вершинский и Н.М. Коробов координировали работы по испытаниям парогазового цикла на компрессорных станциях в целях повышения КПД газоперекачивающих агрегатов.

В течение 30 лет, начиная с 1964 г., институт был головной организацией в стране в области разработки технологий создания и эксплуатации подземных хранилищ газа, нефти и продуктов их переработки, проектирования и строительства подземных резервуаров; разработки средств обеспечения безопасности и мониторинга недр, почв и атмосферы на объектах подземного хранения углеводородов.

Особый вклад в развитие этого направления внесли д.т.н. В.А. Мазуров, к.т.н. Б.Н. Федоров, д.т.н. В.И. Смирнов, к.г.-м.н. В.М. Овчинников. Работы ВНИИПромгаза легли в основу комплексных разработок технологии строительства и эксплуатации подземных резервуаров в отложениях каменной соли для хранения природного газа, нефти и продуктов их переработки. По раз-

работкам ВНИИПромгаза было построено более 5 млн м<sup>3</sup> подземных емкостей, в том числе первое в СССР подземное хранилище природного газа в Армении, первые подземные хранилища нестабильного сероводородсодержащего конденсата на Оренбургском, Астраханском и Карагаганакском ГКМ, первое подземное хранилище гелиевого концентрата, ряд крупных объектов для Министерства обороны и Госкомресурсов.

К середине 70-х гг. прошлого века существенно возрос научный потенциал института, была создана мощная экспериментальная база. Это позволило в 1976 г. создать на базе ВНИИПромгаза Всесоюзное научно-производственное объединение «Союзпромгаз», в состав которого вошли научно-исследовательский институт, Среднеазиатский филиал в Ташкенте, три завода по производству газоиспользующего оборудования, пусконаладочные участки, государственный испытательный центр горелочных устройств и специальное проектно-конструкторское бюро. В объединении работало около 4000 чел., в том числе 1000 научных и инженерно-технических работников.

После распада СССР из состава ВНПО «Союзпромгаз» вышли предприятия и организации, расположенные на территориях бывших союзных республик, а в июне 1992 г. в связи с введением в действие Закона о государственных предприятиях ВНПО «Союзпромгаз» было преобразовано в государственное предприятие НПО «Промгаз».

В 1994 г. в соответствии с Указом Президента РФ о приватизации государственного газового концерна «Газпром» и его дочерних предприятий было учреждено ОАО «Промгаз». В 1999 г. на должность генерального директора ОАО «Промгаз» был назначен А.М. Карасевич, который провел серьезные преобразования в институте и организовал работу по ряду новых актуальных направлений.

В 2002 г. Правлением ОАО «Газпром» на ОАО «Промгаз» были возложены функции головного научного центра в области обоснования региональной энергетической политики, газификации, распределения и использования газа, освоения ресурсов метана угольных пластов и малых месторождений углеводородного сырья, ценообразования

в строительстве объектов газовой промышленности. В 2008 г. ОАО «Промгаз» было переименовано в ОАО «Газпром промгаз».

Одной из приоритетных задач ОАО «Газпром промгаз» на современном этапе является развитие газификации регионов страны. Институт формирует рациональные топливно-энергетические балансы, выполняет прогноз перспективного спроса на газ, разрабатывает генеральные схемы газоснабжения и газификации регионов, выполняет научные исследования, направленные на модернизацию и техническое перевооружение систем газораспределения, повышение надежности и безопасности их функционирования. Ведется работа по формированию современной нормативно-методической базы проектирования, строительства и эксплуатации газораспределительных станций (ГРС), распределительных газопроводов и других объектов газификации.

Начиная с 2000 г. ОАО «Газпром промгаз» по заданию ООО «Газпром межрегионгаз» разработаны генеральные схемы газоснабжения и газификации 82 субъектов Российской Федерации, программы газификации 69 регионов РФ. В настоящее время осуществляется корректировка генеральных схем 9 субъектов РФ. Институт приступил к разработке генеральных схем газоснабжения и газификации федеральных округов РФ, а также республик Армении и Кыргызстана.

С 2005 г. ОАО «Газпром промгаз» запроектировало 2166 объектов по программам газификации регионов РФ общей протяженностью 28,0 тыс. км. В 2013–2014 гг. институт выиграл тендеры и приступил к выполнению проектно-изыскательских работ по газификации ряда населенных пунктов Московской обл.

В указанных выше работах принимали участие д.т.н. проф. А.М. Карасевич, к.т.н. Ю.Н. Ярыгин, Е.В. Брысьева, Н.В. Варламов, А.В. Оплачко, Е.В. Слетова, к.т.н. А.Е. Лаврентьев, к.ф.-м.н. И.В. Тверской, к.т.н. А.В. Белинский, С.Н. Речинский, к.т.н. А.З. Стопыра, В.В. Попов, Н.Н. Полякова, С.Ю. Руденко, Г.Г. Скороход, Д.Ю. Пономарева, А.Н. Горохов, к.т.н. Р.В. Самойлов, М.В. Сосков, Ю.В. Дроздов, Т.Б. Белозерова, В.П. Гуцин, В.С. Шелекета, к.ф.-м.н. С.Н. Нефедов, В.М. Сухарев, И.В. Гуцина,

И.Б. Ромашко, Е.А. Шоколенко, С.С. Туктаров, В.А. Бахарев, Д.И. Шестернин, Н.Н. Полякова, В.В. Чудотворов, В.А. Липилин, Ю.А. Голубцов, А.В. Волосухин, О.В. Алешина, О.К. Жидкова и др.

В целях синхронизации развития сетей газораспределения и объектов транспорта газа ОАО «Газпром промгаз» ведет разработку программ развития, реконструкции и повышения надежности газотранспортных систем (ГТС) дочерних газотранспортных обществ ОАО «Газпром». Разработаны программы развития ГТС ООО «Газпром трансгаз Краснодар», ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», ООО «Газпром трансгаз Махачкала», ООО «Газпром трансгаз Уфа». В 2014 г. начата разработка аналогичной программы для ООО «Газпром трансгаз Казань».

В 2010 г. ОАО «Газпром промгаз» совместно с Центральным производственно-диспетчерским департаментом ОАО «Газпром» разработало концепцию стандартизации диспетчерского управления системами газоснабжения, утвержденную приказом ОАО «Газпром». В концепции впервые в отрасли сформулированы единые требования и принципы разработки нормативных документов ОАО «Газпром» по диспетчерскому управлению системами газоснабжения. В рамках ее реализации в 2013 г. утверждена первая очередь комплекса стандартов диспетчерского управления ОАО «Газпром».

Разработка программ развития ГТС, а также нормативных документов по диспетчерскому управлению ЕСГ осуществлена к.т.н. А.В. Белинским, к.ф.-м.н. И.В. Тверским, Г.В. Герке, к.т.н. Р.В. Самойловым, А.О. Саблиным, А.Е. Величкиным, С.Н. Речинским, О.И. Ребровым, С.В. Горшковой, В.С. Шелекетой и др.

Большое внимание в институте уделяется проблемам повышения надежности и эффективности систем распределения газа. ОАО «Газпром промгаз» разрабатываются комплексные, рассчитанные на 3–5 лет, а также ежегодные программы реконструкции и технического перевооружения газового хозяйства ОАО «Газпром».

ОАО «Газпром промгаз» совместно с Департаментом по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» обосновали стратегические

цели и концептуальные направления развития газораспределения. За период с 2006 г. разработаны: концепция технического развития систем газораспределения, концепция совершенствования производственных процессов в газораспределительных организациях (ГРО), предложения по стратегии управления активами ГРО и совершенствованию системы регулирования газораспределения.

Разработано около 40 национальных стандартов и нормативно-методических документов системы стандартизации ОАО «Газпром» по проектированию, строительству, реконструкции и эксплуатации объектов сетей газораспределения, оценке и управлению их надежностью, сформированы альбомы типовых технических решений по проектированию и строительству (реконструкции) газопроводов. Выполняется программа научно-исследовательских работ, направленная на переход к стратегии обслуживания объектов газораспределения по техническому состоянию.

В выполнении указанных работ участвует коллектив в составе к.т.н. В.А. Клименко, А.В. Шерстобитова, к.э.н. М.В. Красильниковой, А.В. Гельмана, к.т.н. А.А. Сергеева, А.Ю. Аполонской, П.Е. Блинова, И.А. Шпарты, П.А. Половинкина, С.В. Мохова и др.

С 2013 г. активно развиваются работы по проектированию объектов Инвестиционной программы ОАО «Газпром». С этой целью в составе института создан и функционирует Инжиниринговый центр.

Основная профессиональная компетенция наших проектировщиков – это газовые объекты, региональные магистральные газопроводы, газопроводы-отводы и ГРС, газораспределительные сети, объекты автономной газификации, АГНКС, объекты обустройства газовых и газоконденсатных месторождений регионального значения (в том числе месторождений метана угольных пластов), региональные объекты газопереработки и газохимии, объекты энергетического и теплового хозяйства. Хотелось бы отметить слаженную работу руководителей и сотрудников проектного блока Н.В. Варламова, к.т.н. А.Е. Лаврентьева, С.Ю. Мацкунас, А.Н. Иванова, Е.И. Досовой, П.М. Анисимова, Е.И. Кожевниковой, В.В. Попова,

Н.В. Рубинштейна, О.В. Шевлюка, Ю.М. Комиссарова, Н.Н. Поляковой, Д.А. Орешникова, А.П. Шкурченко, Д.В. Долгорукова, Ю.А. Голубцова, В.А. Липилина, Д.В. Даниленко, Ф.М. Мустафина, В.В. Чудотворова, к.э.н. И.А. Киршиной, М.Ю. Власова, к.т.н. Н.Б. Дзетля, А.Л. Димова и др.

В 2014 г. институт выполняет ряд ответственных проектов. В частности, продолжает проектные работы, связанные с развитием системы газоснабжения Камчатского края: это подключение дополнительных скважин на Кшукском месторождении, эксплуатационная дорога от с. Карымай до Нижне-Квакчикского месторождения. Проектируем развитие газотранспортных мощностей для увеличения объемов закачки газа в Касимовское ПХГ и отбора из Касимовского и Увязовского ПХГ, обустройство Чиканского месторождения в Иркутской обл. на период опытно-промышленной эксплуатации, газопровод Галич – Мантурово – Шарья, вспомогательное здание учебного центра и реконструкцию здания поликлиники ОАО «Газпром» на ул. Наметкина и многое другое.

На современном этапе получают широкое внедрение альтернативные технологии газификации, не связанные со строительством газопроводов-отводов и протяженных распределительных сетей, а базирующиеся на использовании сжиженного природного газа (СПГ). Разработаны программы по переводу автомобильного транспорта и сельскохозяйственной техники на газомоторное топливо для четырех регионов Дальнего Востока: Приморского, Хабаровского и Камчатского краев и Сахалинской обл. ОАО «Газпром промгаз» по договору с ОАО «Газпром газэнергосеть» разработана проектно-сметная документация на строительство в Пермском крае комплекса производства СПГ и трех комплексов хранения и регазификации СПГ, ведется авторский надзор за строительством.

При разработке генеральных схем газоснабжения и газификации регионов РФ ОАО «Газпром промгаз» уделяет большое внимание вовлечению в хозяйственный оборот региональных ресурсов углеводородного сырья. Начиная с 2000 г. ОАО «Газпром промгаз» выполняет научно-исследователь-

ские и проектные работы в области геологического изучения, освоения и разработки месторождений природных газов для целей регионального газоснабжения.

Значительный вклад в развитие данного направления в ОАО «Газпром промгаз» внесли: д.т.н., проф. А.М. Карасевич, д.т.н., чл.-корр. РАН А.И. Гриценко, д.т.н., проф. Г.А. Зотов, к.г.-м.н. М.Я. Зыкин, к.ф.-м.н. Н.М. Стронский, к.г.-м.н. Гудымова Т.В., к.г.-м.н. Ю.Ю. Силантьев, к.г.-м.н. Н.В. Демущкина, д.т.н., проф. Е.М. Нанивский, к.т.н. О.Е. Бугрий, д.т.н. З.З. Шарифудинов, А.А. Урумян, к.т.н. А.Н. Кульков, Г.Ф. Васильев, Т.Е. Акимова, Г.Б. Габуния, Н.Ю. Бутова, Д.Ю. Семигласов, Г.Г. Кучеров, к.т.н. Д.Л. Алексеев, В.В. Иванов, Т.Е. Машоткина, М.Д. Пономарева, А.В. Грибанова, Н.И. Манаenkova, к.г.-м.н. А.Г. Кузнецов, к.г.-м.н. В.И. Карпов, А.М. Алферов, к.т.н. Г.Г. Крылова, к.т.н. А.В. Игнатъев, к.г.-м.н. Д.П. Земцова, С.Д. Бовкун и др.

За это время разработаны схемы и технико-экономические обоснования освоения малых месторождений углеводородного сырья в регионах России, составлены проекты разработки 9 месторождений; разработаны технико-экономические предложения по освоению участков нераспределенного фонда недр, представляющих приоритетный интерес для восполнения сырьевой базы ОАО «Газпром»; выполнена геолого-экономическая оценка перспективных для лицензирования территорий Иркутской обл., Республики Саха (Якутия), Красноярского края, Республики Бурятия, разработана Программа геолого-разведочных работ на Западно-Камчатском шельфе, выполнен геолого-технологический аудит Северо-Уренгойского ГКМ; разработаны генеральная схема и программа комплексного развития мощностей ОАО «Газпром» в части эффективного освоения малых месторождений, месторождений низконапорного газа и альтернативных газовых ресурсов.

В 2014 г. коллектив выполняет ряд важных работ для ОАО «Газпром» и его дочерних обществ. Это оценка целесообразности комплексной разработки Собинского НКМ с одновременным освоением месторождений Красноярского центра газодобычи с низким

содержанием азота. Для Правительства ХМАО-Югра выполняется технико-экономическое обоснование инвестиционных проектов по освоению Чуэльского, Восточно-Тугровского и Северо-Казымского месторождений.

Примером комплексного подхода к решению сложных технических, социальных и экономических задач являются работы, выполненные ОАО «Газпром промгаз» по газоснабжению и газификации Камчатского края. Для этого региона была разработана Генеральная схема газоснабжения и газификации, на ее основе выполнены проекты разработки и обустройства Кшукского и Нижнеквакчикского месторождений, включая строительство скважин, запроектирован магистральный газопровод к Петропавловску-Камчатскому и распределительные сети.

Перспективным направлением повышения эффективности использования природного и попутного газа региональных месторождений является ведущаяся институтом разработка отечественной малотоннажной технологии переработки природного газа в высокооктановый бензин с использованием бифункционального цеолитсодержащего катализатора. На опытной базе в г. Каменск-Шахтинском (Ростовская обл.) построена экспериментальная установка, на которой получены образцы высокооктанового бензина. В работе принимали участие к.т.н. А.Ю. Зоря, С.В. Баранцевич, к.х.н. А.Д. Литвина, д.т.н. С.В. Шурупов, Т.М. Шипилина, С.Н. Марченко, А.Н. Голубятников, И.А. Шейдер, М.Н. Моисеева, А.А. Новойдарский и другие специалисты.

Институт является инициатором работ в ОАО «Газпром» по подготовке к освоению нетрадиционных ресурсов метана угольных пластов в Кузбассе. В результате выполнения в 2003–2007 гг. комплекса научно-исследовательских и экспериментальных работ на Талдинском научном полигоне в Кузбассе созданы основы геолого-геофизической, технологической и нормативно-правовой базы для добычи метана из угольных пластов. Новые технико-технологические решения защищены 21 патентом РФ. Разработаны 17 нормативных документов, устанавливающие основные положения, методы и требования в области освоения ресурсов метана уголь-

ных пластов. Подготовлен раздел в новую редакцию Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности, регламентирующий строительство и обустройство метаноугольных скважин.

В 2008 г. по результатам экспериментальных работ впервые в России были подсчитаны и утверждены Государственной комиссией по запасам полезных ископаемых МПР РФ запасы метана в угольных пластах Талдинского метаноугольного месторождения. ОАО «Газпром промгаз» выполнены финансово-экономические обоснования для включения метана угольных пластов в 2011 г. в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод в качестве самостоятельного полезного ископаемого, а также принятия в 2012 г. изменения к Налоговому кодексу Российской Федерации по освобождению метана угольных пластов от налога на добычу полезных ископаемых.

По результатам выполненных работ ОАО «Газпром» принято решение о переходе к этапу геолого-разведочных работ и пробной добыче метана угольных пластов. ОАО «Газпром промгаз» осуществляет научное сопровождение и проектное обеспечение реализации проекта «Метан Кузбасса». Разработаны проекты и программы проведения геолого-разведочных работ на Талдинской и Нарыкско-Осташкинской площадях в Кузбассе, проекты строительства разведочных и эксплуатационных метаноугольных скважин, проект пробной эксплуатации, технологические схемы разработки на период опытно-промышленной эксплуатации и проект обустройства Талдинского метаноугольного месторождения. В настоящее время ведутся работы по подготовке обоснования инвестиций в промышленную добычу метана из угольных пластов в Кузбассе.

Значительный вклад в развитие данного направления в ОАО «Газпром промгаз» внесли: д.т.н. проф. А.М. Карасевич, к.ф.-м.н. Н.М. Стронский, к.г.-м.н. В.Т. Хрюкин, к.г.-м.н. Б.М. Зимаков, к.г.-м.н. М.Я. Зыкин, Е.В. Швачко, Т.С. Попова, д.г.-м.н. Г.Е. Бондаренко, А.В. Сивков, М.А. Попов, В.В. Гергер, Ю.М. Жуков, В.Г. Кузнецов, А.А. Кяргес, к.г.-м.н. С.Б. Секретов, к.г.-м.н. А.Г. Черников, к.ф.-м.н. В.П. Ластовецкий, В.Н. Шолев, Д.А. Сизиков, В.М. Гребенкин,

Т.В. Новиков, Л.Ю. Васильченко, Е.Г. Абарбанель, А.В. Кирильченко, к.т.н. А.Н. Васильев, В.В. Шишляев, В.Н. Головачев, К.Г. Епифанов, Н.И. Ступин и другие специалисты.

Одним из важных направлений деятельности ОАО «Газпром промгаз» является региональная энергетика. Особенностью нашего подхода в этой области является комплексное рассмотрение систем газо-, электро- и теплоснабжения. На этой основе были разработаны энергетическая стратегия и генеральная схема энергоснабжения г. Москвы с учетом программы внедрения генерирующих мощностей и единой расчетно-информационной модели энергообеспечения объектов города на период до 2020 г., технико-экономическое обоснование реконструкции системы энергоснабжения Центрального и Адмиралтейского районов Санкт-Петербурга и ряд других крупных работ, реализация которых позволила добиться существенного снижения объемов потребления топливно-энергетических ресурсов с одновременным повышением надежности функционирования энергетических систем.

Новым этапом по развитию рассматриваемого направления явилась разработка схем теплоснабжения городов Санкт-Петербург, Нижний Новгород, Уссурийск, Октябрьский на период до 2027 г. с преимущественным развитием теплофикации и созданием единых теплоснабжающих организаций.

Наш институт выполняет ежегодную корректировку схемы теплоснабжения Москвы на период до 2025 г. В настоящее время ведется работа по решению проблем развития, реконструкции и повышения эффективности функционирования энергетических объектов ОАО «Мосэнерго» и ОАО «МОЭК». Наша задача – разработать экономически обоснованные технические решения перспективного развития ТЭЦ и других энергоисточников, направленные на улучшение общего экономического результата деятельности энергетических компаний Группы «Газпром», обеспечение нормативной надежности систем теплоснабжения, эффективности топливоиспользования и снижения эксплуатационных затрат.

Одним из перспективных направлений энергосбережения при электро- и теп-

лоснабжении объектов ОАО «Газпром», особенно для вдольтрассовых и удаленных потребителей, является использование возобновляемых источников энергии. Специалистами ОАО «Газпром промгаз» выполнен ряд работ по данному направлению, в которых предложены новые научно-методологические подходы к выбору структуры и оборудования для комбинированных систем энергоснабжения, включающих как традиционные, так и возобновляемые источники энергии.

Большой вклад в развитие исследований в области региональной энергетики внесли д.т.н. проф. А.М. Карасевич, д.т.н. Л.Д. Криворучий, д.т.н. проф. В.К. Аверьянов, к.т.н. А.Ю. Зоря, А.В. Оплачко, В.Э. Замерград, д.т.н. Е.В. Сеннова, к.т.н. Ю.А. Охорзин, А.С. Свистунов, к.т.н. Б.Н. Громов, М.А. Сердюкова, д.т.н. А.В. Федяев, С.А. Кожухов, к.т.н. В.В. Царев, А.Ю. Панфилов, А.М. Кашлев, М.В. Белова, Н.Н. Шмыгля, Д.В. Семенов, д.т.н. Ю.В. Юферев, к.т.н. В.Ю. Мосягин, А.Г. Михайлов, к.т.н. Р.Ю. Зарецкий, А.В. Южаков, к.т.н. А.Н. Грунин, д.т.н. В.Н. Толмачев, к.т.н. С.Н. Кирюхин, А.В. Миронов, к.т.н. А.Н. Тютюнников, А.Р. Сибгатуллин, А.А. Мележик и др.

В рамках выполнения функций головной организации ОАО «Газпром» в области сметного нормирования институтом разработана и внедрена новая сметно-нормативная база на строительство скважин, создан корпоративный программный комплекс по расчету смет ресурсным методом, а также ряд нормативных документов методологического характера, обеспечивающих прозрачность и достоверность сметных расчетов.

Разработаны сметные нормы на новые технологии строительства, применяющиеся на важнейших объектах ОАО «Газпром», таких как Кириновское, Бованенковское газоконденсатные месторождения, КС Портовая в составе стройки «Северо-Европейский газопровод», системы магистральных трубопроводов Бованенково – Ухта, Сахалин – Хабаровск – Владивосток, промысловые газопроводы Заполярного месторождения, расширение ЕСГ для обеспечения подачи газа в газопровод «Южный поток».

ОАО «Газпром промгаз» внесло свой вклад в строительство олимпийских объек-

тов. Нашими специалистами разработаны индивидуальные единичные расценки на отдельные виды работ при строительстве объектов Олимпийских игр 2014 г. в г. Сочи.

Начиная с 2005 г. ОАО «Газпром промгаз» по заданию ОАО «Газпром» ежегодно разрабатывает текущие и прогнозные индексы изменения сметной стоимости строительства, ликвидации, консервации и расконсервации скважин. В настоящее время ОАО «Газпром промгаз» производит расчет индексов изменения сметной стоимости завершения строительства для Новоуренгойского газохимического комплекса; разрабатывает сборники сметных цен для определения стоимости строительства завода по производству СПГ в районе г. Владивостока.

В работах по совершенствованию ценообразования в проектировании, строительстве и капитальном ремонте объектов ОАО «Газпром» принимали участие к.ф.м.н. Н.М. Сторонский, Н.Н. Ленинцев, А.Л. Артюнина, В.С. Белявский, В.П. Антипова, В.В. Павлов, О.А. Потеева, Е.И. Досова, Ф.В. Шевченко, С. М. Шамара, К.И. Дейнеко, Б.В. Пискунов, А.В. Гудымов, В.В. Симонов, Г.А. Малая, М.Ю. Масликов, А.В. Сюртуков, Д.В. Шепотько, М.Л. Горюнова, К.Ю. Бродский, И.Д. Ли, О.Е. Устинова, Н.В. Артемьева, И.В. Карепанова, Е.В. Баженова, И.Л. Ершов, О.М. Моцна, В.А. Воробьев, И.В. Усманова, Н.М. Голенкина и др.

Большой вклад в успешную работу института вносят работники административно-управленческих и вспомогательных служб. Слаженные действия специалистов финансово-экономических, кадровых, юридических, социальных, эксплуатационных служб, подразделений, занимающихся организацией тендерных процедур и менеджмента качества, службы корпоративной защиты, вычислительного центра, подразделения общественного питания позволили создать для научно-исследовательских, проектных и инженеринговых подразделений все необходимые для работы условия. Хотелось бы выразить благодарность Э.Л. Вольскому, О.В. Бородиной, Н.В. Урумян, М.В. Попадью, С.А. Андрийчуку, Е.А. Артамонову, Г.Н. Васюковой, Д.М. Колдаеву, Р.Р. Карасевич, О.А. Савинцевой, Г.А. Мовсибяну, Е.Н. Ларченковой, О.С. Пыловой,

З.Б. Савчук, Ю.Л. Щедрову, В.В. Озеровой, Ю.Г. Бляхоревой, В.А. Левыкину, П.К. Петрову, Н.И. Левченко, Л.Н. Людневой, Д.Ю. Ларченкову, В.В. Шевченко, Э.В. Немченко, А.П. Соломко, Е.П. Гарюцкой, Ю.А. Беляеву, С.В. Тиняковой, Л.Е. Темновой, Е.Г. Буниной, И.Г. Кузьмину и др.

Сегодня в ОАО «Газпром промгаз» работают более 740 сотрудников, в том числе 14 докторов и 67 кандидатов наук, много талантливой молодежи, активно работает Совет молодых ученых и специалистов. В составе института 9 региональных подразделений (города Санкт-Петербург, Орел, Уфа, Минск (Республика Беларусь), Ставрополь, Новокузнецк, Иркутск, Каменск-Шахтинский, Видное), есть хорошая производственная база – 100 %-е дочернее общество ООО «Каменский завод газоиспользующего оборудования».

Многолетние традиции и прекрасная история объединяют в единое целое нынешнее поколение промгазовцев. В год празднования 65-летнего юбилея хочется пожелать всем ветеранам ОАО «Газпром промгаз» заслуженного уважения, здоровья, долгих и счастливых лет жизни, а их ученикам и последователям – придерживаться взятого курса, прилагая все возможные усилия для дальнейшего динамичного развития института и покорения новых рубежей. Уверен, что совместно мы напишем новые славные страницы в летопись ОАО «Газпром промгаз».

Искренне благодарю всех сотрудников ОАО «Газпром промгаз» за созидательный труд и высокий профессионализм. Пусть вам всегда сопутствует удача! Желаю вам и вашим близким крепкого здоровья, семейного благополучия, счастья и праздничного настроения!

УДК 622.692.4.07

## Научно-методический подход и опыт разработки схем развития региональных газотранспортных систем

**Н.В. Варламов, А.В. Белинский, С.Н. Речинский, О.И. Ребров, М.Н. Мацук, С.В. Горшкова**  
(ОАО «Газпром промгаз», РФ, Москва)  
E-mail: A.Belinsky@promgaz.gazprom.ru

*Социально-экономическое развитие России требует развития энергоснабжения, и в первую очередь газоснабжения и газораспределения. В настоящее время многие региональные газотранспортные системы (ГТС), функционирующие в составе ЕСГ России, эксплуатируются на пределе технических возможностей ввиду достижения показателей максимальной пропускной способности, особенно в периоды пикового газопотребления. В связи с реализуемой в настоящее время программой газификации регионов РФ вопросы рационального развития региональных ГТС приобретают особую актуальность на современном этапе развития газовой отрасли. В работе рассмотрены вопросы разработки схем рационального развития региональных ГТС. На основе системного анализа проблемы предложен научно-методический подход к решению поставленной задачи, реализация которого основывается на использовании современных компьютерных технологий и специализированного программного обеспечения. Данный подход прошел апробацию при формировании перспектив развития систем газоснабжения ряда регионов России.*

Ключевые слова: газотранспортная система, магистральные газопроводы, газопроводы-отводы, газораспределительные станции, развитие и реконструкция, техническое состояние, технологические расчеты.

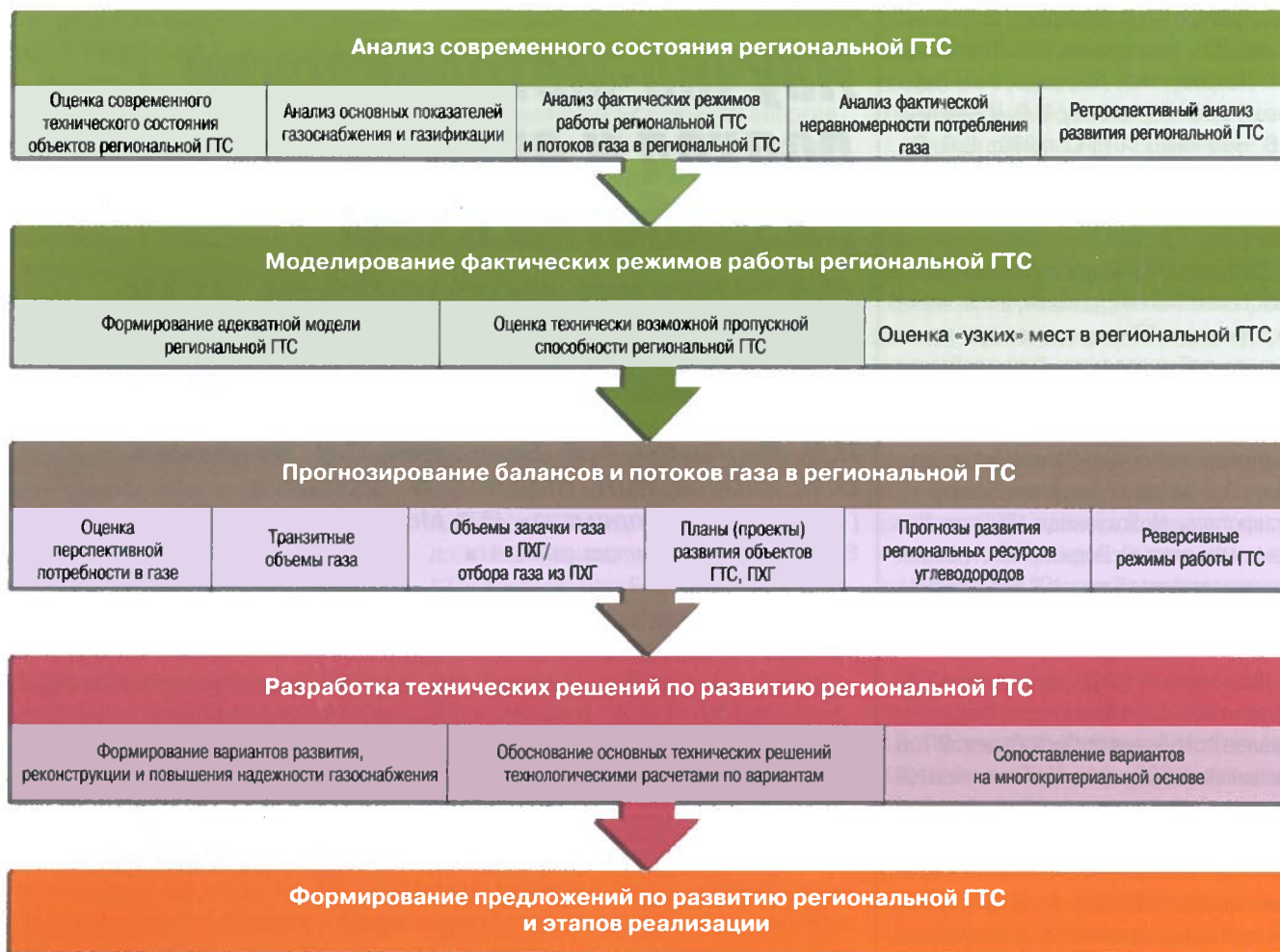
Развитие региональных ГТС предполагает ликвидацию проблемных мест для обеспечения перспективных потоков газа, повышения экономической эффективности и снижения энергозатрат при транспортировке газа, а также обеспечение надежности газоснабжения.

Специалистами ОАО «Газпром промгаз», головной организации в области обоснования региональной энергетической политики ОАО «Газпром» и разработки генеральных схем газификации и газоснабжения регионов России сформирован научно-методический подход [1, 2] к формированию схем

развития региональных ГТС, основанный на положениях современной нормативно-методической базы ОАО «Газпром» [3–5].

**ОСНОВНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКОГО ПОДХОДА К ФОРМИРОВАНИЮ СХЕМ РАЗВИТИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГТС**

Предлагаемый подход (рисунок) основан на применении системного, экспертного анализа, компьютерного моделирования (технологических расчетов) фактических



## Основные положения научно-методического подхода к формированию схемы развития региональной ГТС

и перспективных режимов транспорта газа с использованием специализированного программного обеспечения [6].

Начальный этап в разработке схемы развития региональной ГТС – анализ современного состояния газоснабжения потребителей, при котором выполняется:

- оценка современного технического состояния объектов региональной ГТС;
- анализ основных показателей газоснабжения в регионе;
- ретроспективный анализ развития региональной ГТС;
- анализ фактических режимов работы региональной ГТС, потоков газа в региональной ГТС;
- анализ фактической неравномерности потребления газа.

Одним из основных подэтапов анализа современного состояния региональной ГТС является оценка современного технического состояния объектов региональной ГТС, выполняемая отдельно по каждому магистральному газопроводу, газопроводу-отводу и ГРС. При этом изучаются сведения, характеризующие техническое состояние и условия эксплуатации объекта региональной ГТС, такие как:

- проектные характеристики объекта, срок и условия эксплуатации;
- сведения о превышениях проектной производительности ГРС, фактах работы газопроводов с превышением проектных параметров, снижениях входного давления на ГРС ниже минимально допустимого;
- фактическая и расчетная (перспективная) нагрузка объектов;

- наличие участков со сниженным разрешенным рабочим давлением, ограничивающим возможность дополнительной подачи газа потребителям;
- результаты диагностических обследований, мониторинга технического состояния потенциально опасных участков и дефектов;
- заключения экспертизы промышленной безопасности;
- результаты выполнения и планы капитальных ремонтов и работ по реконструкции;
- сведения об авариях и инцидентах;
- нарушения охранных зон и минимальных расстояний от объектов МГ;
- наличие предписаний надзорных органов;
- необходимость переноса объекта из санитарных или селитебных зон перспективной застройки (расширения) населенных пунктов;

- нарушения требований нормативных документов, регламентирующих эксплуатацию объектов;
- готовность газопроводов к внутритрубной диагностике;
- наличие опасных процессов вдоль трассы прохождения магистральных газопроводов (сейсмическая активность, оползневые зоны, зоны затопления, просадка грунта и др.);
- наличие дополнительных рисков внешних воздействий на объекты ГТС, которые могут привести к нарушению нормальных условий их эксплуатации, в том числе к повреждениям, инцидентам, авариям и т.д.;
- наличие резервирования подачи газа (для отводов и ГРС);
- подключение крупных промышленных потребителей газа с относительно стабильным годовым потреблением (объекты генерации, промышленности и др.).

Также изучается следующая информация, дополнительно определяющая приоритетность выполнения работ при ранжировании объектов:

- системное влияние объекта на работу региональной ГТС;
- сведения о проектно-исследовательских работах по объектам и состоянию разработки проектной документации;
- наличие фактов включения работ по реконструкции объектов региональной ГТС в утвержденные программы развития газоснабжения и газификации регионов Российской Федерации;
- достижение предельного уровня загрузки отдельных участков региональной ГТС, отдельных объектов транспорта газа или оборудования.

Информация анализируется за последние пять лет эксплуатации, данные по аварийности рассматриваются за десятилетний период.

На следующем подэтапе выполняется анализ основных показателей газоснабжения и газификации в регионе: уровень газификации по муниципальным образованиям, динамика развития системы газоснабжения и газификации, структуры потребителей и т.д.

Подэтап анализа фактических режимов работы ГТС и потоков газа в ГТС заключа-

ется в выявлении показательных базовых режимов работы региональной ГТС, оценке сложившихся режимов работы объектов региональной ГТС и ГТС в целом, а также сложившихся схем потоков газа.

Анализ фактической неравномерности потребления газа позволяет оценить сезонные и суточные изменения спроса на газ, выявить периоды повышенного спроса на него. Данный подэтап также направлен на определение коэффициентов неравномерности газопотребления для их дальнейшего учета при прогнозировании объемов газопотребления. В результате анализа выявляются факты ограничения промышленных потребителей в период повышенного спроса на газ, а также продолжительность периодов ограничений.

В рамках выполнения ретроспективного анализа развития региональной ГТС проводится анализ динамики развития ГТС, разработанной и утвержденной проектной документации объектов ГТС, принятых технических решений для их последующего учета при разработке схем развития региональных ГТС.

Один из важных этапов в разработке схем развития региональных ГТС – моделирование фактических режимов работы региональных ГТС [5–8], которое проводится в ОАО «Газпром промгаз» с применением программно-вычислительного комплекса (ПВК) «Веста-развитие», разработанного РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина совместно с ОАО «Газпром промгаз».

ПВК «Веста-развитие» – многоцелевой компьютерный комплекс, предназначенный для реализации следующих процессов:

- имитации и оптимизации режимов функционирования газотранспортных систем произвольной конфигурации;
- анализа уровня пропускной способности систем магистральных газопроводов и газопроводов-отводов;
- обоснования технических решений по развитию и реконструкции объектов транспорта газа.

В ПВК «Веста-развитие» на основе исходных данных (технологическая схема региональной ГТС, НСИ ОСОДУ ЕСГ, данные журнала диспетчера) формируется и проводится параметризация расчетной схемы

региональной ГТС, на которой выполняется адаптация математической модели к нескольким фактическим режимам работы. В процессе адаптации расчетных моделей региональной ГТС осуществляется идентификация эмпирических параметров модели.

Для оценки технической возможности эксплуатируемой региональной ГТС по поставке дополнительных объемов газа потребителям на сформированной расчетной модели проводятся многовариантные технологические расчеты, позволяющие оценить уровень фактической загрузки объектов и фрагментов региональной ГТС, выявить существующие проблемные места и подготовить предложения по их устранению. При расчетах учитываются все значимые технологические ограничения.

Третий этап формирования схемы развития региональной ГТС заключается в прогнозировании балансов и потоков газа в региональной ГТС, при выполнении которого учитывается следующая информация:

- планируемое изменение транзитных потоков газа в региональной ГТС;
- сценарии развития спроса на газ в регионах, обслуживаемых исследуемой региональной ГТС (подготовленные на основе планов газификации регионов), с учетом сезонной и суточной неравномерности газопотребления;
- перспективы развития ресурсной базы, влияющей на режимы работы региональной ГТС;
- сезонные особенности работы региональной ГТС;
- имеющиеся планы строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов региональной ГТС, а также перспективы развития систем подземного хранения газа, влияющие на режимы региональной ГТС.

Выполнение следующего этапа работы направлено на формирование комплекса технических решений по развитию, реконструкции объектов транспорта газа и повышению надежности газоснабжения [9], реализация которых обеспечит возможность поставки газа потребителям в требуемых объемах. Основная задача настоящего этапа заключается в формировании модели перспективного состояния региональной ГТС. Цель моделирования – подтвержде-

ние достаточности имеющихся планов по развитию региональной ГТС и обоснование их корректировки (с предложением конкретных дополнительных мероприятий) в случае необходимости. Модель должна учитывать прогнозные потоки газа в региональной ГТС.

На сформированной модели выполняются многовариантные технологические расчеты перспективных режимов транспорта газа, направленные на определение перечня объектов региональной ГТС, подлежащих реконструкции или ремонту для увеличения пропускной способности. Как правило, формируется несколько вариантов перспективного развития региональной ГТС, каждый из которых моделируется в программном комплексе. Результаты моделирования используются при выборе рационального варианта, который определяется путем сопоставления всех вариантов с учетом различных критериев. Рассматриваются следующие критерии:

- обеспечение поставок газа потребителям в прогнозируемых объемах;
- технологичность решений;
- надежность поставок газа;
- адаптивность решений;
- показатели экономической эффективности.

Сопоставление вариантов проводится с применением методов системного и экспертного анализов.

Результатом разработки схемы развития региональной ГТС является перечень предложений (мероприятий) по строительству, реконструкции и ремонту объектов транспорта газа, а также этапность реализации мероприятий. При формировании этапности учитываются развитие системы газораспределения и готовность потребителей к приему газа. В процессе работы определяются первоочередные мероприятия по развитию региональной ГТС.

## ОПЫТ РАЗРАБОТКИ СХЕМ РАЗВИТИЯ РЕГИОНАЛЬНЫХ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

Описанный методический подход применяется специалистами ОАО «Газпром промгаз» при разработке генеральных

схем газоснабжения и газификации регионов РФ, программ перспективного развития, реконструкции и повышения надежности газотранспортных систем.

Разработка таких программ направлена на определение объемов и затрат на развитие (строительство, реконструкцию, техническое перевооружение) и повышение надежности объектов ГТС на среднесрочный период с максимальной эффективностью инвестиций и с учетом изменения перспективного газопотребления и объемов транспорта газа по ЕСГ.

Программы включают предложения по развитию ГТС на рассматриваемый период с детализацией по каждому году, в том числе следующую информацию:

- наименование объектов реконструкции и нового строительства;
- планируемый объем инвестиций по объекту реконструкции и нового строительства;
- сроки начала и окончания работ;
- целевые задачи реконструкции или нового строительства по каждому объекту;
- исходные и планируемые в результате реконструкции основные технологические параметры объектов реконструкции, характеризующие основное назначение объекта.

В период с 2007 по 2014 г. ОАО «Газпром промгаз» разработаны четыре программы по заказу газотранспортных обществ ОАО «Газпром»:

- в 2007–2009 гг. – Комплекс мер по оптимизации ремонта региональных газопроводов, газопроводов-отводов и ГРС ООО «Газпром трансгаз-Кубань» с учетом развития газораспределительных сетей, динамики и неравномерности потребления газа (в том числе Программа ремонта и повышения надежности региональных газопроводов, газопроводов-отводов и ГРС ООО «Газпром трансгаз-Кубань» на период до 2020 г. и Предложения по оптимизации работы ГТС юго-западного района Краснодарского края с учетом неравномерности потребления газа регионом до 2030 г.);
- в 2009–2010 гг. – Программа реконструкции региональных газопроводов, газопроводов-отводов и ГРС ООО «Газпром трансгаз Ставрополь» на период до 2020 г. с учетом развития газораспределительных

сетей, динамики и неравномерности потребления газа;

- в 2010 г. – Программа реконструкции региональных газопроводов, газопроводов-отводов и ГРС ООО «Газпром трансгаз Махачкала» на период до 2020 г. с учетом развития газораспределительных сетей, динамики и неравномерности потребления газа;
- в 2012–2013 гг. – Перспективная программа технического развития газотранспортной системы ООО «Газпром трансгаз Уфа» на период 2016–2020 гг.

Все разработанные программы были высоко оценены заказчиками. В адрес ОАО «Газпром промгаз» были направлены положительные отзывы.

По результатам разработок для ООО «Газпром трансгаз Краснодар», ООО «Газпром трансгаз Махачкала» и ООО «Газпром трансгаз Ставрополь», с учетом того, что рассмотренные ГТС являются смежными, фактически сформированы мероприятия по развитию и повышению надежности ГТС юга России, в том числе:

- выполнена оценка перспективного спроса на газ в регионах юга России, выполнен прогноз сезонной неравномерности газопотребления;
- сформированы сценарии изменения потоков газа в ГТС юга России;
- проведен анализ гидравлических и тепловых режимов ГТС;
- разработаны технические решения по развитию, реконструкции и повышению надежности газоснабжения.

Результаты работ включены в Комплексную программу реконструкции и технического перевооружения объектов транспорта газа и подземных хранилищ газа на 2011–2015 гг.

При формировании мероприятий Программы технического развития ГТС ООО «Газпром трансгаз Уфа» на период до 2020 г. были проделаны следующие работы:

- выполнены оценка спроса на газ и прогноз сезонной неравномерности газопотребления;
- разработаны три базовых варианта и шесть подвариантов перспективного потокораспределения в ГТС;

- разработаны два варианта режимов отбора газа из Канчуринско-Мусинского комплекса ПХГ, мероприятия по синхронизации развития газотранспортной системы и расширения ПХГ;
- выделены три периода реализации технических решений по развитию, реконструкции и повышению надежности ГТС, комплекс первоочередных мероприятий.

В 2014 г. ОАО «Газпром промгаз» по договору с ООО «Газпром трансгаз Казань» начата разработка Программы перспективного развития, реконструкции и повышения надежности газотранспортной системы ООО «Газпром трансгаз Казань» на период 2016–2020 гг.

В планах – разработка аналогичных программ для ООО «Газпром трансгаз Краснодар», ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» и ГТС ООО «Газпром трансгаз Саратов».

Предложенный научно-методический подход обеспечивает системность решений по развитию, реконструкции объектов региональных ГТС и повышению надежно-

сти газоснабжения в увязке с изменением потоков газа, мощностей ПХГ и спроса на газ у потребителей. Предложенный подход прошел апробацию в ОАО «Газпром промгаз» при подготовке предложений по развитию систем газоснабжения 82 регионов РФ, а также предложений по развитию и реконструкции газотранспортных систем четырех газотранспортных обществ.

Результаты работ позволяют формировать обоснованные предложения для включения в планы капитального строительства и ремонта, целевые инвестиционные программы ОАО «Газпром».

## Список литературы

1. Сухарев М.Г., Тверской И.В., Белинский А.В., Самойлов Р.В. Проблемы развития территориальных систем газоснабжения // Газовая промышленность. – 2009. – Спецвып. № 640. Газификация и газораспределение. – С. 26–29.
2. Ребров О.И., Речинский С.Н., Белинский А.В. и др. Современный подход к разработке программ реконструкции региональных газопроводов, газопроводов-отводов и ГРС // Газовая промышленность. – 2010. – № 7 (648). – С. 40–43.

3. Р Газпром 091–2010. Рекомендации по оптимизации развития территориальных (межрегиональных) систем газоснабжения с учетом синхронизации их развития с ЕСГ, технического состояния, повышения эффективности использования действующих мощностей. – М.: Газпром экспо, 2011. – 48 с.

4. СТО Газпром 2-2.3-670–2012. Правила разработки, утверждения генеральных схем, проектной документации на строительство систем газораспределения. – М.: Газпром экспо, 2013. – 37 с.

5. СТО Газпром 2-3.5-051–2006. Стандарт Газпром «Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов». – М.: ИРЦ Газпром, 2006. – 196 с.

6. СТО Газпром 093–2011. Компьютерные программно-вычислительные комплексы моделирования и оптимизации режимов систем добычи и трубопроводного транспорта газа. Методики оценки. Методы испытаний. – М.: Газпром экспо, 2011. – 93 с.

7. Сарданашвили С.А. Расчетные методы и алгоритмы (трубопроводный транспорт газа). – М.: Нефть и газ, 2005. – 577 с.

8. Р Газпром 098–2011. Моделирование и оптимизация потоков газа по участкам ГТС для решения задач оперативного диспетчерского управления на основе базы данных ЦПДД ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2012. – 22 с.

9. Серебряков А.М., Карасевич А.М., Сухарев М.Г., Тверской И.В. Совершенствование нормативной базы проектирования в области системной надежности магистрального транспорта газа // Наука и техника в газовой промышленности. – 2010. – № 2. – С. 109–112.

## Science and methodology approach to drafting regional gas transmission systems

Vartanov N.V., Belinsky A.V., Rechinsky S.N., Rebrov O.I., Matsuk M.N., Gorshkova S.V. (OAO Gazprom Promgaz, RF, Moscow)

E-mail: A.Belinsky@promgaz.gazprom.ru

Russian social and economic development calls for greater emphasis on domestic energy, mainly gas supply and distribution. Today, many regional gas pipeline companies are included into the Russian-wide gas supply system which is presently nearing its capacity, especially in peak gas demand periods. Therefore, given the current gasification programme, it is believed increasingly critical to address rational expansion of regional gas grids. This paper considers several development schemes believed most suitable for the purpose. Based on system-level analysis of this issue, the authors propose a new methodological approach built around advanced computing technologies and proprietary software tools. The approach has been successfully tested when building future gas development schemes.

**Keywords:** gas transmission, gas pipelines, gas laterals, gas distribution, development, upgrades, technical status, estimates.

## References

1. Sukharev M.G., Tverskoy I.V., Belinsky A.V., Samoylov R.V. Problemy razvitiya territorial'nykh sistem gazosnabzheniya [Area-wide gas supply development challenges]. *Gazovaya Promyshlennost'* – *Gas Industry*, 2009, № 640, pp. 26–29.
2. Rebrov O.I., Rechinsky S.N., Belinsky A.V., Ivashchenko S.V., Stepinkin K.B. Sovremennyy podkhod k razrabotke programm rekonstruktsii regional'nykh gazoprovodov, gazoprovodov-otvodov i GRS [Modern approach to design of a renewal program for regional gas pipelines, gas pipeline branches and gas-distributing stations]. *Gazovaya Promyshlennost'* – *Gas Industry*, 2010, no. 07, pp. 40–43.
3. R Gazprom 091–2010. Rekomendatsii Gazprom «Rekomendatsii po optimizatsii razvitiya territorial'nykh (mezhtsemyal'nykh) sistem gazosnabzheniya s uchedom sinkhronizatsii ikh razvitiya s ESG, tekhnicheskogo sostoyaniya, povysheniya effektivnosti ispol'zovaniya deistvuyushchikh moshchnostey» [R Gazprom 091–2010. Recommendations Gazprom "Recommendations for optimizing the development of regional (inter-regional) gas supply systems based on

the synchronization of their development with UGSS, technical condition, more efficient use of existing capacities"]. Moscow, Gazprom Expo Publ., 2011. 48 p.

4. SТО Gazprom 2-2.3-670-2012. *Pravila razrabotki, utverzhdeniya general'nykh skhem, proyektnoy dokumentatsii na stroitel'stvo sistem gazoraspredeleleniya* [Standard Gazprom 2-2.3-670-2012. Rules for the development, approval of general schemes, project documentation for construction of gas distribution systems]. Moscow, Gazprom Expo Publ., 2013. 37 p.

5. SТО Gazprom 2-3.5-051-2006. «Normy tekhnologicheskogo proyektirovaniya magistral'nykh gazoprovodov» [Standard Gazprom 2-3.5-051-2006. Norms of technological design of main gas pipelines]. Moscow, IRTs Gazprom Publ., 2006. 196 p.

6. SТО Gazprom 093-2011. *Standart Gazprom «Komp'yuternye programmno-vychislitel'nye komplekсы modelirovaniya i optimizatsii rezhimov sistem dobychi i truboprovodnogo transporta gaza. Metodiki otsenki. Metody ispytaniya»* [STO Gazprom 093-2011. Integrated computing systems to sustain gas production and transport modelling and optimisation. Evaluation methods. Testing]. Moscow, Gazprom Expo Publ., 2011. 93 p.

7. Sardanasvili S.A. *Raschetnye metody i algoritmy (truboprovodnyy transport gaza)* [The calculation methods and algorithms (pipeline transportation of gas)]. Moscow, Neft' i gaz Publ., 2005. 577 p.

8. R Gazprom 098-2011. *Rekomendatsii Gazprom «Modelirovaniye i optimizatsiya potokov gaza po uchastkam GTS dlya resheniya zadach operativnogo dispetcherskogo upravleniya na osnove bazy dannykh TsPDD OAO «Gazprom»* [R Gazprom 098-2011. Recommendations Gazprom "Simulation and optimization of gas flows on sections of GTS for solving problems of operational dispatch management based on a database of TsPDD of OAO Gazprom"]. Moscow, Gazprom Expo Publ., 2012. 22 p.

9. Serebryakov A.M., Karasevich A.M., Sukharev M.G., Tverskoy I.V. *Sovershenstvovanie normativnoy bazy proektirovaniya v oblasti sistemnoy nadezhnosti magistral'nogo transporta gaza [Improving the regulatory base of design in the field of system reliability of gas transport]*. *Nauka i tekhnika v gazovoy promyshlennosti*, 2010, no. 2, pp. 109–112.

## Генеральные схемы газоснабжения и газификации: новые задачи

И. В. Тверской, Р. В. Самойлов, М. В. Сосков (ОАО «Газпром промгаз», РФ, Москва)  
E-mail: R.Samoilov@promgaz.gazprom.ru

*В статье рассмотрены современное состояние и перспективы развития генеральных схем газоснабжения и газификации субъектов РФ. Подведены итоги корректировки генеральных схем с 2010 г., обозначены основные проблемы и сформулированы актуальные задачи. Генеральные схемы газоснабжения регионов РФ являются основой для формирования программ развития газификации в регионах РФ. Разработка генеральных схем газоснабжения федеральных округов и корректировка схем газоснабжения крупных региональных центров позволит формировать наиболее эффективные предложения по согласованному развитию объектов магистрального транспорта газа и сетей газораспределения.*

Ключевые слова: генеральная схема, газоснабжение, газификация, субъект РФ.

Генеральная схема газоснабжения и газификации – постоянно действующий и регулярно обновляемый информационно-аналитический документ, обосновывающий и определяющий основные направления развития газоснабжения и газификации субъекта РФ, включая вовлечение местной ресурсной базы углеводородного сырья, программы энергосбережения и оценку перспективного спроса на газ. В последние годы с развитием технологий использования сжиженного природного газа (СПГ) все более актуальными становятся альтернативные варианты газоснабжения потенциальных потребителей, существенно удаленных от традиционных источников газоснабжения.

ОАО «Газпром промгаз» как головной научный центр ОАО «Газпром» в области распределения и использования газа осуществляет разработку генеральных схем газоснабжения и газификации субъектов РФ в соответствии с поручениями ОАО «Газпром» или ООО «Газпром межрегионгаз». Разработка генеральных схем предусмотрена Концепцией участия ОАО «Газпром» в газификации регионов Российской Федерации (утверждена Постановлением Правления ОАО «Газпром» от 30 ноября 2009 г. № 57).

Разработка генеральных схем осуществляется в соответствии с методологией, сформированной ОАО «Газпром промгаз», в основе которой лежит системный подход – рассмотрение газоснабжения как составной части энергоснабжения, увязка решений по развитию сетей газораспределения с технической возможностью объектов газотранспортной системы. Основные цели, принципы и этапы разработки генеральных схем были раскрыты в статье [1]. Предложенная методология разработки генеральных схем легла в основу утвержденного в 2010 г. Порядка разработки, согласования и утверждения генеральных схем газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации (утвержден Приказом ОАО «Газпром» от 17 сентября 2010 г. № 239) и разработанного ОАО «Газпром промгаз» СТО Газпром 2-2.3-670-2012 [2].

### ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

В соответствии с Порядком разработки Генеральной схемы должна предусматривать решение следующих основных задач:

- оценку современного состояния и проблем развития отраслей топливно-энергетического комплекса (ТЭК) региональной

системы электроснабжения, теплового хозяйства, систем топливоснабжения;

- определение перспективных направлений развития систем топливно- и энергоснабжения региона в современных экономических условиях;

- оценку перспективного спроса на газ с обоснованием перспективных объемов потребления газа, исходя из межтопливной конкуренции и возможностей потребителей по подготовке к приему газа;

- оценку технических возможностей объектов газотранспортной системы по поставкам дополнительных объемов газа;

- обоснование предложений по развитию региональной системы газоснабжения и газификации;

- расчет показателей экономической эффективности проектов в области газоснабжения и газификации;

- формирование перечня первоочередных объектов газоснабжения и газификации;

- оценку рисков при реализации инвестиционных проектов в области газоснабжения и газификации и предложения по участию ОАО «Газпром» в инвестиционных проектах.

В дополнение к перечисленным задачам корректировка Генеральной схемы предусматривает актуализацию директивных и программных документов, определяющих социально-экономическое развитие региона и ТЭК, мониторинг ее реализации за истекший период с отражением объектов, построенных по программам ОАО «Газпром» и за счет прочих инвесторов.

При этом решение перечисленных задач в рамках Генеральной схемы должно предусматривать:

- газификацию удаленных от магистральных газопроводов (МГ) потребителей с использованием альтернативных природному газу энергоносителей, в том числе СПГ;

- комплексное использование газа с применением современных технологий и оборудования;

- оптимальную загрузку действующих и предполагаемых к строительству газопроводов, газопроводов-отводов и газораспределительных станций (ГРС) с учетом обеспечения надежности поставок газа потребителям.

Согласно положениям нормативных документов (Порядок разработки и СТО Газпром 2-2.3-670-2012) первоочередное значение приобретает согласование и утверждение генеральных схем. Документами определен порядок согласования в муниципальных, городских образованиях и администрации субъекта РФ, газораспределительных и газотранспортных организациях, в подразделениях ОАО «Газпром» и высших исполнительных органах государственной власти субъекта РФ.

В муниципальных и городских образованиях субъекта РФ Генеральная схема согласуется в части перечня перспективных потребителей газа, а также перспективных сетей газораспределения, которые определяют новые трассы газопроводов для подачи газа газифицируемым потребителям. Гидравлические схемы сетей газораспределения и газоснабжения согласуются региональными газовыми компаниями, газораспределительными и газотранспортными организациями.

В целом Генеральная схема региона в виде альбома районных схем газоснабжения и газификации согласуется с руководителем курирующего министерства и руководителями всех газовых компаний, эксплуатирующих объекты транспорта и распределения газа в регионе. Утверждают альбом руководители ОАО «Газпром» (ООО «Газпром межрегионгаз») и региона (губернатор, Председатель Правительства РФ).

По сути, согласованная и утвержденная Генеральная схема дает всем заинтересованным сторонам (администрация субъекта РФ, газовые компании, подразделения ОАО «Газпром») ответы на такие вопросы, как:

- возможность использования местных ресурсов углеводородов для газоснабжения потребителей;

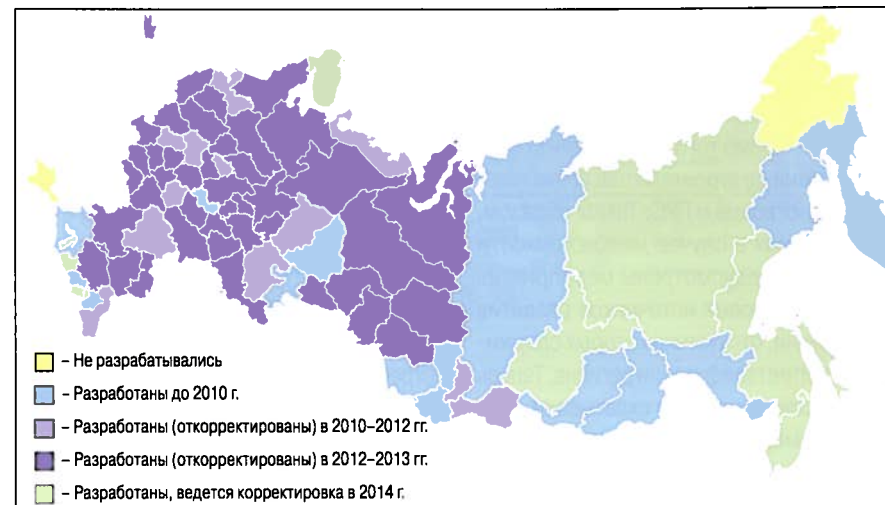


Рис. 1. Состояние разработки генеральных схем газоснабжения и газификации

- доля природного газа в перспективном топливно-энергетическом балансе (ТЭБ) региона;
- расположение перспективных потребителей газа;
- потребности в газе региона в разрезе населенных пунктов, муниципальных и городских образований;
- развитие сети газораспределения для обеспечения поставок газа перспективным потребителям;
- развитие региональных объектов газоснабжения (газопроводы-отводы и ГРС);
- потребность в материально-технических и инвестиционных ресурсах для реализации проектов газоснабжения и газификации;
- перечень первоочередных объектов, обеспечивающих эффективность инвестиций.

### АКТУАЛИЗАЦИЯ ГЕНЕРАЛЬНЫХ СХЕМ

В период с 2005 по 2010 г. были разработаны генеральные схемы газоснабжения для большинства регионов РФ (рис. 1).

В соответствии с действующим в ОАО «Газпром» порядком целесообразность проведения корректировки Генеральной схемы рассматривается не реже чем раз в 5 лет, что позволяет обеспечить актуальность предусмотренных решений.

Потребность в актуализации вызвана следующими взаимосвязанными объективными факторами:

- принятием новых планов и программ социально-экономического развития региона (меняющих направления развития);
- появлением в регионе инвесторов с новыми инвестиционными проектами;
- изменением сроков реализации проектов развития объектов газоснабжения.

Актуализация перспективного спроса на газ требует пересмотра принятых в Генеральной схеме как стратегических, так и технических решений по развитию систем газоснабжения и сетей газораспределения.

Корректировка генеральных схем до 2010 г. зачастую носила локальный характер и обеспечивала корректировку отдельных районных схем в связи с ожидаемой реализацией инвестиционных проектов, не учтенных в ранее разработанных схемах. Однако потребность в масштабной корректировке генеральных схем была вызвана поручением Правительства РФ активизировать темпы газификации в регионах страны. Соответствующее решение Совета директоров ОАО «Газпром» от 29 ноября 2011 г. № 1902 «Об участии ОАО «Газпром» в развитии регионов Российской Федерации» о подготовке актуализированной программы газификации регионов Российской Федерации на 2012–2015 гг. и далее на период до 2020 г. определило необходимость корректировки генеральных схем, разработанных в период 2005–2007 гг.

Следует подчеркнуть принципиально новый характер программы газификации

регионов РФ на 2012–2015 гг. Если ранее программы газификации ОАО «Газпром» формировались на один год, то в данном случае срок действия программ увеличен до трех лет. Кроме того, расширен и состав мероприятий до строительства новых газопроводов-отводов и ГРС. Таким образом, в программах в случае необходимости могут быть предусмотрены мероприятия по созданию новых источников развития газификации, отсутствие которых сдерживало развитие газификации региона. Теперь графики синхронизации охватывают весь комплекс мероприятий: проектирование и строительство источника газоснабжения (газопровод-отвод и ГРС), межпоселкового газопровода до газифицируемого населенного пункта, внутрипоселковых газопроводов, подготовку потребителей к использованию газа (монтаж газового оборудования).

В рамках корректировки генеральных схем основное внимание уделяется повышению загрузки действующих объектов газоснабжения (газопроводы-отводы и ГРС) при сокращении числа рекомендуемых к реконструкции. Это обеспечивается за счет кольцевания сетей газораспределения от двух и более ГРС, что приводит к сбалансированной загрузке ГРС, работающих в едином технологическом режиме. Техническая возможность и обоснованность такого решения проверяются гидравлическими и экономическими расчетами. В большинстве случаев реализация таких решений обеспечивает значительное снижение затрат в развитие системы газоснабжения за счет отказа от проведения реконструкции ГРС.

В рамках масштабной корректировки за последние несколько лет актуализированы генеральные схемы 49 субъектов РФ, в основном в европейской части страны. В 2014 г. осуществляется плановая корректировка генеральных схем 9 регионов: Республики Северная Осетия – Алания, Республики Ингушетия, Карачаево-Черкесской Республики, Республики Саха (Якутия), Приморского и Хабаровского края, Иркутской, Мурманской и Сахалинской областей.

Наибольший интерес вызывает корректировка Генеральной схемы Мурманской

обл., которая должна дать ответ о способе возможного газоснабжения региона. В Генеральной схеме, разработанной в 2009 г., в качестве ресурсной базы был принят газ Штокмановского газоконденсатного месторождения (ГКМ), который планировалось поставлять по морскому газопроводу в пос. Териберка, а далее по магистральному газопроводу Мурманск – Волхов в Единую систему газоснабжения (ЕСГ). Перенос сроков освоения Штокмановского ГКМ потребовал рассмотрения новых вариантов газоснабжения Мурманской обл. В рамках корректировки Генеральной схемы будут рассмотрены и сопоставлены схемы как сетевой, так и автономной газификации с использованием СПГ. Некоторые из рассматриваемых вариантов газоснабжения приведены на рис. 2 и 3.

Генеральные схемы главным образом решают задачи газификации населенных

пунктов и крупных промышленных потребителей, т. е. формулируют требования к развитию систем газоснабжения региона и соответствующих сетей для создания технических возможностей газификации населенных пунктов и крупных промышленных потребителей.

Мелкие промышленные и сельскохозяйственные потребители учитываются вместе с социальными и культурно-бытовыми объектами газопотребления и населенными пунктами как единый агрегированный потребитель.

### СХЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ГОРОДОВ

Вопросы распределения газа потребителям населенного пункта по уличным газопроводам (среднего или низкого давления) – ответственность местной



Рис. 2. Вариант газоснабжения Мурманской обл. сетевым природным газом

муниципальной власти в соответствии с российским законодательством. Решение их может быть получено при разработке схемы газоснабжения населенного пункта от источника – пункта редуцирования газа (ПРГ) вблизи границ населенного пункта.

Региональные центры имеют более сложную систему газоснабжения, которая может включать несколько головных ПРГ, газ к которым поставляется от нескольких ГРС. Система газоснабжения населенного пункта работает в едином гидравлическом режиме, обеспечивая требуемые потоки газа от каждого из источников. Такие схемы газоснабжения населенных пунктов используются как исходные данные при разработке генеральных схем.

Однако следует отметить, что схемы газоснабжения региональных центров часто требуют актуализации и корректировки принципиальных решений, в том числе по созданию новых источников и обеспечению их совместной работы. Это самостоятельная работа в зоне ответственности муниципальных властей, которые решают задачи по мере своих финансовых возможностей. Среди таких проектов можно отметить выполненные ОАО «Газпром промгаз» по государственным контрактам схемы газоснабжения городов Иркутск, Томск, Екатеринбург, Южно-Сахалинск, Обнинск, Киров, Слободской, Котельнич и Ноглики.

В рамках же генеральных схем решение таких вопросов практически невозможно из-за большого числа населенных пунктов, а также отсутствия утвержденных в установленном порядке схем территориального планирования, которые определяют пути развития данного поселения. К исключениям из этого правила следует отнести схемы газоснабжения г. Сочи и Туапсе в рамках корректировки Генеральной схемы Краснодарского края для обеспечения проведения зимних олимпийских игр 2014 г. в г. Сочи. В этом случае разработка схемы газоснабжения объектов Олимпийских игр базировалась на схеме развития олимпийских кластеров на Красной поляне и Имеретинской низменности (рис. 4).

Другим примером является газоснабжение г. Уфы, когда в рамках Генеральной схемы приходилось согласовывать техни-



Рис. 3. Вариант газоснабжения Мурманской обл. СПГ: РГ – региональный газопровод; СПХР – станция приема, хранения и регазификации

ческие решения по развитию системы газоснабжения города (зона ответственности ООО «Газпром трансгаз Уфа») и городских сетей газораспределения (ОАО «Газпром газораспределение Уфа»), так как существующая схема газоснабжения города не учитывала технические возможности и перспективы развития систем газоснабжения. В результате долгих консультаций с газовыми компаниями Республики Башкортостан и администрацией г. Уфы был

найден консенсус в части решений по согласованному развитию газоснабжения города.

Региональные центры начали газифицироваться еще в прошлом столетии в соответствии с разработанными генпланами развития этих городов. С того времени произошли значительные изменения, которые требуют кардинального пересмотра технических решений по развитию газоснабжения и сетей газораспределения с учетом схем территориального пла-



Рис. 4. Фрагмент схемы газоснабжения олимпийского кластера на Имеретинской низменности (Адлер)

нирования и технических возможностей региональных газотранспортных сетей.

Финансирование разработки схем газоснабжения городов и населенных пунктов осуществляется местными властями в рамках отдельных государственных или муниципальных контрактов. Использование результатов таких работ в генеральных схемах позволяет повысить обоснованность технических решений по согласованному развитию систем газоснабжения. Поэтому администрациям крупных региональных центров рекомендуется провести актуализацию (корректировку) действующих схем газоснабжения своих городов, чтобы перспективы их развития были адекватно учтены в Генеральной схеме региона.

## ГЕНЕРАЛЬНЫЕ СХЕМЫ ФЕДЕРАЛЬНЫХ ОКРУГОВ РФ

Генеральные схемы определяют локальное развитие региональных газо-

транспортных систем и сетей газораспределения. Однако при этом вопросы взаимодействия соседних региональных газотранспортных систем в рамках разработки генеральных схем не могут быть рассмотрены в полном объеме. А так как почти все региональные газотранспортные системы связаны с ЕСГ (или МГ Сахалин – Хабаровск – Владивосток в случае регионов Дальнего Востока), вопросы их взаимодействия являются определяющими при рассмотрении перспектив развития ЕСГ (или МГ «Сила Сибири»). Естественным решением этих вопросов является разработка генеральных схем федеральных округов, а впоследствии и Генеральной схемы РФ в целом.

Отметим, что предложения по развитию региональных газотранспортных систем с учетом генеральных схем федеральных округов могут обеспечить более эффективные решения как для регионов, так и для ЕСГ в целом. Решения должны приниматься с учетом ограничений по ре-

сурсной базе и технически возможной пропускной способности существующих объектов магистрального транспорта ЕСГ. Такие ограничения, в свою очередь, могут снизить возможности поставки прогнозных объемов газа в те или иные регионы. Перераспределение имеющихся ресурсов газа должно решаться с учетом интересов развития страны и федерального округа в целом, а не конкретного субъекта РФ. Это позволит сбалансировать ТЭБ федеральных округов и с учетом возможности ЕСГ сформировать предложения по комплексному развитию округа.

## Список литературы

1. Карасевич А.М., Брысьева Е.В., Ярыгин Ю.Н. Генеральные схемы газоснабжения и газификации – основа развития газовой промышленности в регионах страны // Газовая промышленность. – 2009. – №10 (637). – С. 16–20.
2. СТО Газпром 2-2.3-670–2012. Правила разработки, утверждения генеральных схем, проектной документации на строительство систем газораспределения. – М.: Газпром экспо, 2012. – 37 с.

## Gas supply and distribution schemes: New goals

Tverskoy I.V., Samoylov R.V., Soskov M.V. (OAO Gazprom Promgaz, RF, Moscow)  
E-mail: R.Samoylov@promgaz.gazprom.ru

Here the authors address the modern state and future development prospects for general gas supply and distribution schemes in Russia. They summarise progressive revisions thereto from 2010, indicate the key related issues, and formulate the most critical areas believed to become new priorities. These regional gas supply schemes for Russia are considered central to successfully introduce new gas distribution development programmes. Both the general development scheme for federal districts and revisions to major regional centres gas service schemes are believed to help generating the most effective proposals regarding the coherent development of major gas pipelines and distribution grids in Russia.

Keywords: general scheme, gas supply, gas distribution, Russia, region, development programme, gas pipelines.

## References

1. Karasevich A.M., Brys'yeva E.V., Yarygin Yu.N. General'nye skhemy gazosnabzheniya i gazifikatsii – osnova razvitiya gazovoy promyshlennosti v regionakh strany [General schemes for gas supply and gasification projects: key for gas development in Russia's regions]. *Gazovaya Promyshlennost'* – Gas Industry, 2009, no. 10, pp. 16–20.
2. STO Gazprom 2-2.3-670-2012. *Pravila razrabotki, utverzhdeniya general'nykh skhem, proektnoy dokumentatsii na stroitel'stvo sistem gazoraspredeleeniya* [Standard Gazprom 2-2.3-670-2012. Rules for the development, approval of general schemes, project documentation for construction of gas distribution systems]. Moscow, Gazprom Expo Publ., 2012. 37 p.



удк 622.691.4

# Опыт проектирования ОАО «Газпром промгаз» объектов газификации

Н.В. Варламов, Е.А. Шоколенко, С.Ю. Мацкунас, А.Н. Евдокимов (ОАО «Газпром промгаз», РФ, Москва)  
E-mail: E.Shokolenko@promgaz.gazprom.ru

ОАО «Газпром» активно реализует масштабную программу газификации территории РФ, которая оказывает прямое влияние на экономику практически всех регионов страны, повышает качество жизни миллионов людей. Если в 2005 г. средний уровень газификации в России составлял чуть больше 53 %, то к 2013 г. он вырос до показателя более 65 %, в том числе в городах – с 60 % до 70,9 %, в сельской местности – с 34,8 % до 54 %. ОАО «Газпром промгаз» осуществляет научно-методическое, нормативное и проектное обеспечение программы газификации регионов РФ, разрабатывает генеральные схемы газоснабжения и газификации, формирует программы строительства и реконструкции, готовит обоснования инвестиций в строительство объектов газификации и проектно-сметную документацию, осуществляет авторский надзор за строительством. Основой научного и проектного обеспечения программ газификации выступают современная нормативно-методическая база в области инженерных изысканий, проектирования, строительства и эксплуатации газораспределительных сетей, учитывающая прогрессивные достижения мировой и отечественной науки.

Ключевые слова: проектно-изыскательские работы, газоснабжение, газификация, программа газификации регионов РФ.

ОАО «Газпром промгаз» является генеральным проектировщиком по реализуемой ОАО «Газпром» программе газификации регионов РФ.

Начиная с 2005 г. ОАО «Газпром промгаз» были разработаны:

- генеральные схемы газоснабжения и газификации (82 региона РФ);
- программы строительства объектов газификации (69 регионов РФ);
- обоснования инвестиций в строительство и реконструкцию объектов газификации;
- графики синхронизации строительства объектов газификации;
- нормативно-методические документы (72 основных документа);
- сметно-нормативная база;
- проектно-сметная документация более чем для 2 тыс. объектов общей протяженностью 29,2 тыс. км, по которой реализовано строительство 1527 объектов протяженностью 22 тыс. км;

• авторский надзор за строительством объектов.

Проектирование объектов газификации регионов РФ в 2005–2012 гг. выполнялось как с привлечением субподрядных организаций, так и собственными силами отдела проектирования объектов газоснабжения и газификации НТЦ «Газоснабжение и газификация регионов РФ» и его Орловского представительства.

В 2013 г. ОАО «Газпром промгаз» в рамках реализации программы газификации регионов РФ были выполнены следующие работы:

- запроектировано 269 объектов общей протяженностью 3502 км в 49 регионах РФ;
- проведен авторский надзор на 170 объектах;
- получено 263 положительных заключения государственной экспертизы;
- получено 35 положительных заключений государственной экологической экспертизы;

• подготовлены и согласованы специальные технические условия на проектирование и строительство по 11 объектам;

• выполнены инженерные изыскания по 7 газопроводам-отводам; разработана проектная и рабочая документация по 8 газопроводам-отводам Астраханской обл., Республики Карелия, Приморского края; Саратовской обл., Ставропольского края, Новосибирской и Тюменской обл.

На начало 2013 г. подразделения, выполняющие проектные работы, не были выделены в организационной структуре в виде самостоятельного проектного блока, а входили в состав комплексных научно-технических центров по технологическим направлениям деятельности (газоснабжение и газификация регионов, освоение региональных месторождений углеводородов и т.д.).

В целях развития ресурсов по выполнению проектно-изыскательских работ собственными силами в 2013 г. в ОАО «Газпром промгаз» был создан Инжиниринговый центр, имеющий в своем составе три комплексных проектных отдела в Москве, Орле и Уфе, технический отдел, бюро главных инженеров проекта и отдел инженерных изысканий. Организована работа по внутренней экспертизе и контролю качества выпускаемой проектной документации.

В настоящее время в ОАО «Газпром промгаз» в целом работают 230 инженеров-проектировщиков. Принятые в 2013–2014 гг. в ОАО «Газпром промгаз» специалисты-проектировщики имеют значительный опыт проектирования объектов трубопроводного транспорта, таких как нефтепроводная система «Восточная Сибирь – Тихий океан», Балтийская трубопроводная система, нефтепровод Каспийского Трубопроводного



Консорциума, нефтепроводы Ванкор – Пурпе, а также проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2».

В 2014 г. ОАО «Газпром промгаз» продолжает вести работу по Программе газификации регионов РФ, в стадии проектирования находятся 45 объектов протяженностью 1290 км.

Специалистами ОАО «Газпром промгаз» разработаны специальные технические условия для обеспечения возможности проектирования, строительства и эксплуатации распределительного газопровода давлением до 2,5 МПа в черте городской застройки. Распределительные сети высокого давления до 2,5 МПа являются беспрецедентным проектом для всей Единой системы газоснабжения ОАО «Газпром». Использование повышенного давления в распределительных газопроводах необходимо для эффективной загрузки проектируемых объектов транспорта газа, а также для увеличения плеча распределительных сетей и снижения объема строительства дорогостоящих магистральных газопроводов.

В 2013–2014 гг. ОАО «Газпром промгаз» выиграл тендер и приступил к выполнению проектно-исследовательских работ по газификации ряда населенных пунктов шести районов Московской обл. Активное участие в этой работе принимают сотрудники вновь созданного Инжинирингового центра.

Главные стратегические цели ОАО «Газпром промгаз» на ближайшую перспективу – это эффективное и качественное решение приоритетных научно-технических проблем ОАО «Газпром», завоевание позиций ведущей научной организации в стране в области решения региональных топливно-энергетических проблем, выход на передовой уровень современной науки и дальнейшее развитие проектно-исследовательского блока для комплексного решения задачи газификации территории РФ.

## Gazprom Promgas: Area gasification experience

Varlamov N.V., Shokolenko E.A., Matskunus S.Yu., Evdokimov A.N. (OAO Gazprom Promgas, RF, Moscow)  
E-mail: E.Shokolenko@promgaz.gazprom.ru

Gazprom is aggressively pursuing its regional gas service expansion programme, given its direct implications across Russia and additional benefits for millions of people. In 2005, Russian gas coverage was reported at a little higher than 53%, while reaching, by 2013, more than 65% on average including nearly 71% in urban areas, although still remaining at 54% in most rural areas. Gazprom Promgas is involved in scientific support, methodologies, and facility design as parts of this regional gasification programme, along with general gas supply and distribution schemes, construction and upgrade programmes, as well as new investment feasibility studies and construction supervision practices. All most recent advancements in these areas are presently brought into consideration.

Keywords: projects, engineering design, gas supply, gasifications, regions, programme, innovations.

УДК 69:622.279

## Развитие проектных ресурсов ОАО «Газпром промгаз»

Н.В. Варламов, А.Е. Лаврентьев (ОАО «Газпром промгаз», РФ, Москва)

E-mail: N.Varlamov@promgaz.gazprom.ru

*Стратегия, которую ОАО «Газпром промгаз» начал реализовывать в 2013 г., поставила новые цели, среди которых – укрепление позиции как комплексного научно-исследовательского и проектного института. С учетом значительного объема выполняемых проектных работ Обществом были предприняты меры по совершенствованию организационной структуры, укреплению проектных подразделений. В рамках решения задачи по развитию комплекса собственных ресурсов и компетенций для выполнения проектно-исследовательских работ по объектам Инвестиционной программы ОАО «Газпром» различной степени сложности в июле 2013 г. в ОАО «Газпром промгаз» было создано новое подразделение – Инжиниринговый центр.*

Ключевые слова: проектно-исследовательские работы, газоснабжение, газификация, инвестиционная программа, прединвестиционные исследования.

На сегодняшний день в Инжиниринговом центре работают более 150 инженеров-проектировщиков. В рамках развития Инжинирингового центра было увеличено число сотрудников в отделе в г. Орле, созданы отделы комплексного проектирования в г. Москве и г. Уфе, бюро ГИП, отдел инженерных изысканий, технический отдел, отдел проектирования гражданских сооружений, отдел прединвестиционных исследований, отдел унификации проектных решений, открыто Представительство в Республике Беларусь.

Направления деятельности Инжинирингового центра:

- выполнение прединвестиционных и предпроектных исследований;
- выполнение функций генерального проектировщика, в том числе: планирование проектно-исследовательских работ и контроль соблюдения графика работ;

привлечение специализированных субподрядных проектных и исследовательских организаций и управление их работами;

пооперационный контроль качества разрабатываемой документации; рассмотрение и утверждение технических решений, увязка решений; участие в рассмотрении, согласовании и утверждении проектной документации в установленном порядке; сопровождение прохождения необходимых экспертиз проектной документации;

- выполнение проектных и исследовательских работ, разработка проектной и рабочей документации, в том числе по разделам: инженерные изыскания; технология; строительные конструкции, генпланы, архитектура;

электроснабжение и электрооборудование, электрохимзащита; автоматика и телемеханика, контрольно-измерительные приборы, слаботочные системы; связь; водоснабжение, канализация, вентиляция, теплотехника, другие инженерные системы; организация строительства; охрана окружающей среды; специальные разделы (ГО и ЧС, пожарная безопасность, обеспечение доступа инвалидов и др.); экономическая эффективность;

- координация реализации Программы унификации проектных решений ОАО «Газпром» по заказу Департамента проектных работ ОАО «Газпром»;
- разработка альбомов унифицированных проектных решений;
- внутренняя экспертиза всех проектных работ Общества;
- участие в экспертизе смет на проектно-исследовательские работы по заказу Департамента проектных работ ОАО «Газпром»;
- авторский надзор за строительством и участие в сдаче объектов в эксплуатацию;
- подготовка смет, технических предложений, подбор соисполнителей при участии в конкурсах на выполнение проектно-исследовательских работ.

Инжиниринговый центр ОАО «Газпром промгаз» специализируется на проектировании таких объектов, как:

- газопроводы-отводы, магистральные газопроводы;
- газораспределительные станции, пункты замера расхода газа, пункты редуцирования газа и подобные технологические объекты;
- газораспределительные сети (межпоселковые, внутрипоселковые газопроводы и газораспределительные пункты);
- объекты автономной газификации и АГНКС;
- объекты обустройства месторождений для регионального газоснабжения;
- сооружения и инженерные системы общепромышленного и социального назначения (здания, высоковольтные линии электропередач, дороги, спортив-

ные сооружения, учебно-тренировочные объекты и др.).

Следует отметить, что Инжиниринговый центр не является единственным в ОАО «Газпром промгаз» подразделением, выполняющим проектно-исследовательские работы. Другими подразделениями Общества выполняется проектирование:

- разработки месторождений для регионального газоснабжения (включая проекты строительства скважин);
- разработки месторождений с нетрадиционными и трудноизвлекаемыми запасами углеводородов (включая проекты строительства скважин);
- объектов энергетического и теплового хозяйства;
- объектов региональных предприятий газопереработки и газохимии.

Ключевая фигура в процессе организации проектирования – главный инженер проекта (ГИП). Поэтому создание Инжинирингового центра началось именно с формирования команды энергичных, квалифицированных и ответственных ГИП во главе с опытейшим проектировщиком – Светланой Юрьевной Мацкунас. Именно от работы ГИП в огромной степени зависит не только успешное выполнение обязательств по выпуску проектной продукции в установленный срок и с высоким качеством, но и конечная стоимость строительства проектируемого объекта для инвестора.

Отдел комплексного проектирования в г. Орле до 2013 г. был единственным в ОАО «Газпром промгаз» подразделением, которое разрабатывает собственными силами проектную и рабочую документацию, выполняет обоснования инвестиций. Сейчас в составе отдела трудятся 23 специалиста-проектировщика. В активе производственных достижений отдела – участие в выполнении множества обоснований инвестиций, проекты ГРС и газопроводов-отводов в Волгоградской, Костромской и других областях.

В короткий срок был создан отдел комплексного проектирования в г. Уфе. Учитывая большой потенциал уфимского рынка высококвалифицированных инженеров-проектировщиков (в частности, специалистов по проектированию тру-

бопроводов), это подразделение имеет хорошие перспективы стать самой крупной производственной единицей проектного направления в ОАО «Газпром промгаз». За короткий период работы отдел в г. Уфе успешно разработал проект здания Учебного центра Газпрома, в настоящее время работает над проектами ГРС и газопроводов-отводов.

Третий из комплексных проектных отделов, московский, расположен в офисно-производственном комплексе ОАО «Газпром промгаз» в г. Видное. Расположение отдела «при головном офисе» диктует необходимость его специалистам быть готовыми к решению любых неожиданных задач, начиная от основных, профильных, и заканчивая проектными работами для Общества. Кроме того, именно в московском отделе проектирования молодые инженеры-технологи нарабатывают опыт проектирования систем для малотоннажного производства и использования сжиженного природного газа, а также компримированного природного газа. Эти технологии имеют большое будущее в решении проблем автономной газификации, а также в развитии использования газа как моторного топлива.

Задачи формирования технической политики, обеспечения качества выпускаемой ОАО «Газпром промгаз» проектной продукции возложены на технический отдел Инжинирингового центра. Главные специалисты, работающие в техническом отделе, обеспечивают высокий уровень и единообразие принимаемых проектировщиками технических решений, выполняют внутреннюю экспертизу проектной документации на всех этапах.

Результаты наиболее ответственных этапов проектирования, прединвестиционных исследований, а также разработанные унифицированные проектные решения рассматриваются на Ученом совете Общества в секции «Проектно-исследовательские работы».

Важной составляющей процесса проектирования является выполнение комплексных инженерных изысканий. В 2013 г. в ОАО «Газпром промгаз» был сформирован отдел инженерных изысканий. Задачей отдела является обеспечение выполнения

комплекса инженерных изысканий в установленный срок, качественно, в полном соответствии с требованиями задания и нормативных документов.

Первоначально инженерные изыскания отдела ограничивались такими функциями, как:

- организация выполнения работ, включая разработку смет на изыскания, заключение договоров с заказчиком и субподрядчиками, разработка графика работ и технического задания, программы работ;
- супервайзинг – контроль выполнения работ как собственными подразделениями, так и субподрядчиками;
- приемка работ, выпуск отчетов;
- сопровождение прохождения экспертиз.

Однако в 2014 г. правлением ОАО «Газпром промгаз» было принято решение о развитии собственных ресурсов по выполнению инженерных изысканий. Во исполнение данного решения во II квартале 2014 г. были сформированы и оснащены группы для выполнения инженерно-гидрометеорологических и инженерно-геодезических изысканий. Планируется в 2014 г. довести общую численность специалистов по инженерным изысканиям до 35 человек, а к концу 2016 г. – реализовывать собственными силами полный комплекс инженерных изысканий, включая инженерно-геологические изыскания.

Важнейшим инструментом повышения качества проектирования и производительности работы проектировщиков является применение унифицированных проектных решений (УПР). ОАО «Газпром промгаз» участвует в реализации Программы унифи-

кации проектных решений ОАО «Газпром» с 2012 г. За это время разработаны и утверждены ОАО «Газпром» пять альбомов УПР (на АГРС производительностью 5; 10; 30; 50; 100 тыс. м<sup>3</sup>/ч), еще восемь альбомов находятся в разработке. Организует работу отдел унификации проектных решений, созданный в составе Инжинирингового центра в 2013 г.

В июне 2014 г. Общество назначено агентом (координатором) Программы унификации проектных решений ОАО «Газпром». В рамках этой Программы ОАО «Газпром промгаз» организует работу десяти проектных организаций Газпрома, разрабатывающих альбомы УПР. Важнейшими составляющими этой работы являются организация и проведение технической экспертизы качества УПР с привлечением специализированных организаций.

Важное направление в работе Инжинирингового центра – получение новых заказов: подготовка предложений для участия в тендерах, работа с заказчиками по выходу на новые рынки. Серьезным достижением в этой работе является получение заказов на проектирование ряда объектов газификации Московской обл. для ГУП МО «Мособлгаз».

В рамках работы по выходу на новые рынки в 2013 г. было открыто Представительство ОАО «Газпром промгаз» в г. Минске. Газовая инфраструктура Республики Беларусь – крупная, активно развивающаяся система, и ОАО «Газпром трансгаз Беларусь» является потенциальным серьезным заказчиком проектно-исследовательских работ для ОАО «Газпром промгаз».

Основные разработки Инжинирингового центра ОАО «Газпром промгаз» в 2013–2014 гг.:

- газопровод-отвод Галич – Мантурово – Шарья. Длина 187 км, диаметр 530 мм;
- газопровод-отвод до н. п. Елизаветино. Длина 44,6 км, диаметр 530 мм;
- реконструкция ГРС «Балабаново» Калужской области;
- газопровод-отвод и АГРС Овсянниково-2 Тюменской области;
- обустройство Кшукского и Нижне-Квакчикского ГКМ. Подключение дополнительных скважин на Кшукском ГКМ №№ 4П, 5П, 6П;
- эксплуатационная дорога от с. Карымай до Нижне-Квакчикского ГКМ;
- реконструкция корпуса № 4 КЗС ОАО «Газпром» по ул. Наметкина, д. 16;
- вспомогательное техническое здание в НОУ Учебный центр ОАО «Газпром»;
- обоснование инвестиций в строительство газопровода-отвода и ГРС к г. Кириллову и с. Липин Бор, г. Вытегра Вологодской области;
- реконструкция газотранспортных мощностей для обеспечения закачки газа в Касимовское ПХГ и отбора из Касимовского и Увязовского ПХГ в объеме до 180 млн м<sup>3</sup>/сут.

Встречая 65-летний юбилей Общества, с полным правом говорим о том, что за последние годы ОАО «Газпром промгаз» стал в один ряд с опытными и крупными проектными институтами ОАО «Газпром» и является надежной высокопрофессиональной проектной организацией.

удк 553.493:622.03

## Добыча метана из высокогазоносных угольных пластов как дополнительный фактор развития экономики России

**Н.М. Сторонский, Е.В. Швачко, Е.С. Мелехин (ОАО «Газпром промгаз», РФ, Москва)**

E-mail: E.Melekhin@gazprom.promgaz.ru

*В статье рассмотрены вопросы добычи метана угольных пластов (МУП) как самостоятельного вида полезных ископаемых, что обусловлено наличием его огромных прогнозных ресурсов, прежде всего в Кузбассе. Обоснованы пути решения основных проблем заблаговременной дегазации высокогазоносных пластов, обеспечивающей развитие как газовой, так и угольной отраслей промышленности. Выполнен анализ составляющих ущерба от аварий на шахтах Российской Федерации, связанных с внезапными выбросами метана. Предложен механизм формирования государственного заказа на осуществление заблаговременной дегазации будущих шахтных полей. Приведены основные направления использования метана угольных пластов. Дана оценка результатов внедрения нового инновационного направления и перспектив развития добычи метана угольных пластов в Кемеровской обл.*

**Ключевые слова:** метан угольных пластов, добыча, заблаговременная дегазация, программа, инновационное направление, социально-экономическое развитие.

В условиях нарастающей выработки сырьевой базы газового комплекса России одним из перспективных направлений ее развития является освоение нетрадиционных ресурсов углеводородного сырья.

В соответствии с Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии (Росстандарт) от 22 ноября 2011 г. № 570-ст метан угольных пластов включен в Общероссийский классификатор полезных ископаемых и подземных вод (ОКПИИПВ) как самостоятельный вид полезного ископаемого, что дает все основания для его промышленной добычи.

В наиболее изученных и освоенных угольных бассейнах России – Кузнецком, Печорском и Южно-Якутском – сосредоточено около 16 трлн м<sup>3</sup> ресурсов МУП. Это составляет около 15% от мировых ресурсов метана в угольных пластах и около 8%

от прогнозных ресурсов газа месторождений традиционного типа в России.

До последнего времени в России метан из угольных пластов извлекался только попутно на полях действующих шахт системами шахтной дегазации, включающими также скважины, пробуренные с поверхности. В Кузнецком и Печорском бассейнах извлекается до 0,5 млрд м<sup>3</sup> метана в год.

В настоящее время на основных угольных бассейнах страны – Кузнецком и Печорском – метаноопасные шахты III категории, сверхкатегорные и выбросоопасные составляют около 70%. Так, из 68 шахт Кузбасса только 20 относятся к I и II категориям метанообильности. Все шахты Воркуты относятся к опасным по внезапным выбросам угля, породы и газа или сверхкатегорным.

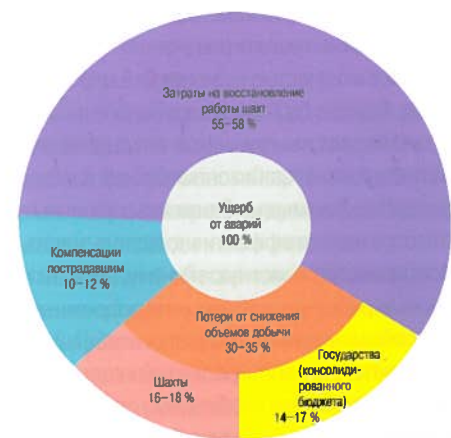
Газовый фактор оказывает определяющее влияние на безопасность производства горных работ. В России аварии, связанные

с внезапными выбросами метана, наиболее часто (90%) происходят на шахтах Кузнецкого угольного бассейна.

В результате шахты и государство несут значительный ущерб от снижения объемов добычи угля и дополнительных затрат на восстановление работ (рис. 1). При этом косвенные потери государства, связанные с человеческими жертвами, невосполнимы. Поэтому государство должно принять все возможные меры по минимизации рисков аварий на шахтах, в первую очередь связанных с внезапными выбросами метана.

За счет заблаговременной дегазации высокогазоносных угольных пластов возможно в дальнейшем значительно повысить безопасность и эффективность работ по добыче угля.

Как отмечают эксперты Комитета по устойчивой энергетике ЕЭК ООН, добыча



**Рис. 1. Диаграмма распределения средних ущербов от аварий, связанных с выбросом метана, по шахтам Российской Федерации**

### Gazprom Promgaz: Design team capacity improvements

**Varlamov N.V., Lavrentyev A.E. (OAO Gazprom Promgaz, RF, Moscow)**  
E-mail: N.Varlamov@promgaz.gazprom.ru

Since 2013 Gazprom Promgaz remains involved in development and improvement of its innovative strategy designed to set up several new objectives with the key one mainly focused on corporate consolidation – as an integrated R&D and facility design centre. Given the significant scope of design work involved, the company has taken major steps aimed to improve its project management environment, gain greater consolidation of its project teams, and enhance their structuring. Following its current targets – progressive development of in-house resources and competencies believed

focal for front-end engineering design projects under Gazprom's innovations programme targets – in July 2013 Gazprom Promgaz launched a new division presently known as the Engineering Centre.  
**Keywords:** front-end engineering, design, gas supply, gasification, investment programme, pre-investment studies.



**Рис. 2. Задачи, определенные Государственной программой «Воспроизводство и использование природных ресурсов»**

газа должна начинаться заблаговременно, за 5–10 лет до начала ведения горных работ. При этом заблаговременная дегазация может обеспечить снижение газообильности горных выработок на 75–80 %.

Стратегия развития угольной отрасли, определенная в Долгосрочной программе развития угольной промышленности России на период до 2030 года (утверждена Распоряжением Правительства РФ от 24 января 2012 г. № 14-р), предусматривает техническое перевооружение, ориентированное на высокопроизводительную технику, увеличение нагрузок на подземные очистные забои и проектирование выемочных участков мощностью не менее 2–3 млн т угля в год. Однако без принудительного извлечения метана из источников его выделения путем использования способов дегазации разрабатываемых и сблизенных угольных пластов нельзя эффективно использовать современную очистную технику. Практика горных работ по добыче угля подземным способом показала, что для рентабельной эксплуатации шахт в различных горнотехнических условиях необходимо стремиться к объему добычи не менее 3 тыс. т/сут угля на тонких пластах и 10–15 тыс. т/сут на мощных. В то же время обильное метановыделение из обрабатываемых высокогазоносных

пластов угля сдерживает возможности угледобывающей техники по газовому фактору, что существенно влияет на рентабельность угольных шахт. Чем выше эффективность дегазационных работ на шахтах, тем выше нагрузки на очистные забои по газовому фактору, ниже себестоимость угля и больше прибыль от его реализации [1, 2]. В условиях отработки метаноносных пластов угля возможности современной угледобывающей техники реализуются полностью только при условии осуществления заблаговременной и последующей предварительной дегазации угольных пластов путем промышленной добычи метана в комплексе с эффективными методами управления газовой выделением в горные выработки средствами вентиляции и дегазации.

Благоприятные геологические особенности и условия газоносности угольных бассейнов в России являются объективной предпосылкой организации, прежде всего в Кузбассе, а затем и в других угольных бассейнах, широкомасштабной добычи метана как самостоятельного вида полезного ископаемого.

В ряде стран, в первую очередь в США, уже более 20 лет ведется добыча метана из пластов угля через скважины, совершенствуются известные, разрабатываются

новые методы его добычи. Себестоимость добычи угольного метана в бассейнах США составляет в среднем 120–250 долл./тыс. м<sup>3</sup>.

Возможность организации метаноугольных промыслов в Кузбассе обусловлена наличием крупномасштабных залежей метана и современных эффективных технологий промышленной добычи метана из угольных пластов.

Проект ОАО «Газпром» по оценке возможности промышленной добычи метана из угольных пластов в Кузбассе реализуется с 2003 г. Началу экспериментальных работ предшествовала всесторонняя научно-техническая проработка проблемы. Первый промысел по добыче МУП был запущен в феврале 2010 г. на Талдинском метаноугольном месторождении. В настоящее время здесь ведется пробная эксплуатация разведочных скважин с использованием добываемого метана для выработки электроэнергии и его реализацией в качестве газомоторного топлива, подготовлен проект опытно-промышленной разработки месторождения. Началось строительство разведочных скважин на второй перспективной площади в Кузбассе – Нарыкско-Осташкинской.

В ходе реализации проекта ОАО «Газпром» в Кузбассе были разработаны и апробированы технологии добычи метана, подготовлена методика подсчета запасов МУП, создана нормативная база, обеспечивающая освоение этих запасов и экологическую безопасность метаноугольных промыслов. На весь технологический цикл – от разведки метаноугольных месторождений до использования добываемого метана – получен 31 патент международного и российского образца. При этом две трети оборудования, применяющегося при реализации проекта, – отечественного производства.

Эксперты сделали вывод о высоком уровне привлекательности проектов добычи метана из угольных пластов в Кузбассе, однако их широкомасштабная реализация потребует введения мер государственного регулирования процесса разведки и добычи МУП.

В принятой в марте 2013 г. Государственной программе Российской Федерации «Воспроизводство и использование природ-

ных ресурсов» (утверждена Распоряжением Правительства РФ 26 марта 2013 г. № 436-р) в целях расширения минерально-сырьевой базы углеводородного сырья и поддержания уровня добычи углеводородов в будущем за счет нетрадиционных источников предусматривается проведение работ по оценке ресурсов и запасов сланцевого газа, газовых гидратов и метана угольных пластов, прежде всего в регионах с недостаточной обеспеченностью нефтью и газом.

Для освоения метана угольных пластов в первую очередь необходимо создание соответствующей нормативно-методической базы и информационных основ для геолого-экономического обоснования выбора объектов прироста промышленных запасов газов в угленосных пластах и для оценки экономической эффективности их освоения; проведение переоценки ресурсов и подсчета запасов газов угленосных толщ на территории Российской Федерации (рис. 2). Программой предусматривается за счет реализации мероприятий обеспечить прирост прогнозных ресурсов метана угольных пластов по категории D<sub>100к</sub> – 2,0 трлн м<sup>3</sup>, C<sub>1</sub> – 1,1 трлн м<sup>3</sup>.

В рамках основного мероприятия программы «Организация добычи метана угольных пластов» за счет средств организаций-недропользователей должны быть созданы технологические комплексы добычи метана угольных пластов и организована промышленная добыча МУП.

В области изучения и освоения МУП основными исполнителями программы определены ОАО «Газпром», ОАО «СУЭК». Прогнозируется, что в результате реализации основного мероприятия суммарная добыча метана угольных пластов в 2013–2020 гг. составит 3450 млн м<sup>3</sup>. Ресурсное обеспечение мероприятия за счет средств недропользователей на период 2013–2020 гг. в текущих ценах должно составить около 105,5 млрд руб.

Однако при значительных затратах в развитие инновационного для России направления в существующей институциональной среде компании не заинтересованы вкладывать средства как в поисково-оценочные и разведочные работы, так и в добычу МУП. Для реализации заданий программы

необходимо на государственном уровне в кратчайшие сроки решить ряд проблемных вопросов, и в первую очередь обеспечить организационно-правовое взаимодействие газодобывающих организаций (ГДО) и компаний по добыче угля (КДУ).

Принятие государством мер, направленных на повышение уровня безопасности в угольной промышленности (Федеральный закон от 26 июля 2010 г. № 186-ФЗ «О внесении изменений в статьи 1 и 14 Федерального закона «О государственном регулировании в области добычи и использования угля, об особенностях социальной защиты работников организаций угольной промышленности» и отдельные законодательные акты Российской Федерации»;

Федеральный закон от 28 декабря 2010 г. № 425-ФЗ «О внесении изменений в главы 25 и 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации»; Постановление Правительства РФ от 25 апреля 2011 г. № 315 «О допустимых нормах содержания взрывоопасных газов (метана) в шахте, угольных пластах и выработанном пространстве, при превышении которых дегазация является обязательной»; Постановление Правительства РФ от 10 июня 2011 г. № 455 «Об утверждении перечня видов расходов, связанных с обеспечением безопасных условий и охраны труда при добыче угля, принимаемых к вычету из суммы налога на добычу полезных ископаемых»), значительно снизило остроту «газовой» проблемы для действующих шахт. Так, Долгосрочной программой развития угольной промышленности России на период до 2030 года предусматривается решение следующих основных задач:

- промышленное извлечение и использование метана угольных пластов;
- полное обновление производственных мощностей по добыче угля к 2030 г.;
- снижение удельного травматизма со смертельным исходом в 4,5 раза.

Однако намеченное Долгосрочной программой качественное обновление и техническое перевооружение угольной промышленности начнет пробуксовывать, если в течение ближайшего времени не будет решен ряд проблем, связанных с дегазацией высокогазоносных угольных пластов.

В процессе обновления производственных мощностей (для вновь строящихся шахт) основные проблемы будут заключаться в следующем. Горному предприятию (шахте) экономически и юридически нецелесообразно создавать собственное подразделение для осуществления предварительной дегазации угольного пласта скважинами, буримыми с поверхности горного отвода (это приобретение дорогостоящего оборудования на короткий срок его эксплуатации, обучение и содержание персонала, приобретение и адаптация специфических технологий добычи угольного метана и др.). Теоретически проблема решается путем заключения договора подряда с ГДО, имеющего соответствующий опыт работы. В свою очередь, заключение договоров подряда с ГДО предполагает решение следующих вопросов:

- договор подряда шахта должна будет заключить на комплекс работ по добыче метана. Однако в существующих условиях шахта будет иметь лицензию только на добычу угля. Поэтому для шахт, разрабатывающих высокогазоносные угольные пласты, как вариант, в лицензии должна быть предусмотрена и добыча МУП, т. е. лицензия должна выдаваться на добычу двух видов полезных ископаемых. В соответствии со ст. 1.2 Закона «О недрах» по условиям лицензии добытое полезное ископаемое (метан угольных пластов) будет являться собственностью организации, имеющей лицензию (т. е. шахты). Поэтому возникает дополнительная задача формирования договорных отношений по реализации газа или его утилизации;
- шахте необходимо в кратчайший срок после получения лицензии разработать и утвердить технический проект производства работ, синхронизирующий деятельность двух юридических лиц;
- необходимо обеспечить отнесение расходов по бурению дегазационных скважин (п. 3 Постановления Правительства РФ от 10 июня 2011 г. № 455) с поверхности на расходы, принимаемые к вычету. Здесь сразу возникают главные препятствия. Постановление Правительства РФ № 455 устанавливает перечень видов расходов, связанных с обеспечением безопасных

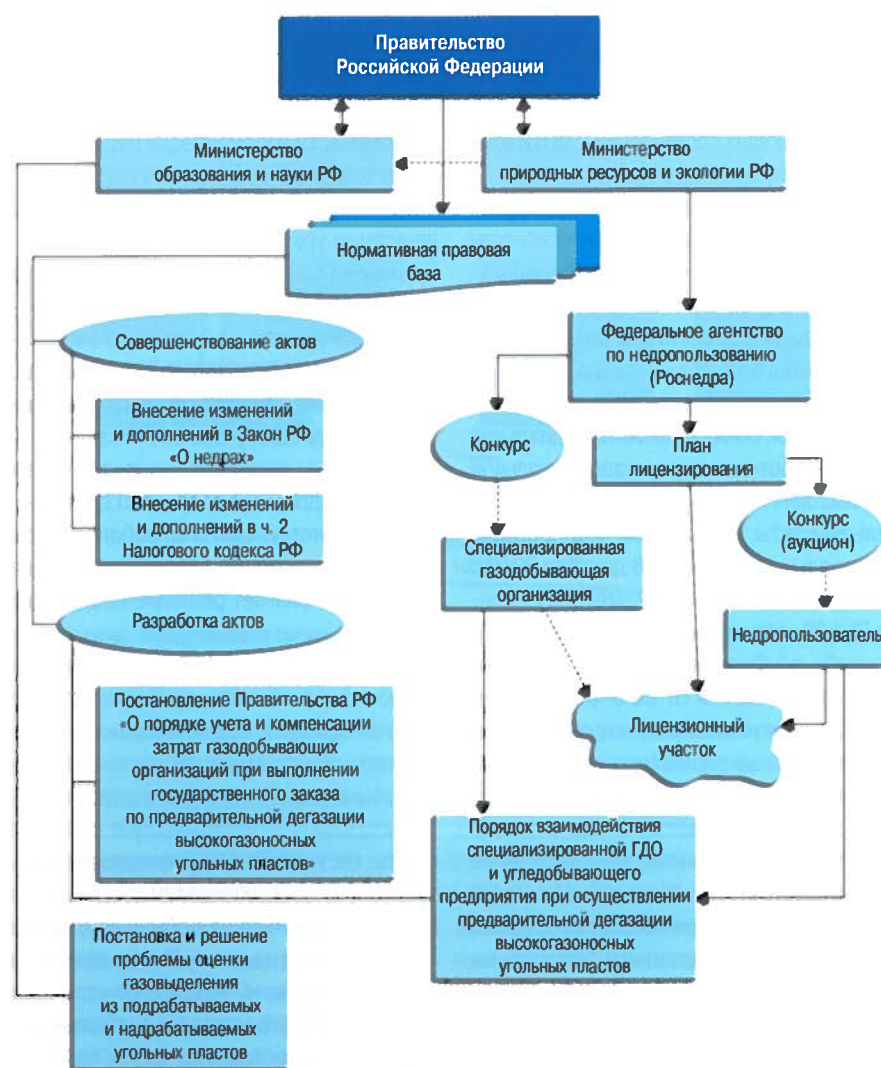


Рис. 3. Механизм формирования государственного заказа на осуществление заблаговременной дегазации высокогазонасыщенных угольных пластов

условий и охраны труда, при добыче угля и не содержит упоминания о добыче МУП при осуществлении предварительной дегазации. Это также относится к вычету расходов из суммы налога на добычу полезных ископаемых, который в данный период еще не взимается, так как отсутствует добыча угля.

Также имеются дополнительные трудности, связанные с отнесением расходов на будущие периоды и формированием учетной политики для целей налогообложения.

В настоящее время четкие правовые условия для целенаправленной заблаговременной дегазации угольных ме-

сторождений (пластов) не созданы. Так, Федеральное агентство по недропользованию не имеет долгосрочной программы лицензирования для развития угольной промышленности, не проработан вопрос совместной деятельности двух недропользователей (ГДО и КДУ) по предварительной дегазации шахтного поля, строительству и началу эксплуатации шахты, не созданы условия для экономически эффективной деятельности газодобывающей организации по осуществлению заблаговременной дегазации угольных пластов.

В связи с этим в государстве должен быть создан организационно-правовой

механизм добычи метана для осуществления заблаговременной дегазации угольных месторождений. Создание такого механизма потребует совершенствования правовых основ. Так, целесообразно дополнить нормативную правовую базу актами, позволяющими осуществлять комплексную дегазацию угольных месторождений:

- разработать государственную программу развития геолого-разведочных работ по основным видам полезных ископаемых и механизм перспективного лицензирования участков недр на 10–15-летний срок;
- дополнить Закон РФ «О недрах» нормой, в соответствии с которой в случае разработки угольного месторождения, содержащего метан в концентрации, превышающей 13 м<sup>3</sup>/т сухой беззольной массы, в пределах горного отвода возможно предоставление двух лицензий. Одна из таких лицензий будет предоставляться ГДО и должна удостоверить право на добычу метана из угольных пластов, другая – угледобывающей организации на разработку месторождения угля. Необходимо предусмотреть нормы, устанавливающие процедурно-процессуальный порядок проведения работ, связанных с добычей различных по своим физико-химическим характеристикам полезных ископаемых, обеспечивая установленную последовательность действий по вводу месторождения в эксплуатацию.

В целях повышения безопасности и эффективности добычи угля необходимо ввести механизм государственного заказа на заблаговременную дегазацию высокогазонасыщенных угольных пластов (рис. 3). Для этого кроме приведенных предложений по совершенствованию нормативной правовой базы необходимо разработать и утвердить:

- порядок взаимодействия специализированной ГДО и КДУ при осуществлении заблаговременной дегазации высокогазонасыщенных угольных пластов;
- порядок учета и компенсации затрат газодобывающей организации при выполнении государственного заказа по заблаговременной и последующей предварительной дегазации высокогазонасыщенных угольных пластов (возможно в виде проекта постановления Правительства Российской

Федерации «О порядке учета и компенсации затрат газодобывающей организации при выполнении государственного заказа по заблаговременной дегазации высокогазонасыщенных угольных пластов»).

Указанное постановление должно определять:

- порядок реализации добытого газа;
- перечень затрат, подлежащих компенсации;
- порядок учета затрат;
- норму прибыли (рентабельности), при превышении которой затраты газодобывающей организации не компенсируются;
- порядок компенсации угледобывающей организацией затрат государства на осуществление заблаговременной дегазации высокогазонасыщенных угольных пластов.

Для комплексного решения проблемы заблаговременной дегазации высокогазонасыщенных угольных пластов также необходимо на государственном уровне разработать методику оценки газовыделения из подрабатываемых и надрабатываемых пластов. Комплексная оценка газовыделения, а также диффузии метана разрабатываемого пласта позволит определить реальные объемы метана, поступающего извне и остающегося в горных выработках, для

обеспечения их дальнейшей дегазации при производстве горных работ.

Введение системы государственного заказа на заблаговременную дегазацию высокогазонасыщенных угольных пластов создаст условия для выполнения заданий Государственной программы и Долгосрочной программы, значительно снизит риски внезапных выбросов и взрыва метана в шахтах, в первую очередь Кузбасса и Воркуты, и позволит обеспечить дальнейшее инновационное развитие газодобывающей и угольной промышленности.

Основные направления использования метана угольных пластов включают использование газа для следующих нужд:

- выработки электроэнергии на газопоршневых электростанциях (ГПЭС) малой мощности с поставкой ее во внешние сети;
- газомоторного топлива;
- газификации близлежащих населенных пунктов и промышленных предприятий;
- поставки в ЕСГ;
- поставки газа для производства СПГ.

Реализация добычных возможностей МУП (в первую очередь в Кузбассе) позволит обеспечить развитие экономик субъектов Российской Федерации за счет:

- создания новых высокооплачиваемых рабочих мест;
- повышения условий безопасности труда и, соответственно, его производительности на угольных предприятиях;
- повышения уровня наполняемости консолидированных бюджетов;
- развития смежных отраслей;
- развития экономик субъектов за счет использования дополнительных объемов газа;
- улучшения (что особенно важно для угледобывающих регионов) экологической обстановки в регионе.

Новая подотрасль газовой промышленности – добыча МУП – в ближайшей перспективе должна занять свою нишу в развитии пространственной экономики России, в первую очередь Сибири и Дальнего Востока.

Список литературы

1. Рубан А.Д., Забурдяев В.С., Забурдяев Г.С., Матвиенко Н.Г. Метан в шахтах и рудниках России: прогноз, извлечение и использование. – М.: ИПКОН РАН, 2006. – 312 с.
2. Подготовка и разработка высокогазонасыщенных угольных пластов: Справ. пособие / Под общ. ред. А.Д. Рубана, М.И. Щадова. – М.: Горная книга, 2010. – 500 с.

Methane recovery from gas-rich coal seams to benefit the Russian economy

Storonsky N.M., Shvachko E.V., Melekhin E.S. (OAO Gazprom Promgaz, RF, Moscow)  
E-mail: E.Melekhin@gazprom.promgaz.ru

Unconventional development is progressively moving to the forefront in the global energy. This paper addresses coalbed methane recovery considered as valuable individual energy, given its huge forecast resources domestically, mainly in Kuznets Basin. The authors justify the key issues involved in advanced coal bed degassing, for CBM production, thereby sustaining both the gas and coal industries. Coal mine emergency loss was analysed across Russia, when such events are associated with unexpected methane outbursts. A proposed mechanism targets setting up a government request for early degassing future coal mine areas. In addition, the paper highlights the key CBM applications and assesses the benefits of a chosen CBM production area with future expectations for Kemerovo region's coal deposits proved rich in CBM.

Keywords: coalbed methane, CBM, early degassing, programme, innovations, social and economic development, emergencies.

References

1. Ruban A.D., Ziburdyayev V.S., Ziburdyayev G.S., Matviyenko N.G. *Metan v shakhtakh i rudnikakh Rossii: prognoz, izvlecheniye i ispol'zovaniye* [Methane in mines of Russia: Forecast, recovery and utilization]. Moscow, IPKON RAN Publ., 2006. 312 p.
2. *Podgotovka i razrabotka vysokogazonosnykh ugol'nykh plastov. Spravochnoye posobiye* [Preparation and development of high gas-bearing coal seams: Handbook]. Ed. by Ruban A.D., Shchadov M.I. Moscow, Gornaya Kniga Publ., 2010. 500 p.

## Развитие использования СПГ и проектирование объектов его малотоннажного производства

Н.В. Варламов, А.Е. Лаврентьев, В.Г. Макаров, В.П. Гуцин (ОАО «Газпром промгаз», РФ, Москва)  
E-mail: V.Makarov@promgaz.gazprom.ru

*В статье освещаются вопросы малотоннажного производства сжиженного природного газа (СПГ). Рассматриваются основные направления использования СПГ, принципы развития рынка малотоннажного производства и реализации СПГ. Приведены основные технологии сжижения природного газа. Статья содержит оценку результатов участия ОАО «Газпром промгаз» в производстве и реализации малотоннажного СПГ, в использовании природного газа в качестве газомоторного топлива (ГМТ). Обозначены возможности ОАО «Газпром промгаз» по разработке и актуализации генеральных схем газификации и газоснабжения регионов Российской Федерации с рассмотрением вариантов альтернативной (автономной) газификации СПГ и перевода технических средств на ГМТ.*

**Ключевые слова:** сжиженный природный газ, малотоннажное производство СПГ, газомоторное топливо, газораспределительная станция, автомобильная газонаполнительная компрессорная станция, детандерный цикл, дроссельный цикл, внешний холодильный цикл.

Основными направлениями использования СПГ являются газоснабжение потребителей, применение в качестве резервного топлива и в качестве моторного топлива на автомобильном, железнодорожном, морском и речном транспорте.

В настоящее время на территории газифицированных регионов России существует большое число промышленных, коммунально-бытовых, сельскохозяйственных, транспортных и жилых объектов, строительство газопроводов к которым нецелесообразно по следующим причинам:

- удаленность объекта газификации от магистральных газопроводов;
- сложный рельеф на предполагаемой трассе строительства газопровода;
- газифицируемый объект или предполагаемая трасса строительства газопровода

находятся в районе с уникальным природным ландшафтом;

- нестабильная сейсмическая обстановка;
- наличие труднопреодолимой преграды (море, реки, горы).

Использование СПГ взамен строительства газопроводов в перечисленных случаях возможно при соблюдении следующих факторов:

- наличие дорог с твердым покрытием, мостов и путепроводов через водные преграды, железнодорожных путей и пр., которые обеспечивают круглогодичное бесперебойное альтернативное газоснабжение от источников производства СПГ до возможных потребителей;
- наличие источников природного газа для производства СПГ (газопроводы-отводы, КС, газораспределительные станции – ГРС или автомобильные газонаполнительные компрессорные станции – АГНКС), техни-

ческие характеристики которых отвечают требованиям эффективной работы оборудования для сжижения;

- соотношение цен СПГ и замещаемых им первичных энергоносителей (уголь, мазут, дизельное топливо, сжиженные углеводородные газы) на топливном рынке региона в пользу СПГ.

### ОСНОВНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ СЖИЖЕНИЯ ГАЗА

Товарный (подготовленный) природный газ представляет собой смесь углеводородов (в основном – метан), находящихся при обычных условиях в газообразном состоянии.

Перевод природного газа в жидкое состояние возможен путем его охлаждения до криогенных температур 111–135 К (в зависимости от состава) и отбора на этом температурном уровне теплоты его испарения. При сжижении природного газа его физический объем уменьшается примерно в 600 раз.

Технологическая цель операций на заводе СПГ включает очистку газа от кислых компонентов, компримирование, удаление воды и тяжелых углеводородов, очистку от ртути, сжижение, хранение и погрузку СПГ. Схема завода может существенно варьироваться в зависимости от состава и технологических параметров исходного газа.

В основе существующих схем сжижения природного газа лежат принципы внешнего и внутреннего охлаждения. Для внешнего охлаждения характерно использование вспомогательных продуктов с более низкой

температурой кипения, для внутреннего охлаждения – природный газ сам выступает в роли рабочего тела.

Для сжижения природного газа применяются три основных способа сжижения.

- Внешний холодильный цикл (внешнее охлаждение): традиционная схема (однопоточный каскадный цикл), стандартный каскадный цикл с использованием нескольких ступеней внешнего охлаждения; модифицированный каскадный цикл, совмещающий охлаждение во внешнем контуре и самоохлаждение; цикл со смешанным хладагентом; цикл с использованием криогенных жидкостей с температурой кипения ниже, чем у природного газа.

- Расширительный цикл (внутреннее охлаждение):

- простой дроссельный цикл; детандерный цикл, при котором отдача энергии происходит в процессе расширения газа, находящегося под высоким давлением и проходящего через турбину для совершения работы; модифицированный расширительный цикл.

- Автохолодильный каскадный цикл, в котором производится ступенчатая конденсация углеводородов с использованием их в качестве хладагентов в последующей ступени охлаждения при циркуляции неконденсирующегося азота.

Эффективность схем сжижения определяется термодинамикой выбранных процессов.

После сжижения СПГ накапливается в терминалах хранения и далее доставляется криогенными цистернами к месту потребления, где регазифицируется (переводится в газообразное состояние) и подается потребителям через местные газовые сети.

В настоящее время более четверти всего производимого на мировом рынке природного газа сжижается для последующей морской транспортировки. Для этого строятся заводы большой мощности, продукция которых ориентирована на экспортные рынки. В Российской Федерации

первый такой завод начал работу в 2009 г. на Сахалине.

Одновременно все большее значение приобретает малотоннажное производство СПГ для целей автономной газификации и использования газа в качестве моторного топлива. Согласно ГОСТ Р 55892–2013 «Объекты малотоннажного производства и потребления сжиженного природного газа. Общие технические требования», малотоннажным считается производство СПГ производительностью до 10 т сжиженного природного газа в час, с количеством СПГ на объекте, не превышающим 200 т, при единичном объеме криогенного резервуара, не превышающем 260 м<sup>3</sup>, и с избыточным давлением в криогенных резервуарах не более 0,8 МПа, ориентированное на внутренний рынок.

Технологически наиболее эффективным является размещение малотоннажного производства СПГ на ГРС и АГНКС. Обслуживание таких комплексов может осуществляться персоналом ГРС или АГНКС, т.е. практически без увеличения численности. Малотоннажное производство СПГ на АГНКС – это сжижение природного газа с использованием ресурсного потенциала компримированного природного газа на АГНКС, реализуемого в виде термодинамического эффекта охлаждения газа при снижении его давления до 20 МПа на выходе из АГНКС или до давления газа в распределительных сетях. Применение установок получения СПГ на ГРС позволяет дополнительно покрывать «пиковые» нагрузки газопотребления. Особенно эффективны в этом случае детандерные циклы, работающие по принципу использования перепада давления в газопроводе и в газораспределительной сети.

При малотоннажном производстве СПГ используются, как правило, технологии детандерного, дроссельного и внешнего холодильного цикла. Для расширительных циклов характерно преобразование внутренней энергии в механическую при охлаждении одним из двух способов:

- изозэнтальпийное расширение сжатого газа (дроссель);
- изозетропийное расширение сжатого газа (детандерный агрегат).

Технология сжижения за счет внутреннего охлаждения использует перепад давления. В случае использования дроссельного цикла газ, находящийся под высоким давлением, при прохождении через сопло охлаждается вследствие эффекта Джоуля – Томсона, в результате чего образуется капельная жидкость. Степень сжижения при этом не превышает 10 %. Технология сжижения детандерного цикла предполагает использование давления подаваемого газа для совершения внешней работы, и внутренняя энергия газа используется как источник энергии для охлаждения. Газ, находящийся под высоким давлением, пропускается через турбодетандерный агрегат, совершает работу, расширяется, охлаждается, и как следствие, на выходе из системы образуется жидкость. При этом получают дополнительное количество холода помимо обусловленного эффектом Джоуля – Томсона.

Однако при использовании этой технологии сжижается только 15 % газа, а оставшиеся 85 % покидают систему в виде газа, находящегося под низким давлением. При наличии поблизости потребителей проблема использования оставшихся 85 % газа решается. В противном случае требуется энергия на повторную компрессию газа для его подачи в газопровод, что влечет за собой дополнительные расходы.

К преимуществам данной технологии относятся низкое потребление электроэнергии – на каждый 1 м<sup>3</sup>/ч производительности потребляемая электроэнергия составляет 0,01 кВт·ч, низкие эксплуатационные расходы. Недостаток системы – относительно высокие капитальные затраты. Ввиду того что сжижается только 15 % от подаваемого газа, для производства СПГ требуются холодильная камера и система предварительной подготовки газа. Например, для системы производительностью 6 тыс. м<sup>3</sup>/ч (100 т/сут) необходимо подготавливать и подавать на холодильную установку около 60 тыс. м<sup>3</sup>/ч газа. Данная система предполагает использование газовых турбин, требования по обеспечению безопасности которых достаточно высоки.

В основе технологии сжижения за счет внешнего охлаждения лежит циркуляция

хладагента в замкнутом контуре. Хладагент охлаждается и подается в теплообменный аппарат, в котором через теплообменную поверхность происходит процесс охлаждения природного газа.

При этом в случае каскадного цикла охлаждение происходит ступенчато в несколько этапов, за счет использования различных холодильных агентов (пропан, этан, аммиак, метан, азот), подобранных по температурам кипения и конденсации. В каскадном цикле газ, легко поддающийся сжижению путем компримирования, при испарении создает холод, необходимый для понижения температуры природного газа.

После охлаждения природного газа паровая часть хладагента направляется на охлаждение, например подается в компрессор, где сжимается и направляется на конденсацию, отдавая поглощенную теплоту окружающей среде. После этого цикл повторяется.

Низкие капитальные затраты являются преимуществом системы. Ввиду того что 100 % подаваемого газа сжимается, на заводе устанавливаются относительно небольшая холодильная установка и система предварительной подготовки газа.

В случае использования криогенных жидкостей (например, азота) с температурой кипения ниже, чем у природного газа, охлаждение происходит в одну стадию за счет теплопереноса. Ввиду того что азот только сжимается и расширяется, система является безопасной, надежной и простой в эксплуатации, требует минимальных площадей.

Однако относительно высокий уровень потребления электроэнергии является недостатком системы. В зависимости от размера завода он варьируется от 0,42 до 0,5 кВт·ч на каждый 1 м<sup>3</sup>/ч производительности.

## ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СПГ ПРИ ЕГО МАЛОТОННАЖНОМ ПРОИЗВОДСТВЕ

Основными потребителями малотоннажного СПГ могут являться:

- предприятия различных форм собственности и видов деятельности, энергоснабжение которых осуществляется с применением мазута, дизельного топлива, электроэнергии;
- отдельные административные образования, оказавшиеся вне зоны газификации сетевым газом;
- поселки коттеджной застройки, дачные товарищества и кооперативы, не имеющие возможности подключения к сетевому газоснабжению;
- курортные зоны, отдельные санатории, профилактории, строительство газопроводов к которым проходило бы через запредельные зоны, заказники и т. п.;
- автогазозаправочные структуры, при использовании СПГ в КриоАЗС для заправки транспорта и сельскохозяйственной техники и (или) на железнодорожном, морском и речном транспорте, в авиации и ракетной технике.

Для создания устойчивого рынка СПГ необходимы на постоянной основе:

- поддержка развития рынка СПГ на государственном и региональном уровнях, в том числе в части дополнений к действующему законодательству;
- совершенствование технического, методического и информационно-аналитического обеспечения, применяемого в практике проектирования, строительства и эксплуатации комплексов по производству, хранению и регазификации СПГ;
- внедрение новых технических решений, технологий и материалов при производстве, хранении, транспортировке и регазификации СПГ;
- реализация организационных и управленческих мероприятий на основе современных систем автоматического управления и информационных технологий;
- привлечение отечественных предприятий – производителей оборудования для производства СПГ к коммерческому участию в проектах;
- проведение эффективной тарифно-ценовой политики, в том числе предусматривающей отнесение затрат на строительство установок сжижения природного газа и на его транспортировку к тарифу на транспортировку газа по магистральным

газопроводам, а затрат на строительство станций приема, хранения и регазификации СПГ – к тарифу на транспортировку газа по распределительным сетям региональной газораспределительной организации;

- проведение тендерных торгов на право участия предприятий – изготовителей оборудования по производству СПГ в реализуемых проектах;
- разработка схем перспективного применения малотоннажного СПГ в регионах РФ;
- разработка нормативной документации и отработка технологий использования СПГ на автомобильном, железнодорожном, морском и речном транспорте, в авиации и ракетной технике;
- проведение мониторинга и комплекса рекламно-информационных мероприятий среди потенциальных потребителей малотоннажного СПГ;
- организация экспортных поставок СПГ на основе мониторинга зарубежного рынка потребления СПГ.

В целях приобщения к рынку СПГ максимального числа потенциальных потребителей на основе разработанных и разрабатываемых генеральных схем газоснабжения и газификации субъектов Российской Федерации необходимо предусматривать:

- замену дорогих источников энергии на более конкурентоспособный СПГ;
- создание комплексов теплоснабжения;
- создание комплексов получения электроэнергии;
- выявление промышленных предприятий, предприятий ЖКХ и других наиболее перспективных для замены существующих энергоносителей на СПГ, с подачей соответствующих предложений руководством предприятий, с разъяснением преимуществ использования СПГ;
- разработку схем применения СПГ в качестве резервного топлива;
- проведение мониторинга, организацию работ рекламно-информационного характера по привлечению на рынок СПГ объектов малоэтажной застройки (коттеджные поселки, дачные товарищества, санатории и т. п.).

Использование СПГ в качестве моторного топлива может осуществляться через

КриоАЗС (стационарные и передвижные) путем преобразования СПГ в компримированный природный газ (КПГ) либо непосредственно в виде СПГ. Применение КриоАЗС целесообразно, если строительство АГНКС в данном месте экономически неэффективно либо невозможно по нормативным ограничениям.

Для развития использования СПГ в качестве моторного топлива необходимы разработка, изготовление и испытания комплексов хранения и заправки СПГ тепловозов, речных судов, автотранспорта, сельскохозяйственной техники, летательных аппаратов, бортовых систем хранения СПГ, заправочных колонок с системой коммерческого учета для различных транспортных средств.

## УЧАСТИЕ ОАО «ГАЗПРОМ ПРОМГАЗ» В РАЗВИТИИ РЫНКА СПГ И ГАЗОМОТОРНОГО ТОПЛИВА

Участие ОАО «Газпром» в производстве и реализации малотоннажного СПГ осуществляется в рамках соглашений о сотрудничестве и договоров о газификации между ОАО «Газпром» и органами исполнительной власти субъектов Российской Федерации.

ОАО «Газпром промгаз» в составе ОАО «Газпром» осуществляет участие в производстве и реализации малотоннажного СПГ на основе системного подхода, предполагающего сочетание научных, проектных, организационных, производственных и финансовых мероприятий в соответствии со сроками их реализации и источниками финансирования. ОАО «Газпром промгаз» разрабатывает и регулярно актуализирует генеральные схемы газификации и газоснабжения для всех регионов и федеральных округов Российской Федерации с обязательным рассмотрением вариантов альтернативной (автономной) газификации СПГ и перевода технических средств на газомоторное топливо.

На основании разработанных генеральных схем газоснабжения и газификации либо обращений руководителей органов исполнительной власти, руководителей предприятий и организаций регионов

на основе расчета их экономической эффективности специалисты ОАО «Газпром промгаз» определяют перечень приоритетных объектов автономной газификации с использованием СПГ.

В целях повышения эффективности участия в автономной газификации с использованием СПГ Департаментом транспортировки, подземного хранения и использования газа и Департаментом маркетинга, переработки газа и жидких углеводородов ОАО «Газпром» совместно с ООО «Газпром межрегионгаз» и ОАО «Газпром промгаз» осуществляется постоянный мониторинг современного состояния автономной газификации регионов РФ. В рамках мониторинга обеспечиваются:

- оценка современного состояния и перспективы развития автономной газификации с использованием СПГ;
- анализ и контроль применения новых технологий и оборудования по производству, хранению, транспортировке и регазификации малотоннажного СПГ;
- контроль технического состояния существующих объектов СПГ.

Участие ОАО «Газпром» в реализации проектов по использованию малотоннажного СПГ на транспорте может осуществляться на основании:

- федеральных или региональных программ газификации автомобильного, железнодорожного, водного, авиационного транспорта и сельскохозяйственной техники;
- соглашения о расширении использования природного газа в качестве моторного топлива, заключаемого с органом исполнительной власти субъекта Российской Федерации;
- других документов, регулирующих указанные вопросы.

ОАО «Газпром промгаз» разработаны технико-экономические предложения по развитию автогазозаправочных комплексов (КПГ, СПГ) и переводу автотранспорта и сельскохозяйственной техники на ГМТ для 79 регионов РФ.

В 2013 г. разработаны программы по переводу автомобильного транспорта и сельскохозяйственной техники на газомоторное топливо для четырех регионов ДФО: Приморского, Хабаровского и Кам-

чатского краев, а также Сахалинской обл. Программы согласованы с губернаторами регионов и с ООО «Газпром газомоторное топливо». Программы экономически целесообразны, эффективны для бюджета регионов и бюджета РФ. Реализация программ должна привести к замещению потребляемого жидкого нефтяного топлива, снижению выбросов загрязняющих веществ, созданию новых рабочих мест и исключению возможности хищения топлива на предприятиях, использующих автотранспорт на газомоторном топливе.

Планируется участие ОАО «Газпром промгаз» в разработке программы использования малотоннажного СПГ в регионах Российской Федерации по заказу ООО «Газпром газомоторное топливо».

При участии ОАО «Газпром промгаз» в 2013 г. были разработаны проекты: «Комплекс производства СПГ в д. Канюсята Карагайского района Пермского края»; «Комплекс хранения и регазификации СПГ в Сивинском районе Пермского края»; «Комплекс хранения и регазификации СПГ в Карагайском районе Пермского края»; «Комплекс хранения и регазификации СПГ в Ильинском районе Пермского края». В настоящее время ведется авторский надзор за строительством указанных объектов.

Разработаны обоснования инвестиций «Строительство комплексов по производству СПГ на ГРС, систем хранения и регазификации СПГ для беструбопроводной газификации населенных пунктов Курганской области»; «Обоснование инвестиций автономной газификации СУГ потребителей Камчатского края»; «Обоснование инвестиций проектов автономной газификации СПГ п. им. Бабушкина, с. Кичменгский Городок, г. Никольск и с. Городишна Вологодской области».

В рамках разработки обоснований инвестиций специалистами ОАО «Газпром промгаз» определены основные технико-экономические показатели объектов автономной газификации с использованием СПГ для потребителей Вытегорского, Вакшинского, Кирилловского районов Вологодской обл., а также Пудожского района Республики Карелия. Кроме того,

разрабатывается обоснование инвестиций альтернативной газификации отдельных населенных пунктов Кондинского, Октябрьского, Ханты-Мансийского, Березовского районов Ханты-Мансийского автономного округа – Югры.

## LNG market development and small-scale liquefaction designs

Varlamov N.V., Lavrentyev A.E., Makarov V.G., Gushchin V.P. (OAO Gazprom Promgaz, RF, Moscow)

E-mail: V.Makarov@promgaz.gazprom.ru

This paper is a summary of small-scale natural gas liquefaction projects in Russia, addressing the key LNG uses, both at present and expectations, small-scale LNG market development principles, and LNG commercialisation issues, in addition to coverage of basic liquefaction technologies. The authors focus here on assessment of Gazprom Promgaz involvement in small-capacity LNG production and marketing activities along with proliferation of gas-fired vehicles. Specifically, they address existing opportunities for Gazprom Promgaz related to development and implementation of gasification and gas distribution general schemes for Russian regions with available options for alternative (standalone) LNG gasification and wider switching to gas-derived fuels.

Keywords: liquefied natural gas, small-capacity production, gas-derived automotive fuels, gas distribution, gas vehicle filling stations, expander, throttling, external refrigeration, cycle.

УДК 622.24.002:657.3

## Комплексный подход к формированию и внедрению новой сметно-нормативной базы строительства скважин в ОАО «Газпром»

О.А. Потеева, С.М. Шамара, А.В. Сюртуков, Н.М. Сторонский (ОАО «Газпром промгаз», РФ, Москва)  
E-mail: O.Poteeva@promgaz.gazprom.ru

*Центром нормирования строительства скважин, геофизических работ и ремонта технологического оборудования ОАО «Газпром промгаз» разработана и внедрена модель формирования и внедрения новой сметно-нормативной базы строительства скважин в ОАО «Газпром» с учетом всех основных факторов, положенных в актуальную на сегодняшний момент систему ценообразования. В основе модели лежит комплексный подход, позволяющий избежать существенного удорожания сметной стоимости строительства скважин. Разработанный комплексный подход представляет собой стохастическую модель, учитывающую неопределенность информации о затратах, связанных с освоением месторождений газа. В настоящий момент ведутся работы по усовершенствованию составляющих комплексного подхода, а также обсуждаются дополнительные требования к программному обеспечению по расчету смет ресурсным методом в текущем уровне цен на строительство скважин с последующим их внедрением в корпоративный программный продукт.*

Ключевые слова: комплексный подход, сметно-нормативная база, сметная стоимость, лимит, сметная документация, система ценообразования на строительство скважин, индексы изменения сметной стоимости, ресурсный метод, СПК «Строительство скважин».

Формированию инвесторской сметы на строительство скважин ОАО «Газпром» всегда уделялось особое внимание, поскольку сметная стоимость строительства является основой для определения лимита капитальных вложений, финансирования строительства, формирования начальной (максимальной) цены контракта при закупке у единственного поставщика (подрядчика, исполнителя) и предельной цены товаров, работ, услуг при конкурентных способах определения поставщиков.

Достоверность цены строительства зависит от ряда факторов, в том числе от используемой сметно-нормативной базы и метода разработки сметной документации. В Российской Федерации в большинстве нефтегазовых компаний при составлении проектной документации на строительство скважин используется фактически отмененная нормативная база прошлого века (1984, 1991 гг.). При этом проектные институты разрабатывают сметы базисно-индексным методом, руководствуясь инструкцией ВСН 39–86 (1987 г.).

не соответствующей современной системе ценообразования.

Потребность в новой методологии ценообразования в строительстве скважин вызвана переходом к рыночным условиям функционирования нефтегазовой отрасли. Интенсивное развитие специализированных сервисных компаний, разукрупнение монопольных структур, рост доли выполняемых работ за пределами мест дислокации, внедрение на российский рынок буровых услуг зарубежных сервисных компаний, выбор подрядчика по результатам конкурсов, внедрение новой техники и передовых технологий, а также современных материалов потребовали изменения системы ценообразования в строительстве скважин и разработки новой сметно-нормативной базы.

В целях повышения эффективности разработки и реализации инвестиционных проектов ОАО «Газпром» поставил перед ОАО «Газпром промгаз» задачу приведения системы ценообразования на строительство скважин в соответствие новым экономическим реалиям. Для решения данной задачи в ОАО «Газпром промгаз» был создан специализированный научно-технический центр, который применил комплексный подход к разработке новой сметно-нормативной базы. В ходе работ проводились аналитические исследования стоимости 1 м проходки, хозяйственной деятельности буровых предприятий, действующей системы ценообразования в строительстве скважин, нормативных документов, выявлялись все факторы, влияющие на ценообразование. В результате были созданы прогрессивная система сметного ценообразования и новая сметно-нормативная база, включающие нормативные инструктивно-методические документы.

Работа осуществлялась планомерно и поэтапно.

2000–2003 гг.

Разработка Сборника элементарных сметных норм на строительство скважин на нефть и газ в ОАО «Газпром» (Сборник «ЭСН Газпром») (три раздела).

● Раздел 1. Подготовительные работы к строительству скважин на нефть и газ.

● Раздел 2. Строительно-монтажные работы.

● Раздел 3. Бурение и освоение (испытание на продуктивность) скважин на нефть и газ. 2004–2007 гг.

Разработка сборников элементарных сметных норм и сборников сметных цен.

● Раздел 4. Транспортировка вахт и грузов (Сборник «ЭСН Газпром»);

● дополнение к Сборнику «ЭСН Газпром»;

● разработка дополнений к единым нормам времени (ЕНВ);

● разработка сборников сметных цен на материально-технические ресурсы (МТР), топливно-энергетические ресурсы (ТЭР), оборудование в ценах на 01.01.2006 г.;

● разработка сборников сметной стоимости эксплуатации машин и механизмов в ценах на 01.01.2006 г.;

● разработка программного обеспечения по расчету сметной документации ресурсным методом в текущем уровне цен сметно-программного комплекса (СПК) «Строительство скважин».

2008–2009 гг.

Разработка методических нормативных документов:

● СТО Газпром 2-3.2-316–2009 «Инструкция о составе, порядке разработки, утверждения проектно-сметной документации при строительстве скважин»;

● СТО Газпром 2-3.2-404–2009 «Методика определения стоимости строительства скважин на нефть и газ в морских условиях»;

● СТО Газпром 2-3.2-381–2009 «Внутрикорпоративные правила формирования договорных цен на строительство скважин»;

● рекомендации по определению часовой заработной платы рабочих, занятых в бурении: расчет часовой заработной платы буровой бригады (РЧЗПБ–2009).

2010–2013 гг.

Разработка методических нормативных документов и сборников сметных цен:

● Р Газпром 2-3.2-465–2010 «Определение величины накладных расходов и сметной прибыли в строительстве скважин»;

● временные элементарные сметные нормы в соответствии с Программой разработки сметных норм и нормативов на новое строительство и реконструкцию объектов ОАО «Газпром», пополнение сметно-нормативной базы;

● Р Газпром 135–2013 «Методические указания по определению индексов изменения сметной стоимости строительства, ликвидации, консервации и расконсервации скважин на нефть и газ на месторождениях ОАО «Газпром» к базе 2006 г.»;

● корпоративные сборники сметных цен на строительство скважин и построечные сборники для Бованенковского и Чаинского месторождений по состоянию на 01.01.2013 г.;

● внедрение корпоративного программного продукта СПК «Строительство скважин».

При этом начиная с 2005 г. ОАО «Газпром промгаз» в соответствии с поручением ОАО «Газпром» ежегодно разрабатывает индексы изменения сметной стоимости строительства, ликвидации, консервации скважин к базисному уровню цен, обеспечивая выпуск сметной документации в текущем уровне цен и планирование стоимостных показателей строительства в прогнозных ценах.

Благодаря комплексному подходу к формированию сметно-нормативной базы в ОАО «Газпром» в 2012 г. был осуществлен полный переход на разработку смет в новой сметно-нормативной базе с использованием программного обеспечения СПК «Строительство скважин», являющегося корпоративным программным продуктом.

Использование в ОАО «Газпром» единого программного продукта позволяет контролировать сметную стоимость строительства, формировать базу данных по проектным показателям стоимости строительства скважин, укрупненные (НЦС и НЦКР) и удельные (стоимость 1 м проходки) показатели стоимости.

СПК «Строительство скважин» предназначен для автоматизации сметных расчетов при проектировании, для использования при экспертизе проектов, контроле их реализации, выборе технологии строительства на основе технико-экономического анализа различных вариантов, в расчетах между заказчиками и подрядчиками за выполненные работы по строительству скважин ОАО «Газпром».

В настоящее время СПК «Строительство скважин» установлен в 20 дочерних общест-

вах ОАО «Газпром», в том числе в проектных институтах, а также в Финансово-экономическом департаменте и Департаменте проектных работ ОАО «Газпром».

Центром нормирования строительства скважин, геофизических работ и ремонта технологического оборудования ОАО «Газпром промгаз» осуществляется сопровождение программного обеспечения, предполагающее постоянное обновление базы данных и адаптацию функциональных возможностей.

Для актуализации баз данных научно-технический центр проводит мониторинг цен и ресурсов, используемых в строительстве скважин. Пополнение сметно-нормативной базы в части нормирования работ с использованием новых видов буровых установок и оборудования осуществляется на основании хронометражных наблюдений, проводимых специалистами центра в районах производства этих работ.

В целях повышения достоверности сметной стоимости строительства и ее оптимизации ОАО «Газпром промгаз» поручено проведение ведомственной проверки сметной документации на строительство скважин. Кроме полученного ОАО «Газпром» существенного экономического эффекта от проведенной проверки экспертиза позволяет выявить проблемы в области ценообразования, а также работы, на которые отсутствуют нормативы, определить недостающую в базе номенклатуру машин, МТР и др.

Изменения в законодательстве Российской Федерации требуют постоянного совершенствования системы ценообразования в строительстве скважин. Так, в соответствии с Постановлением Правительства России от 18 мая 2009 г. № 427 в планах научно-технического центра – разработка методики определения новых видов укрупненных сметных нормативов: нормативов

цены строительства и нормативов цены конструктивных решений.

Кроме того, тенденции развития рынка сервисных услуг, оказываемых буровыми и специализированными компаниями, ставят задачу разработки операционных суточных ставок и ставок простоя специализированных бригад и бурового оборудования, необходимых как для определения стоимости работ, так и для расчетов за выполненные работы по строительству скважин.

Использование комплексного подхода к ценообразованию в строительстве скважин ОАО «Газпром» позволило разработать и внедрить новую сметно-нормативную базу, реализовать концепцию автоматизации подготовки сметной документации на строительство скважин ресурсным методом в текущих ценах и проведения экспертизы сметных расчетов, оптимизировать стоимость строительства скважин.

## Comprehensive approach to cost-estimate and regulatory base targets Gazprom's well construction projects

Poteyeva O.A., Shamara S.M., Syurtukov A.V., Storonskiy N.M. (OAO Gazprom Promgas, RF, Moscow)

E-mail: O.Poteeva@promgaz.gazprom.ru

This proposal relates to a model designed for building and implementation of a cost estimation and regulatory base targeting Gazprom's well construction projects, given all key drivers involved in the today's pricing framework. This model is built around a comprehensive approach which is believed to help avoid extra well construction costs. The approach comprises a stochastic model making provisions for gasfield development cost data uncertainty. At present, progressive improvements with individual parts of this approach are under way, and discussions are

continued on additional software requirements specifically addressing resource method-based cost estimates, under current well construction cost levels, to be followed by data inputs into a corporate software product.

**Keywords:** integrated approach, cost estimates, regulatory base, limits, cost estimate documents, pricing, well construction, gas wells, cost indices, resource method, cost accounting.



удк 657.3:658.588.8

# Сметно-нормативное и ценовое обеспечение проектирования, строительства и капитального ремонта объектов ОАО «Газпром»

Н.М. Сторонский, М.Л. Горюнова, К.Ю. Бродский, И.Д. Ли, Т.М. Степанова

(ОАО «Газпром промгаз», РФ, Москва)

E-mail: N.Storonsky@promgaz.gazprom.ru

**В статье рассматриваются основные направления деятельности, цели, задачи и достижения Центра технического и сметного нормирования (ЦТСН) ОАО «Газпром промгаз», осуществляющего сметно-нормативное и ценовое обеспечение проектирования, строительства и капитального ремонта объектов ОАО «Газпром». Вся продукция ЦТСН содержит решения, позволяющие оптимизировать затраты ОАО «Газпром» на строительные, монтажные, ремонтные, пусконаладочные и проектно-исследовательские работы. Управление рабочими процессами осуществляется в соответствии с принципами, изложенными в отраслевых стандартах системы менеджмента качества.**

**Ключевые слова:** сметно-нормативная база, ценовое обеспечение, элементные сметные нормы, мониторинг, ресурсно-технологическая модель.

Для развития рынка газа, обеспечения надежности и стабильности его поставок российским потребителям и на экспорт ОАО «Газпром» осуществляет масштабные программы капитального строительства, реконструкции и капитального ремонта объектов добычи, транспорта и переработки газа. Кусты сосредоточенного строительства объектов ОАО «Газпром» охватывают обширную территорию России от районов Крайнего Севера с суровыми климатическими условиями, где находятся базовые газовые и газоконденсатные месторождения, до центральных, западных и южных регионов, связанных Единой системой газоснабжения, в которых расположены основные потребители газа. С 2008 г. начато освоение месторождений в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке, включая создание локальной системы

газоснабжения Камчатского края, а также сооружение протяженных систем магистральных газопроводов на Востоке страны. Большие объемы и протяженные маршруты обусловили развитие технологий транспорта газа в сторону роста рабочих давлений до 10–12 МПа, что повлекло за собой необходимость применения новых строительных материалов, машин и механизмов.

Расширение географии и развитие технологий строительства требуют постоянного совершенствования сметно-нормативной и ценовой базы для определения достоверной сметной стоимости строительства объектов ОАО «Газпром» в новых регионах с использованием новых технологий строительства. Также возникла необходимость пересмотра сметно-нормативной базы проектирования объектов промышленно-гражданского назначения.

Действующая база, введенная в действие в 1991 г., устарела и не учитывает изменений технологий выполнения комплексных инженерных изысканий и проектных работ с использованием современных компьютерных систем и оборудования. В 2008 г. Постановлением Правительства РФ № 87 изменены требования к составу и глубине проработки проектной документации, содержанию природоохранных разделов, что увеличило трудоемкость проектно-исследовательских работ. Существенное влияние на проектирование оказывают пересмотр нормативной базы и ее гармонизация с европейскими стандартами. Все эти обстоятельства влияют на трудоемкость проектно-исследовательских работ и вызывают необходимость пересмотра базисных цен на их выполнение, а также норм продолжительности проектирования.

Работы по сметно-нормативному и ценовому обеспечению проектирования, строительства и капитального ремонта объектов ОАО «Газпром» выполняет Центр технического и сметного нормирования ОАО «Газпром промгаз». ЦТСН создан на базе Отраслевого центра ценообразования в строительстве, организованного в 2000 г. Приказом ДАО «Промгаз» от 15 июня 2000 г. № 54 в соответствии с распоряжениями и планом мероприятий ОАО «Газпром» по выполнению Постановления Госстроя РФ от 11 февраля 1998 г. № 18–15 «О переходе на новую сметно-нормативную базу в строительстве». В 2010 г.



на основании Постановления Правления ОАО «Газпром» от 27 ноября 2008 г. № 58 этот Центр был реорганизован в Центр технического и сметного нормирования с расширением видов деятельности.

Основные направления деятельности ЦТСН ОАО «Газпром промгаз» охватывают:

- разработку государственных, корпоративных и индивидуальных элементов сметных норм и единичных расценок на строительные-монтажные и ремонтно-строительные работы;
  - нормирование и анализ стоимости проектно-исследовательских работ;
  - разработку корпоративных сборников сметных цен на материалы, изделия и конструкции, стоимость эксплуатации строительных машин и механизмов, трудовые ресурсы;
  - разработку построочных каталогов сметных цен на материально-технические ресурсы (МТР), используемых при строительстве проектируемых объектов;
  - мониторинг стоимости основных МТР, используемых при строительстве объектов газовой промышленности;
  - разработку ресурсно-технологических моделей и укрупненных показателей стоимости строительства проектируемых и сооружаемых объектов на основе укрупненных выборок ресурсов;
  - разработку индексов (инфляционных поправочных коэффициентов) по направлениям строительства, а также по отдельным стройкам и объектам в региональном разрезе;
  - анализ и подготовку экспертных заключений по сметной документации на строительные-монтажные, ремонтно-строительные и пусконаладочные работы, а также по проектам элементов сметных норм;
  - оказание консалтинговых услуг в области ценообразования в строительстве;
  - подготовку мероприятий по оптимизации затрат ОАО «Газпром» при реализации Инвестиционной программы и Программы капитального ремонта объектов Общества.
- ОАО «Газпром промгаз» являлось ведущим разработчиком сборников государственных элементов сметных норм (ГЭСН) для строительства объектов газовой промышленности, в том числе:

- ГЭСН № 25 «Магистральные и промышленные трубопроводы»;
- ГЭСН № 7 «Компрессорные установки, насосы и вентиляторы»;
- ГЭСН № 9, раздел «Монтаж стальных вертикальных цилиндрических резервуаров»;
- ГЭСН № 12 «Технологические трубопроводы»;
- ГЭСН № 24 «Теплоснабжение и газопроводы – наружные сети», книга «Газопроводы городов и поселков»;
- ГЭСН № 44 «Подводностроительные (водолазные) работы».

После создания основ новой сметно-нормативной базы вновь разрабатываемые сметные нормы по видам работ оформляются в виде документов стандартизации ОАО «Газпром»:

- СТО Газпром – 2007 «Сметные нормы на испытание, очистку, удаление воды и осушку полости трубопроводов и технологического оборудования при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте»;
- СТО Газпром – 2009 «Сметные нормативы на производство капитального ремонта линейной части магистральных трубопроводов и величины накладных расходов»;
- СТО Газпром – 2009 «Сметные нормы и нормативы. Сооружение магистральных газопроводов давлением 12 МПа».

В последнее время в силу производственной необходимости разработки и использования новых элементов сметных норм в сжатые сроки ЦТСН выпускает индивидуальные сметные нормы на новые технологии, применяемые при проектировании и строительстве основных объектов Инвестиционной программы ОАО «Газпром», к которым относятся:

- обустройство Кирицкого и Бованенковского газоконденсатных месторождений;
- КС Портовая в составе Северо-Европейского газопровода;
- система магистральных газопроводов Бованенково – Ухта, Сахалин – Хабаровск – Владивосток;
- промышленные газопроводы Заполярного месторождения;
- расширение ЕСГ для подачи газа в газопровод «Южный поток».

В 2013 г. ЦТСН разработал индивидуальные единичные расценки на отдельные

виды работ по инженерной защите склонов при строительстве олимпийских объектов ОАО «Газпром» в с. Эсто-садок Адлерского района г. Сочи.

Основным элементом современного сметного ценообразования в строительстве и капитальном ремонте является система профессионального регулярно проводимого наблюдения за ценами и конъюнктурой их изменения. ЦТСН осуществляет мониторинг цен по 77 зонам сосредоточенного строительства в ОАО «Газпром». Северные зоны сформированы по местонахождению крупнейших строек Общества с использованием усредненных транспортных схем завоза МТР. Выпускаемые сборники сметных цен содержат примерно 3,3 млн сметных расценок, в том числе:

- сметные цены стоимости машино-часа эксплуатации строительных машин, механизмов и автотранспортных средств;
- сметные цены на материалы, изделия и конструкции;
- сметные цены на серийное оборудование;
- размер средств на оплату труда основных рабочих, рабочих, обслуживающих машины и механизмы, вспомогательных рабочих и водителей;
- тарифы на автомобильные перевозки;
- тарифы на погрузочно-разгрузочные работы.

При расчете транспортных расходов на доставку МТР выполняется оптимизация транспортных схем за счет:

- сокращения числа перегрузок с одного вида транспорта на другой;
  - исключения встречных перевозок, связанных с местами промежуточного хранения материалов и оборудования;
  - выбора производителя продукции, наиболее приближенного к объекту строительства;
  - рационального использования грузового объема транспортных средств;
  - корректного применения прейскурантов, калькуляций и тарифов, установленных сторонними организациями на оказание услуг по транспортировке и хранению грузов, погрузочно-разгрузочным работам.
- Таким образом, основная задача оптимизации транспортных расходов заключается в снижении трудо- и машиноемкости всех

транспортных и сопутствующих операций от пункта отправки поставщика до прибытия объекта склада подрядной организации.

Зональные сборники сметных цен строительных ресурсов несут усредненный характер без привязки к условиям конкретной стройки и рекомендуются к использованию при подготовке проектной документации. Ежегодно проводится их актуализация по кустам (зонам) сосредоточенного строительства в республиканском, краевом, областном разрезе на основе данных мониторинга отпускных цен с учетом изменений в номенклатуре материально-технических ресурсов по выборкам, представляемым проектными организациями и заказчиками-застройщиками, и оптимизации транспортных схем завоза грузов для строительства.

Для объектов, расположенных на значительном удалении от существующей сети железных и автомобильных дорог, водных путей, могут разрабатываться построочные каталоги сметных цен ресурсов. Данный подход позволяет учитывать большинство

факторов, влияющих на сметную цену строительных ресурсов, таких как:

- наличие речного или морского транспорта;
- паромные переправы;
- понтонные мосты;
- автосимники;
- выгрузка на припой;
- применение ледокольного сопровождения;
- нестандартная грузовая и транспортная техника;
- другие возможные факторы.

ЦТСН проводит нормирование и анализ стоимости проектно-исследовательских работ. В этой области выпущены следующие работы:

- сборник нормативов трудозатрат на проектирование объектов ОАО «Газпром»;
- сборник по оценке трудозатрат для расчета стоимости проектных работ объектов ОАО «Газпром»;
- справочник укрупненных показателей для определения стоимости инженерных

изысканий для строительства объектов ОАО «Газпром».

Укрупненные базовые цены на комплексные инженерные изыскания разработаны для инженерно-геологических, инженерно-геофизических, инженерно-гидрометеорологических и инженерно-экологических изысканий.

Для изыскания резервов снижения затрат на работы по капитальному строительству, ремонту, вводу в эксплуатацию, консервации и ликвидации объектов ОАО «Газпром» ОАО «Газпром промгаз» проводит анализ сметной документации и готовит экспертные заключения. Кроме того, оказывает консультационные услуги заказчикам-застройщикам, проектным организациям в области ценообразования в строительстве.

Коллектив высококвалифицированных специалистов ЦТСН эффективно решает задачи в области сметно-нормативного и ценового обеспечения проектирования, строительства и капитального ремонта объектов ОАО «Газпром».

## Cost estimates, regulations and pricing issues: Gazprom asset design, construction, and repair support

Storonskiy N.M., Goryunova M.L., Brodskiy K.Yu., Li I.D., Stepanova T.M. (OAO Gazprom Promgas, RF, Moscow)  
E-mail: N.Storonskiy@promgas.gazprom.ru

This paper considers the key activity areas, goals and objectives for Gazprom Promgas Technical and Cost Standardisation Centre closely involved presently in support to Gazprom facility design, construction, and overhaul programmes. All Centre's products incorporate solutions which help construction, installation, repair, commissioning, and front-end engineering and design costs to be optimised across Gazprom. Workflow management practices are commonly guided by underlying

principles specified in gas industry standards, for example – typical quality management system requirements.

Keywords: cost estimates, ratings, standardisation, costs, support, estimate standards, monitoring, model, resources, technology.



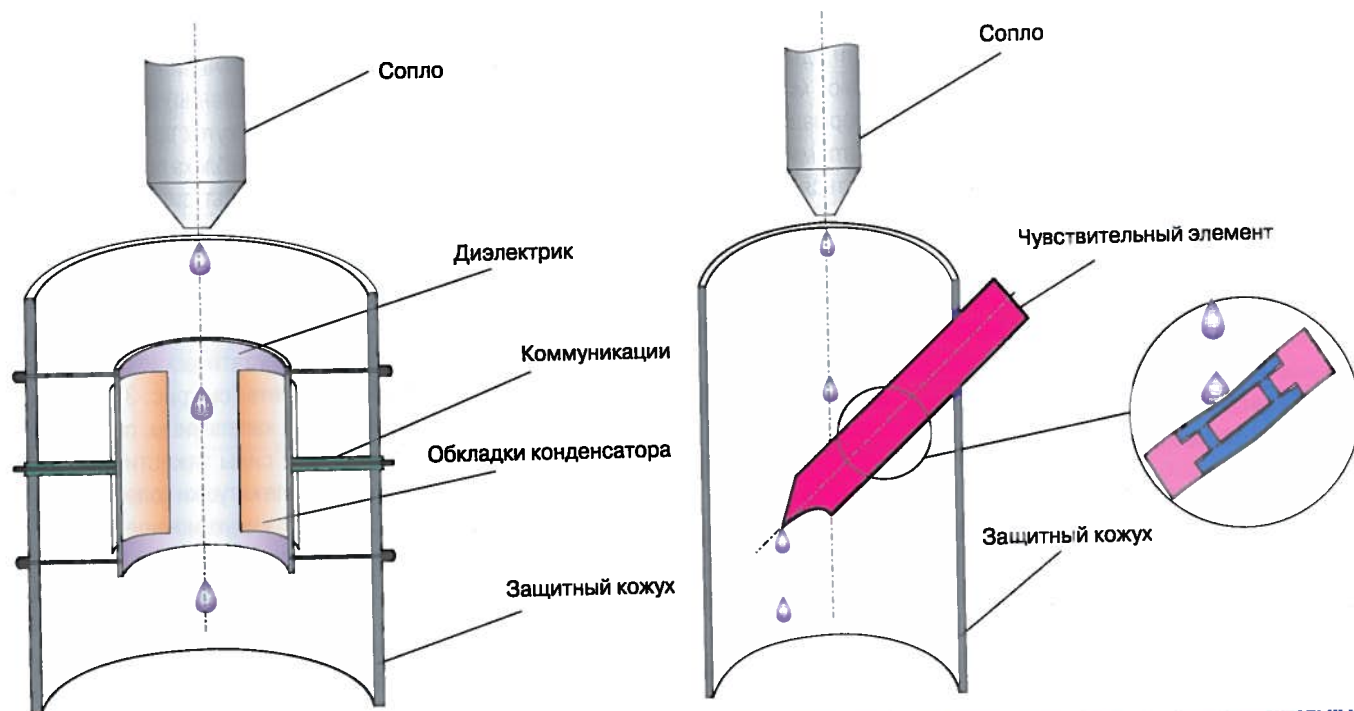


Рис. 3. Электромагнитное устройство блока фиксации пролета капли

Рис. 4. Устройство блока фиксации пролета капли с чувствительным элементом

элемента-конденсатора. Электроемкость конденсаторов чувствительного элемента-конденсатора меняется не одинаково, электроемкость конденсатора, образованного первой тонкой металлической пластиной, куда попадает капля в результате падения, и первым электродом растёт (вследствие деформации и вытеснения подвижного геля расстояние между первой тонкой металлической пластиной и первым электродом уменьшается). Вытесняемый в результате упругой деформации гель через соединительные каналы поступает в нижнюю часть чувствительного элемента-конденсатора, где осуществляет давление на вторую тонкую металлическую пластину второго конденсатора, при этом расстояние между второй тонкой металлической пластиной

и вторым электродом растёт, что приводит к уменьшению его емкости. Это обуславливает изменение собственных колебаний в электромагнитном контуре. На вход в блок преобразования и нормализации дискретного сигнала подается сигнал, тем самым происходит учет пролетевшей капли, который фиксируется блоком фиксации. После пролета капли контур вновь имеет прежние значения емкости, и период колебаний восстанавливается.

Таким образом, предложен способ учета расхода одоранта с различными блоками фиксации, позволяющий упростить корректировку подачи одоранта на ГРС, предлагаемый способ учета расхода одоранта является наименее затратным по сравнению с существующими и не требует сложных

монтажных работ и вмешательств в существующие схемы работы блоков одоризации. На базе разработанного способа возможно организовать автоматизацию процесса регулирования подачи одоранта. Только совместное использование активных и пассивных методов оценки позволит обеспечить комплексное решение задачи учета расхода одоранта на блоках одоризации ГРС и высокую степень точности в условиях промышленной эксплуатации.

Список литературы.

1. Котляр И.Я., Пилик В.М. Эксплуатация магистральных газопроводов. – Л.: Недра, 1971. – С. 23–25.
2. Рид Р., Праусниц Дж., Шервуд Т. Свойства газов и жидкостей: спр. пособие. 3-е изд., перераб. и доп. / Под ред. Б.И. Соколова. – Л.: Химия, 1982. – С. 512–523.

References

1. Kotlyar I. Ya., Pilyak V. M. *Eksploatatsiya magistr'al'nykh gazoprovodov* [Operation of the main gas pipelines]. Leningrad, Nedra Publ., 1971. pp. 23–25.
2. Reid R. C., Prausnitz J. M., Sherwood T. K. *Svoystva gazov i zhidkostey. Spravochnoye posobiye* [The properties of gases and liquids]. Handbook. 3rd ed., ed. by Sokolov B. I. Leningrad, Khimiya Publ., 1982. 592 p.

Gas distribution drop-feed odorisers: Odoriser metering improvements

Kantuykov R.R., Takhaviyev M.S., Lebedev R.V., Shenkarenko S.V., Gimranov I.R. (OOO Gazprom Transgaz Kazan', RF, Tatarstan, Kazan')  
E-mail: s-shenkarenko@tatg.gazprom.ru

The paper describes modern technical solutions involved in odorant metering accuracy improvements, applied to gas distribution station drop-feed odorisers. The authors address a range of tools used for odorant drop flow measurements in terms of higher accuracy and reliability in actual site conditions. This device ensures automatic odorant consumption metering using various tools. In particular, it employs a microcontroller-based module fitted with data storage and transmission units. Electrostatic and electromagnetic effects serve to produce physical model inputs, with such effects normally originating in several oscillating circuits; optical elements are used with this device as well.

Keywords: drop feed, odorisers, gas odorising, accounting, metering, accuracy, consumption, oscillations, circuits, microcontroller.

УДК 622.691.4

## Оценка надежности и риска при эксплуатации сетей газораспределения как инструмент повышения эффективности бизнес-процессов ГРО

В.Н. Матюшечкин, В.В. Тарасов (ОАО «Газпром», РФ, Москва), В.А. Клименко, М.В. Красильникова, А.А. Сергеев (ОАО «Газпром промгаз», РФ, Москва)  
E-mail: m.kraskilnikova@p57.oao-promgaz.ru

Один из основных вопросов управления газораспределительными системами – повышение эффективности обслуживания сетей газораспределения. Современная стратегия обслуживания должна обеспечивать достаточный уровень надежности и безопасности при минимизации затрат на обслуживание. НТЦ «Эксплуатация систем распределения газа» ОАО «Газпром промгаз» разрабатывает методы и методики расчета, нормирования и управления надежностью и рисками эксплуатации сетей газораспределения. Цель этих работ – создание нормативно-методической базы и инструментария для внедрения новых подходов к управлению активами и планированию производственной деятельности в газораспределительных организациях (ГРО), исходя из нормативных требований по обеспечению эксплуатационной надежности и промышленной безопасности. В статье дан краткий обзор работ НТЦ «Эксплуатация систем распределения газа» по формированию единого комплекса нормативных документов ОАО «Газпром» для обеспечения безопасности и надежности сетей газораспределения, в том числе по выбору механизмов управления надежностью и рисками.

Ключевые слова: сети газораспределения, надежность, нормативные документы, методики расчета.

Деятельность газораспределительных организаций (ГРО) сегодня происходит в условиях активного реформирования нормативной базы Российской Федерации, в том числе в области технического регулирования, регулирования промышленной и пожарной безопасности. Актуальным вопросом является гармонизация российской нормативной базы с международными подходами и требованиями. Кроме того, ГРО должны не только обеспечить безопасную и бесперебойную транспортировку природного газа, но и стремиться к экономической эффективности газораспределения. Все это ведет к поиску новых подходов к организации и планированию производственной деятельности, включая использование ме-

тодов оптимизации на основе риск-анализа, а также современных методов управления активами. Основными задачами являются выбор оптимальных стратегий технического обслуживания сетей газораспределения, мероприятий по обеспечению надежности и безопасности сетей, в том числе оптимальное формирование программ капитального ремонта и реконструкции, программ проведения технического диагностирования и т. п. В 2009 г. НТЦ «Эксплуатация систем распределения газа» ОАО «Газпром промгаз» по заданию ОАО «Газпром» разработал Концепцию технического развития газораспределительных систем, в которой была поставлена задача подготовки условий для перехода на эксплуатацию газораспределительных

сетей по их фактическому техническому состоянию. Эффективность реализации данной стратегии эксплуатации определяется возможностью оценивать и прогнозировать, контролировать и влиять на техническое состояние обслуживаемых объектов, их надежность и уровень безопасности. Кроме того, принимаемые решения зависят от того, какой уровень надежности и безопасности определен в качестве требуемого, какой риск принят в качестве допустимого, какие требуются затраты на реализацию той или иной стратегии обслуживания и какой объем финансовых средств имеется в наличии. Таким образом, для реализации Концепции требовалась разработка соответствующего нормативно-методического обеспечения, что нашло отражение в запланированных мероприятиях Концепции.

Совместно с ОАО «Газпром» в ОАО «Газпром промгаз» были определены основные требования к единому комплексу документов для обеспечения безопасности и надежности сетей газораспределения, который должен:

- охватывать все значимые типы функциональных единиц сетей газораспределения (газопроводы, пункты редуцирования газа – ПРГ, системы электрохимической защиты (ЭХЗ), оборудование газопроводов, в том числе запорная арматура);
- охватывать все этапы жизненного цикла сетей газораспределения;
- содержать необходимый перечень показателей технического состояния и надежности сетей газораспределения и функциональных единиц;
- определять методические подходы для расчета этих показателей;
- определять методические подходы для анализа и оценки последствий отказов;

учитывать не только технические аспекты, но и экономические факторы.

Была сформирована программа проведения научно-исследовательских работ для создания такого комплекса нормативных документов, которая включила следующие направления исследований.

В части оценки надежности и риска:

- надежность газораспределительной системы в целом;
  - надежность функциональных единиц и риски их эксплуатации;
  - комплексную оценку надежности и риска на основе сочетаний различных методов.
- В части управления надежностью и риском:
- нормирование показателей надежности и риска;
  - контроль нормированных показателей надежности и риска;
  - средства и методы обеспечения надежности и снижения риска и оценку их эффективности.

Необходимыми элементами создания научно-методического обеспечения по оценке надежности и риска являются разработка моделей старения функциональных единиц сетей газораспределения и их элементов, сценариев развития отказов, методики расчета показателей сложных систем на основе показателей их составляющих элементов (структурных схем).

Одной из первых работ в данном направлении стала разработка модели расчета показателей надежности газораспределительных систем, включающая перечень показателей надежности и укрупненный метод их расчета на основе вероятностно-статистической модели отказов (Р Газпром 2-2.3-485-2010 «Расчет показателей надежности системы газораспределения»). В дальнейшем опираясь на собранную ОАО «Газпром промгаз» совместно с ОАО «Газпром газораспределение» уникальную базу по отказам объектов газораспределения (8 тыс. отказов с описанием по несколько десяткам позиций) эта вероятностно-статистическая модель была усовершенствована и легла в основу СТО Газпром 2-2.3-631-2012 «Газораспределительные системы. Показатели надежности газораспределительных систем».

Необходимо отметить, что понятие надежности и типовой перечень показателей надежности для технических объектов достаточно хорошо проработаны (см., например, ГОСТ 27.002-89), поэтому основные сложности были связаны с выбором мини-

мально необходимого набора показателей для сетей газораспределения, их конкретизацией и определением способов расчета. Основным показателем надежности отнесены вероятность безотказной работы и продолжительность периодов прекращения или ограничения транспортировки газа потребителям из-за отказов.

Что касается безопасности, то тут нет однозначных определений и установленных показателей. Например, по определению Федерального закона от 21 июня 1997 г. № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» промышленная безопасность – это состояние защищенности от аварий и их последствий. Определение безопасности в Федеральном законе от 27 декабря 2002 г. № 184-ФЗ «О техническом регулировании» связано с отсутствием недопустимого риска. Определение пожарной безопасности Федерального закона от 22 июля 2008 г. № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» делает акцент на возможности предотвращения аварий (пожаров) и их воздействия. В качестве показателей безопасности в зависимости от контекста используются: вероятность неблагоприятных событий, тяжесть последствий неблагоприятных событий, число происшедших аварий и инцидентов и ущерб от них, износ основных фондов и потребность в их реконструкции, капитальном ремонте или диагностировании, число предписаний органов государственного контроля (надзора), штрафы и пр. Однако, как и при оценках надежности, основными или базовыми показателями безопасности являются частота (или вероятность) возникновения отказа, а также тяжесть последствий отказа. Поэтому основная задача при оценке надежности, риска и технического состояния объектов сетей газораспределения связана с определением вероятности отказов на данных объектах и оценкой возможных ущербов от отказов.

Основными используемыми методами для таких оценок являются:

- физико-инструментальные, связанные с использованием физико-механических закономерностей на основе данных испытаний и эксплуатации (например, модели старения);
- вероятностно-статистические, в основе которых лежат обработка выборок наблюдений и построение вероятностных распределений и статистических моделей;

экспертные, результаты которых представляют собой результаты статистической обработки независимых оценок специалистов-экспертов;

комбинированные, т. е. сочетающие различные методы, результаты приборных обследований и др.).

Все эти методы имеют свои достоинства и недостатки, свою область применения, поэтому запланированы работы, связанные со всеми данными методами.

**Информационное обеспечение.** Разработка нормативной документации по оценке и управлению надежностью и риском базируется на анализе необходимой информации по отказам на сетях газораспределения, достоверной и пополняемой на регулярной основе. Для создания такой информационной базы был разработан документ Р Газпром 2-2.3-757-2013 «Газораспределительные системы. Унифицированные формы предоставления сведений об отказах, техническом состоянии и надежности сетей газораспределения». Эти формы включают следующие разделы:

- общие сведения;
- обстоятельства обнаружения отказа;
- классификацию отказа;
- оформление отказа;
- характер отказа (повреждения);
- причины отказа;
- последствия утечки газа при отказе;
- ущерб (в том числе экономический);
- источник возмещения ущерба;
- данные об участке газопровода;
- данные о техническом состоянии (газопровода/ПРГ/оборудования);
- данные о надежности (газопровода/ПРГ/оборудования).

К настоящему времени ведутся работы по автоматизации заполнения форм, что существенно ускоряет и облегчает их заполнение. Согласование форм сбора данных по отказам с ОАО «Газпром газораспределение», разработка и использование автоматизированных форм по отказам с настраиваемыми расчетно-аналитическими модулями, возможно, совмещенных или интегрированных с SAP, дадут возможность:

- относительно быстро и легко заполнять все необходимые формы;
- формировать отчетные материалы в любом необходимом виде, в том числе в виде форм, утвержденных ОАО «Газпром газораспределение»;

- рассчитывать и анализировать показатели надежности и технического состояния;
- проводить ретроспективный анализ;
- проводить анализ эффективности предлагаемых моделей и принятых документов по оценке надежности и риска;
- обосновывать выбор оборудования/поставщиков и решать прочие вопросы.

**Модели старения.** Анализ данных по отказам позволил разработать вероятностно-статистические модели изменения интенсивности сквозных коррозионных повреждений на стальных подземных газопроводах в зависимости от срока эксплуатации и модели старения сварных соединений (рис. 1).

**Сценарные модели развития отказов.** Наличие статистических данных позволило рассчитать значения переходных вероятностей для сценарных моделей развития отказов на газопроводах и ПРГ (рис. 2).

**Использование результатов приборного обследования.** В настоящее время вероятностно-статистические модели оценки надежности и риска совершенствуются не только за счет обработки собираемых статистических данных, но и за счет использования иных методов и информации, например результатов приборных обследований и диагностирования. Так, был разработан способ пересчета интенсивности отказов статистической модели на основе

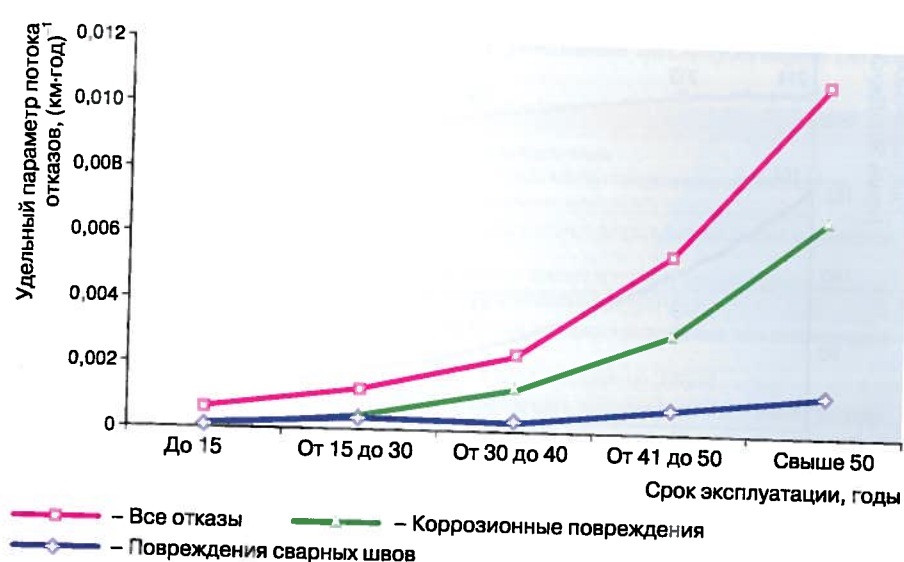


Рис. 1. Влияние срока эксплуатации на интенсивность повреждений сварных соединений и сквозных коррозионных повреждений

специального коэффициента технического состояния, определяемого по результатам приборного обследования. При расчете коэффициента технического состояния используется вероятностная модель разрушений и линейная модель достижения предельного состояния.

**Надежности функциональных единиц.** Ряд выполненных работ посвящен построению методов оценки показателей надежности функциональных единиц. Так, совместно

с РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина проведены экспериментальные исследования образцов трубопроводов и запорной арматуры, а также экспериментальное моделирование процессов старения для разработки физических моделей старения (рис. 3, 4).

**Управление надежностью.** Управление надежностью сетей газораспределения подразумевает использование ряда мероприятий, таких как:

- перекладка газопроводов;

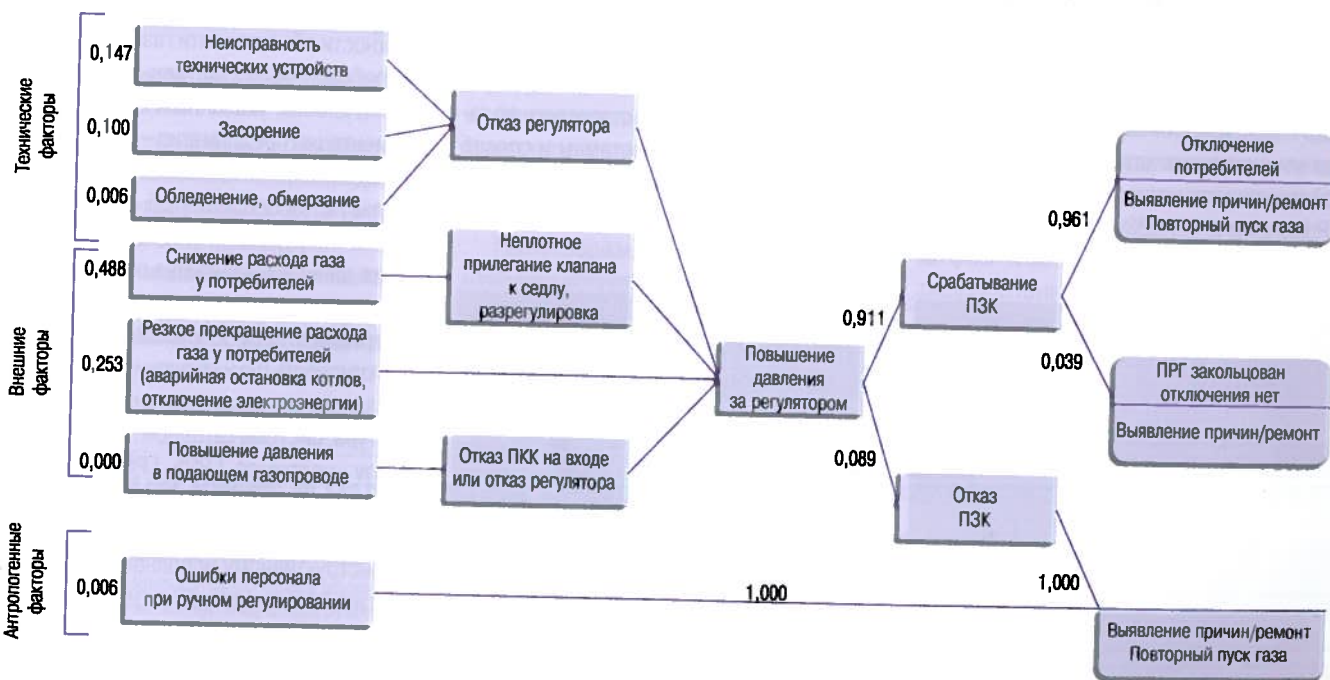


Рис. 2. Сценарная модель развития отказа при повышении выходного давления ПРГ (цифры – вероятность отказа): ПЗК – предохранительный контрольный клапан; ПЗК – предохранительный запорный клапан; ПРГ – пункт редуцирования газа

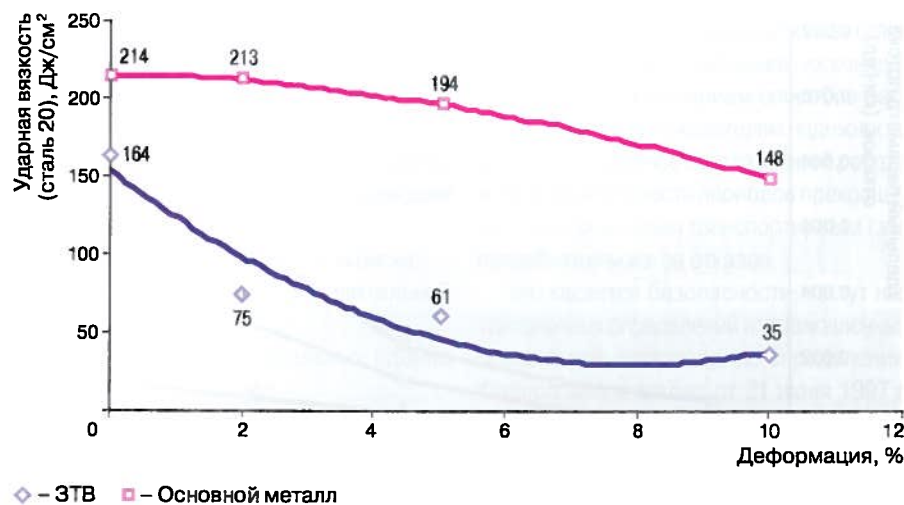


Рис. 3. Снижение ударной вязкости металла в зоне термического влияния (ЗТВ) сварного шва при деформационном старении

- замена стальных газопроводов полиэтиленовыми;
  - изменение условий прокладки;
  - санирование стальных газопроводов;
  - увеличение пропускной способности газопроводов;
  - устройство закольцовки (резервирования);
  - замена неисправной запорной арматуры;
  - замена оборудования ПРГ;
  - оснащение средствами телеметрии и дистанционного управления и др.
- Оценка изменения показателей надежности в результате данных мероприятий наряду с оценкой требуемых финансовых средств необходима для решения целевых задач: достижения заданной надежности при минимальных затратах и максимальной надежности при заданных затратах. В Р Газпром 2-2.3-623-2011 «Обеспечение

эксплуатационной надежности системы газораспределения» дана методология оценки эффективности и решения оптимизационных задач при выборе мероприятий по надежности, в частности дан алгоритм формирования программы реконструкции с учетом ограничений по стоимости программы.

**Нормирование и контроль нормированных показателей.** Большое внимание в НТЦ уделяется работам по нормированию и контролю нормированных показателей надежности. Так, в Р Газпром 2-2.3-574-2011 «Нормативные значения показателей эксплуатационной надежности систем газораспределения» предложен вариант определения целевых показателей надежности в газораспределительных системах и способ пересчета этих показателей в нормируемые показатели надежности региональной (район-

ной, городской) системы газораспределения с учетом протяженности и структуры сетей газораспределения данной системы.

На основе данной методологии были разработаны основные принципы расчета неснижаемого аварийного запаса в ГРО:

- по прогнозной модели отказов рассчитывается частота обращений к аварийному запасу;
- определяется функция распределения числа требуемых материалов (статистика расхода материалов);
- учитываются сроки пополнения материалов аварийного запаса;
- нормируется безотказность аварийного запаса;
- нормативная величина неснижаемого аварийного запаса рассчитывается с учетом структуры обслуживаемых сетей и сроков пополнения запаса.

**Нормы аварийного и неснижаемого запаса.** Нормы аварийного и неснижаемого запаса труб, стальных газовых кранов и материалов для газовых хозяйств представлены в СТО Газпром 2-2.3-690-2012. Данный документ также принят в качестве СТО ОАО «Газпром газораспределение».

Одной из последних разработок в области контроля показателей надежности является Р Газпром 2-2.3-818-2014 «Газораспределительные системы. Методика контроля нормативных показателей надежности». Рекомендации содержат методику оценки степени соответствия фактической надежности объектов сети газораспределения требованиям нормативных документов или значениям, указанным в технической документации предприятия – изготовителя оборудования. В качестве исходных данных используются сведения об отказах и наработке оборудования на момент отказа, а также данные о наработке оборудования, не отказывавшего на момент исследования. Критериями отбора оборудования являются:

- однотипность (по назначению – например, ПРГ, запорная арматура, регулирующая арматура, система катодной защиты (СКЗ), по типу – например, ГРПБ, ГРПШ, задвижка клиновая, регулятор давления, по наименованию – например, ГКШ, РДГК-10, ГРПШ-400, по конструктивному исполнению, по предприятию-изготовителю, по типоразмеру);
- сходные условия эксплуатации;
- осуществление технического обслуживания в соответствии с нормативными требованиями.

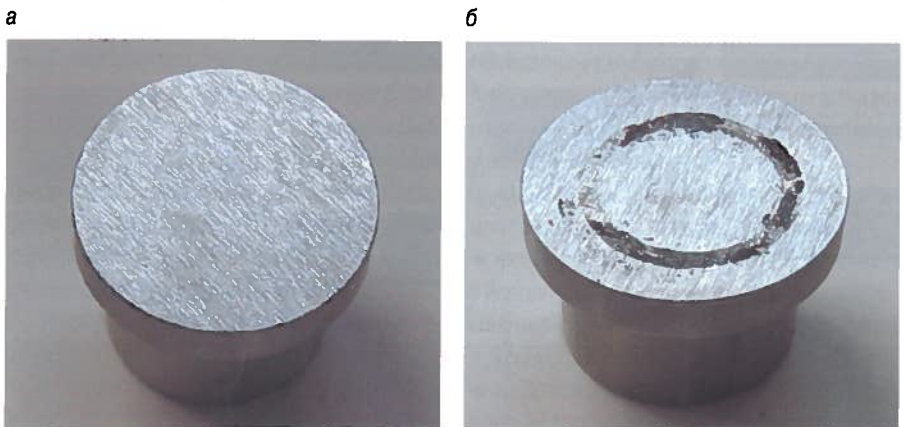


Рис. 4. Исследование процессов изнашивания контактных поверхностей запорной арматуры в зависимости от условий эксплуатации – образец до (а) и после (б) эксперимента

Основные разработки в части оценки и управления надежностью и рисками эксплуатации сетей газораспределения

Направление работ	Документы
Расчет показателей надежности систем газораспределения	Р Газпром 2-2.3-485-2010 «Расчет показателей надежности системы газораспределения» СТО Газпром 2-2.3-631-2012 «Газораспределительные системы. Показатели надежности газораспределительных систем»
Надежность функциональных единиц	Р Газпром 2-2.3-763-2013 «Газораспределительные системы. Определение остаточного ресурса запорной арматуры» Р Газпром 2-2.3-789-2013 «Газораспределительные системы. Определение остаточного ресурса сварных соединений распределительных трубопроводов» Р Газпром «Газораспределительные системы. Методика расчета показателей надежности газорегуляторного пункта» (2014 г.) Р Газпром «Определение срока службы газопроводов, построенных из полиэтиленовых труб» (2015 г.)
Комплексный расчет надежности	Отчет о НИР «Методика расчета показателей надежности с учетом результатов приборного обследования сети газораспределения» (2013 г.) Р Газпром «Методика комплексного расчета показателей надежности сети газораспределения» (2015 г.)
Управление надежностью:	Р Газпром 2-2.3-574-2011 «Газораспределительные системы. Нормативные значения показателей эксплуатационной надежности» Р Газпром 2-2.3-623-2011 «Газораспределительные системы. Обеспечение эксплуатационной надежности» Р Газпром 2-2.3-818-2014 «Газораспределительные системы. Методика контроля нормированных показателей надежности» Р Газпром «Газораспределительные системы. Целевые показатели надежности» (2014 г.)
Информационное обеспечение оценки надежности	Р Газпром 2-2.3-757-2013 «Газораспределительные системы. Унифицированные формы предоставления сведений об отказах, техническом состоянии и надежности сетей газораспределения» Р Газпром 2-2.3-788-2014 «Газораспределительные системы. Методика оценки экономического ущерба от аварий и инцидентов на объектах газораспределительных сетей»
Оценка технических рисков	Р Газпром 2-2.3-518-2010 «Оценка влияния отказов в системах газораспределения на безопасность и надежность газоснабжения на основе методов риск-анализа» Разработка сценарных моделей развития отказов (отчеты о НИР): ● сценарная модель прогнозирования отказов в системе газораспределения (2013 г.); ● анализ последствий отказов оборудования ПРГ (2013 г.) Р Газпром «Газораспределительные системы. Методика анализа технических рисков в системах газораспределения» (2015 г.)
Оценка экономических рисков	Р Газпром 2-2.3-662-2012 «Газораспределительные системы. Оценка и управление рисками реализации инвестиционных проектов строительства и реконструкции газораспределительных систем»
Управление рисками:	Предложения по развитию нормативно-правового обеспечения надежности и безопасности систем газоснабжения и снижению количества аварий и инцидентов и компенсации ГРО ущерба от действий посторонних лиц (отчет о НИР, 2014 г.) Разработка основных положений системы управления техническими рисками при эксплуатации газораспределительных систем (отчет о НИР, 2014 г.)
Оценка технического состояния объектов	Рекомендации Газпрома по оценке технического состояния стальных и полиэтиленовых газопроводов, оборудования сетей газораспределения, систем ЭХЗ, ПРГ (2015-2016 гг.) Р Газпром «Газораспределительные системы. Переход к техническому обслуживанию и ремонту объектов сетей газораспределения по техническому состоянию» (2016-2017 гг.)

Документ предназначен для использования:

- при оценке технического состояния и надежности объектов сетей газораспределения;
- разработке графиков профилактического обслуживания оборудования;
- обосновании планов ремонта или замены оборудования;
- обосновании выбора поставщика оборудования.

Перечень основных разработанных и запланированных к разработке документов по оценке надежности и риска в ОАО «Газпром промгаз» представлен в таблице.

Таким образом, формируется единый комплекс документов на основе различных методов, дающий возможность оценивать надежность сетей газораспределения и отдельных объектов, а также риски их экс-

плуатации в зависимости от имеющейся информации и степени проработанности той или иной методологии: от экспертных форм до расчетных алгоритмов, от вероятностно-статистических оценок до физических методов расчета. Проверка разработанных документов практикой эксплуатации в «пилотных» ГРО будет способствовать повышению эффективности разработок.

Reliability and risk estimates for gas distribution grids aim to bring performance benefits

Matyushchkin V.N., Tarasov V.V. (OAO Gazprom, RF, Moscow), Klimenko V.A., Krasil'nikova M.V., Sergeyev A.A. (OAO Gazprom Promgaz, RF, Moscow)  
E-mail: m.krasilnikova@p57.oao-promgaz.ru

One of the key gas distribution control issues is associated with service efficiency improvements. A modern management strategy needs to focus on adequate operating reliability and safety while minimising service costs. Gazprom Promgaz's Gas Distribution Operations Centre is involved in estimation methodologies and tools, reliability standards and management, and distribution grid operations risk assessment. Combined, these activities are focused on a regulatory and methodology

base and tools designed to support new approaches to asset management and operations planning for gas distributors, based on related industry regulations and guidelines. This paper summarises this Centre's studies aimed at building a common regulatory framework for Gazprom targeting safe and reliable gas distribution including the choice of reliability and risk management mechanisms.

Keywords: gas distribution, grids, reliability, regulations, estimates, methodologies.

УДК 620.9

# Энергоэффективное теплоснабжение столицы России

М.А. Сердюкова, С.А. Кожухов (ОАО «Газпром промгаз», РФ, Москва)

E-mail: S.Kozhuhov@promgaz.gazprom.ru

**В статье представлены результаты выполненных ОАО «Газпром промгаз» работ: корректировка схемы теплоснабжения г. Москвы в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154 «О требованиях к схемам теплоснабжения, порядку их разработки и утверждения», а также актуализация схем электроснабжения и внешнего газоснабжения с учетом развития присоединенных территорий. В результате комплексного анализа потребности электро-, тепло- и газоснабжения для г. Москвы на период до 2025 г. предложены взаимовязанные решения по развитию энергоисточников с учетом реальных возможностей обеспечения их топливом. Дальнейшее развитие энергоснабжения г. Москвы предложено осуществлять исходя из необходимости ограничения годового расхода природного газа в городе до 30 млрд м<sup>3</sup> за счет обеспечения в регионе баланса по электроэнергии с исключением избыточного ее производства в городе, а также кардинального повышения уровня тепловой экономичности существующего и вновь вводимого теплофикационного оборудования. С этой целью предложены конкретные мероприятия по вводу новых генерирующих мощностей, техническому перевооружению действующих энергоисточников, а также выводу из эксплуатации физически и морально устаревшего оборудования.**

**Ключевые слова:** схема теплоснабжения, присоединенные территории, тепло-, электрогазоснабжение, энергоэффективность теплоснабжения, эффективность топливоспользования, установленная мощность, присоединенная тепловая нагрузка, комбинированное производство тепла и электроэнергии.

В 2014 г. ОАО «Газпром промгаз» выполнило в соответствии с государственным контрактом и по техническому заданию Департамента топливно-энергетического хозяйства города Москвы комплексную работу по схеме энергоснабжения г. Москвы, включающую:

- корректировку Схемы теплоснабжения города Москвы на период до 2025 г. с выделением 2016 г. и 2020 г. с учетом развития присоединенных территорий в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154;
- актуализацию схемы электроснабжения города Москвы (распределительные сети напряжением 6–10–20 кВ) с учетом развития присоединенных территорий;
- актуализацию схемы внешнего газоснабжения города Москвы с учетом развития присоединенных территорий.

Актуальность корректировки схемы теплоснабжения г. Москвы обусловлена:

- необходимостью приведения ее в соответствие с требованиями Постановления Правительства РФ от 22 февраля 2012 г. № 154;
  - изменением горизонта прогнозирования с 2020 г. на 2025 г.;
  - необходимостью решения проблем электро-, тепло- и газообеспечения потребителей на новых территориях г. Москвы;
  - изменением макроэкономической конъюнктуры и полномасштабным вводом в действие Правил Оптового рынка электроэнергии и мощности, усложняющих возможность реализации электроэнергии Московских ТЭЦ на розничном рынке.
- В работе также поставлена и решена задача приведения в соответствие отраслевых схем энергоснабжения (электро-, газоснабжения) на ближайший период

с реальными условиями развития города в целях оптимизации и взаимной увязки решений по развитию систем тепло-, электро- и газоснабжения.

На обозримую перспективу г. Москва останется объектом централизованного теплоснабжения с преимущественным использованием комбинированного производства тепла и электроэнергии на природном газе. Москва и Московская обл. имеют единые электрические и газотранспортные системы и на границах осуществляют взаимные поставки тепловой энергии. В топливном балансе практически всех энергоисточников г. Москвы природный газ является основным видом топлива, и в перспективе до 2025 г. доля природного газа в общем топливном балансе сохранится на уровне приблизительно 99 %. Комплексное рассмотрение проблемы электро-, тепло- и газоснабжения города позволяет принимать оптимальные взаимосвязанные решения по надежному электро- и теплоснабжению, развитию энергоисточников с учетом реальных возможностей обеспечения их топливом. Это дает возможность стабилизировать газопотребление города на перспективу до 2025 г. на уровне приблизительно 30 млрд м<sup>3</sup> и резко сократить продолжительность и объем использования резервного жидкого топлива.

В работе выявлены основные проблемы и идентифицированы основные характеристики систем тепло-, электро- (сети 6–10–20 кВ) и газоснабжения города.

Система энергоснабжения Москвы в целом характеризуется высокой долей выработки электроэнергии на ТЭЦ и высокой степенью централизации теплоснабжения. Более 94 % суммарного производства электроэнергии в Москве обеспечивают ТЭЦ ОАО «Мосэнерго». Около 98 % теплотребности города обеспечивается от источников централизованного теплоснабжения, при этом более 72,3 % тепловой энергии отпускают источники комбинированной

выработки – ТЭЦ ОАО «Мосэнерго», РТЭС и мини-ТЭЦ ОАО «МОЭК», энергоисточники сторонних инвесторов.

Теплоэнергетическое хозяйство города обеспечивает в целом надежное, экологически приемлемое и экономически доступное теплоснабжение более 115 тыс. зданий и сооружений.

За последние шесть лет в Москве не отмечено недопустимых ограничений подачи тепла, в 3 раза сократился расход жидкого топлива, рост тарифа на производимую тепловую энергию соответствовал росту стоимости природного газа и инфляции.

Реализуемая администрацией города, населением и энергетическими компаниями политика энергосбережения уже более 10 лет стабилизирует годовое тепло- и газопотребление города на уровнях 24–25 млрд м<sup>3</sup> (приблизительно 100 млн Гкал) при росте жилого и нежилого фонда на 20,2 %. Однако стоимость услуг по отоплению и горячему водоснабжению формирует до 50 % затрат населения на коммунальные услуги. Поэтому преодоление энергорасточительности – важная социальная задача.

Неиспользованный потенциал повышения энергоэффективности производства тепла и электроэнергии оценивается в 1,5 млн т у. т., а в сфере потребления тепла – 3,4 млн т у. т. Анализ данных показал, что фактические тепловые нагрузки ниже договорных по разным группам энергоисточников на 10–51 %, а в целом по Москве приблизительно на 31 %.

На теплоисточниках ОАО «МОЭК» введено оборудование избыточной тепловой мощностью, завышенной почти в 2 раза. В результате основное оборудование загружено в среднем на 56 %, что является причиной дополнительных условно-постоянных затрат и удорожания эксплуатации теплоисточников.

Другой важной проблемой является высокая стоимость транспорта тепла, связанная в основном со значительной протяженностью теплопроводов в городе. Радиус действия крупных ТЭЦ достигает 25 км. Протяженные теплопроводы обуславливают повышенные расходы по их содержанию, в том числе связанные с большими объемами перекачки и ремонтов. Транспортная составляющая в тарифе на тепло достигает 50 %. Это отражается прежде всего на конечном показателе

деятельности системы – среднеотпускном тарифе на тепловую энергию. Для Москвы среднеотпускной тариф в 2011 г. составил 1430 руб./Гкал, при среднем значении для страны 1082,1 руб./Гкал. Более высокие тарифы имеют в основном системы теплоснабжения Дальнего Востока и Крайнего Севера, работающие на дорогостоящих топливах.

Эффективность топливоспользования на большинстве ТЭЦ существенно ниже проектной, а также ниже фактической эффективности в прошлом. Так, удельный расход топлива на отпущенную электроэнергию в среднем по московским ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» составлял в 1980 г. приблизительно 230 г у. т./кВт·ч, а в 2011 г. – 251,2 г у. т./кВт·ч\*. Основной причиной снижения тепловой экономичности ТЭЦ является сокращение тепловых нагрузок ТЭЦ в горячей воде и значительное сокращение количества промышленных потребителей пара в 90-х гг. прошлого века, что в конечном счете увеличило долю конденсационной выработки электроэнергии. В 2011 г. по всем энергоисточникам Москвы конденсационная выработка составила 35,8 млрд кВт·ч, или 52,9 % от общей выработки, в том числе по ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» 29,6 млрд кВт·ч, или 46,3 %.

По ряду финансово-организационных причин не использовались в полной мере возможности организации совместной работы ТЭЦ и котельных в отопительный период и передачи всей нагрузки горячего водоснабжения на ТЭЦ в неотапливаемый период. В настоящее время проблема решается путем объединения активов ОАО «МОЭК» и ОАО «Мосэнерго», что создало основу для формирования общих стимулов достижения максимальной эффективности производства. Соответствующий ресурс годовой экономии топлива составляет 0,7–0,8 млн т у. т.

Эффективность ТЭЦ во многом определяется их режимом работы в энергосистеме. При активном привлечении ТЭЦ к покрытию переменной части графика электрических нагрузок энергосистемы имеет место передача тепловых нагрузок с отборов паровых турбин на водогрейные котлы, как в часы минимума, так и в часы максимума электрических нагрузок. Это неизбежно

уменьшает выработку электроэнергии на тепловом потреблении и снижает конкурентоспособность ТЭЦ.

Низкая тепловая экономичность некоторых ТЭЦ определяется существующим составом и конфигурацией основного оборудования. Это касается прежде всего находящегося в эксплуатации на ряде ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» паротурбинного оборудования с низкими параметрами пара – 30–90 кг/см<sup>2</sup> (3–9 МПа), а также достаточно большого количества паровых турбин с отборами пара (типа ПТ и Р) при практически полном отсутствии потребителей пара.

В составе существующего парка генерирующего оборудования энергоисточников эксплуатируется значительное количество выработавшего свой парковый и назначенный индивидуальный ресурс оборудования, подлежащего в ближайшей перспективе замене или серьезной реконструкции. Средний срок эксплуатации основного оборудования на 1 января 2012 г. составил: для паровых турбин – 26 лет, для энергетических котлов – 35 лет, для пиковых водогрейных котлов – 33 года. Электрическая и тепловая мощность паротурбинного оборудования, выработавшего парковый ресурс, составила, соответственно, 2480 и 4264 МВт (3676 Гкал/ч), или 28 % от суммарной установленной мощности.

На перспективу планируется замещение физически изношенного оборудования высокотехнологичными теплофикационными парогазовыми установками (ПГУ) и паротурбинными устройствами (ПТУ). На новых территориях получит развитие теплофикационная распределенная генерация, в основном на базе газопоршневых агрегатов (ГПА).

Анализ состояния тепловых сетей показал, что за последние годы имело место снижение повреждаемости в результате улучшения водно-химического режима и эксплуатации тепловых сетей, а также использования современных конструкций теплопроводов. Общее количество повреждений магистральных тепловых сетей бывшего ОАО «МТК» снизилось с 3124 в 2008 г. до 2673 в 2011 г., в том числе внутренняя и наружная коррозия – с 2703 до 2412, соответственно. В тепловых сетях

\* Здесь и ниже используется «физический» метод определения удельных расходов топлива.

ОАО «МОЭК» за два года количество отключений уменьшилось практически вдвое.

**ЗАДАЧИ РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ**

Планируемое на перспективу до 2025 г. крупномасштабное развитие города с увеличением жилого и нежилого фонда не приведет к пропорциональному росту годового теплоснабжения благодаря планируемыми и проводимым мероприятиям по энергосбережению. Развитие тепло- и электроснабжения г. Москвы в целях обеспечения покрытия возможных дефицитов тепловой и электрической мощности планируется с учетом общего профицита мощности в ОЭС «Центр», а также необходимости стабилизации годового расхода газа в Москве на уровне 30 млрд м³, а в целом по Московскому региону – 50 млрд м³. Важнейшим условием развития системы теплоснабжения Москвы является ограничение роста тарифов на тепловую энергию на уровне инфляции.

Минимизация затрат на теплоснабжение обуславливает необходимость использования резервов тепловой мощности энергоисточников, оцениваемых по состоянию на 1 января 2012 г. в 22 ГВт (19 тыс. Гкал/ч), в том числе на ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» – 7,1 ГВт (6,1 тыс. Гкал/ч).

**ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНОГО ТЕПЛО-, ЭЛЕКТРО- И ГАЗОПОТРЕБЛЕНИЯ Г. МОСКВЫ НА 2025 Г.**

При оценке перспективных величин тепло-, электро- и газопотребления г. Москвы на 2025 г. были использованы основные показатели Генерального плана города Москвы на период до 2025 г., а также проектов территориальных схем вновь присоединенных территорий. На базе прогноза приростов общей площади жилых и общественных зданий суммарный прирост тепловых нагрузок потребителей г. Москвы и ближайших районов Московской обл. в период 2012–2025 гг. в горячей воде оценивается в 10,1 ГВт (8,7 тыс. Гкал/ч). Кроме того, были учтены некоторые факторы снижения теплоснабжения, прогнозируемые на этот же период, в том числе снижение технологических нагрузок промышленности в паре на 75 т/ч.

Планируемый на период 2012–2016 гг. ремонт 23,5 млн м², или 10,8 % общей площади существующих жилых домов Москвы, позволит обеспечить снижение годовой теплотребности этих зданий на 30 %. Расчетное снижение тепловой нагрузки жилых зданий в целом по городу за период 2012–2016 гг. составит 464 МВт (400 Гкал/ч). Учитывается также реконструкция общественных зданий коммерческого сектора 1–2 % в год, выполняемая за счет средств собственников зданий.

Суммарное снижение расчетных тепловых нагрузок существующих общественных зданий при выполнении указанных мероприятий в период 2012–2016 гг. оценивается приблизительно в 1310 МВт (1130 Гкал/ч).

С учетом перечисленных факторов, а также потерь в тепловых сетях суммарный прирост тепловых нагрузок потребителей г. Москвы и ближайших районов Московской обл. в период 2012–2025 гг. в горячей воде составит 8,82 ГВт (7,6 тыс. Гкал/ч), из них 52,0 % приходится на жилые здания, 39,5 % – на общественные здания, 8,5 % – на производственные здания.

**РАСЧЕТЫ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК**

Среднегодовые темпы роста электропотребления города последние 12 лет составили 3,4 % и на перспективу до 2016 г. сохранятся на уровне не ниже 1,5–2,0 %. Основная часть объема потребления электроэнергии приходится на непромышленную сферу – 61,2 % от конечного электропотребления, включая предоставление услуг и население. В целом для Москвы характерна низкая доля электропотребления в промышленности – 28,6 % в структуре суммарного электропотребления при 53,5 % в среднем по стране, а также высокая доля домашних хозяйств и сферы услуг – 53 % против 25,4 % в среднем по России. Именно рост электропотребления населения и связанной с ним инфраструктуры оказал основное влияние на динамику электропотребления города в 2010–2012 гг.

По прогнозам на расчетный 2025 г., электропотребление Москвы без присоединенных территорий составит 65,8 млрд кВт·ч при среднегодовых темпах роста в период 2012–2016 гг. – 1,2 %, в период 2017–2020 гг. – 2,5 % и в период 2021–2025 гг. – 2,1 %.

Уровень электропотребления присоединенных территорий на 2025 г. составит 8,3 млрд кВт·ч с учетом существующего электропотребления – 2,0 млрд кВт·ч (на 1 января 2013 г.), а также прогноза роста численности населения на присоединенных территориях с 235,8 тыс. до 2 млн чел.

Электропотребление Москвы с учетом развития присоединенных территорий на расчетный 2025 г. составит 74,1 млрд кВт·ч с учетом потерь в сетях и расходов на собственные нужды ТЭС. Прогнозный максимум электрической нагрузки города на расчетный 2025 г. с учетом развития прилегающих территорий составит 13,4 млн кВт, в том числе присоединенных территорий – 1,65 млн кВт. Таким образом, максимальная электрическая нагрузка города в новых границах на расчетный 2025 г. увеличится на 3,2 млн кВт.

**ВАРИАНТЫ ПОКРЫТИЯ ТЕПЛОВЫХ НАГРУЗОК**

При формировании перспективного баланса покрытия тепловых и электрических нагрузок учитывались следующие факторы:

- намечаемый в Москве объем вводов зданий общей площадью до 141 млн м²;
- приоритетность использования комбинированной выработки электрической и тепловой энергии;
- прогнозные балансы электрической мощности (энергии) с возможным перетоком электрической мощности в Московской энергосистеме к 2025 г. до 6,2 млн кВт;
- возможность размещения в городе и на присоединенных территориях новых теплофикационных генерирующих мощностей для обеспечения максимума электрической нагрузки на расчетный 2025 г. в размере 13,4–15,1 млн кВт (с учетом резерва – 13 %);
- существующие резервы тепловых мощностей энергоисточников в размере 16 ГВт (13,8 тыс. Гкал/ч);
- планируемый ввод генерирующего оборудования на ТЭЦ-9, ТЭЦ-12, ТЭЦ-16 и ТЭЦ-20 ОАО «Мосэнерго» в рамках заключенных договоров о предоставлении мощности суммарной электрической мощностью 1 124,8 МВт, тепловой – 945 МВт (815 Гкал/ч) в 2014–2015 гг.;
- планируемый ввод новых энергоисточников суммарной установленной электрической мощностью 1,44 ГВт, тепловой –

2,1 ГВт (1,77 тыс. Гкал/ч) в соответствии с распоряжениями правительства Москвы и заключенными с администрацией города инвестиционными контрактами;

- программа переключений тепловых нагрузок с котельных ОАО «МОЭК» на ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» в отопительном и неоперативном периодах;
- намеченный вывод из эксплуатации малоэффективного и физически изношенного оборудования.

В работе рассмотрены два основных варианта перспективного развития систем теплоснабжения Москвы.

Вариант 1 предусматривает максимальное развитие в городе теплофикационных мощностей при закрытии большей части котельных и переводе их тепловых нагрузок на источники когенерации.

Вариант 2 отличается ограниченной программой строительства теплофикационных мощностей при том, что сохраняется преимущественное теплоснабжение потребителей от когенерационных энергоисточников. Учитываются имеющиеся возможности по переключению тепловых нагрузок с физически изношенных источников комбинированной выработки на существующие энергоисточники.

Суммарная установленная мощность по энергоисточникам на 2025 г. составит:

- по варианту 1 – электрическая 15998 МВт, тепловая – 63 751 МВт (54 957,7 Гкал/ч);
- по варианту 2 – электрическая 14 493 МВт, тепловая – 65 019 МВт (56 050,7 Гкал/ч).

За период 2012–2025 гг. электрическая мощность энергоисточников увеличится по варианту 1 на 31 %, по варианту 2 – на 19 %, а тепловая мощность снизится по варианту 1 на 10,6 %, по варианту 2 – на 8,8 %.

По варианту 1 до 2025 г. предусмотрено строительство 17 энергоисточников сторонних инвесторов суммарной установленной мощностью: электрической – 3649,2 МВт,

тепловой – 5702,1 МВт (4915,6 Гкал/ч). Это предполагает завершение строительства на территории Москвы в старых границах ПГУ ТЭС «Терешково», ПГУ ТЭС «Кожухово», ГТЭС «Щербинка», ГТЭС «Северный», а также строительство новых объектов: ТЭЦ ЗИЛ, ГТЭС «Молжаниновка», ПГУ ТЭЦ «Огородный проезд». На присоединенной территории будут также построены девять энергокомплексов на базе энергоблоков ПГУ и ГПА, а также 15 котельных.

Программа технического перевооружения и реконструкции предусматривает строительство на пяти ТЭЦ ОАО «Мосэнерго» пяти новых энергоблоков ПГУ суммарной электрической и тепловой мощностью, соответственно, 1335 МВт и 1119,4 МВт (965 Гкал/ч), частично в порядке замещения выводимого из эксплуатации устаревшего оборудования. Предусмотрена также серьезная программа замены устаревшего оборудования: выработавших ресурс 10 энергоблоков Т-250/300–240 на новые энергоблоки Т-265–240 на четырех ТЭЦ ОАО «Мосэнерго», а также 17 энергетических котлоагрегатов на новые на семи ТЭЦ «Мосэнерго». На энергоисточниках ОАО «МОЭК» будет реализована реконструкция 51 котельной со снижением тепловой мощности на 1313,7 МВт (1132,5 Гкал/ч).

Одновременно с программой вводов нового оборудования будет реализована программа вывода из эксплуатации малоэффективного, выработавшего свой ресурс оборудования:

- неэффективных активов ОАО «Мосэнерго» суммарной установленной электрической и тепловой мощностью, соответственно, 658 МВт и 2693,52 МВт (2322 Гкал/ч);
- основного оборудования ТЭЦ ЗИЛ электрической и тепловой мощностью, соответственно, 125 МВт и 657,4 МВт (566,7 Гкал/ч),
- электрогенерирующего оборудования трех районных тепловых электростанций ОАО «МОЭК» суммарной электрической

и тепловой мощностью, соответственно 27 МВт и 62,1 МВт (53,5 Гкал/ч).

Также будут демонтированы 114 котельных ОАО «МОЭК» суммарной тепловой мощностью 8 ГВт (7 тыс. Гкал/ч) и 23 ведомственные котельные суммарной установленной тепловой мощностью 184,7 МВт (159,2 Гкал/ч).

По варианту 2 программа развития энергоисточников отличается тем, что исключается строительство ПГУ ТЭЦ «Огородный проезд», а вместо ГТЭС «Молжаниновка» предлагается строительство котельной. Также энергоблоки Т-250/300–240 № 7 на ТЭЦ-23 и № 3 ТЭЦ-25 ОАО «Мосэнерго» демонтируются без замещения. Кроме того, дополнительно реконструируются 11 котельных ОАО «МОЭК» со снижением их тепловой мощности на 786,7 МВт (678,2 Гкал/ч). Оба варианта бездефицитны по тепловой мощности на перспективу до 2025 г. Суммарный резерв тепловой мощности энергоисточников города по вариантам 1 и 2 составит, соответственно, 11 774 МВт (10 150 Гкал/ч) и 11 941 МВт (10 294 Гкал/ч). В варианте 2 дефицит электрической мощности будет компенсироваться за счет строительства дополнительных электрогенерирующих конденсационных мощностей до 1,5 млн кВт в Московской обл. Суммарные капитальные затраты по вариантам 1 и 2 практически равнозначны (разница 1,1 %).

За счет более экономичного состава генерирующего оборудования по варианту 1 в целом по Московской энергосистеме обеспечивается ежегодная экономия топлива в размере 666,1 млн м³ или в денежном выражении 3028,8 млн руб/год. Поэтому к реализации рекомендован вариант 1, предусматривающий строительство когенерационных мощностей с дополнительным по сравнению с вариантом 2 привлечением теплофикационного ресурса действующих котельных для организации дополнительной комбинированной выработки тепла и электроэнергии.

**Moscow: Energy efficient heating system**

Serdyukova M.A., Kozhukhov S.A. (OAO Gazprom Promgaz, RF, Moscow)  
E-mail: S.Kozhukhov@promgaz.gazprom.ru

The paper presents Gazprom Promgaz studies concerning revisions to a Moscow heat supply scheme under Russian government ruling 154 of 22 February 2012, "Heat supply and development requirements, approval procedures." Building on the integrated research into Moscow power, heat, and gas needs through 2025, several interrelated solutions regarding power sources were proposed, based on actual fuel availability for Moscow. It was proposed to sustain future power supply development of the Moscow system based on upper gas consumption limit, at or under 30 Bcm – to be maintained

by balanced regional power production and avoidance of excessive generation in the city as well as radical improvements with heat savings achieved by progressive shifting to more economical heat equipment. Individual measures of this kind are discussed in the paper as well.

Keywords: heat supply, schemes, new city areas, heat, electricity, energy efficiency, fuel use, installed capacity, power, generators, heat loads, cogeneration.