

ВЕСТИ ГАЗОВОЙ НАУКИ

УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ И ЦЕЛЮСТНОСТЬЮ ГАЗОПРОВОДОВ

1
2014

Научно-технический
сборник

«Вести газовой науки»

№ 1 (17) 2014

Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов

Издается

с 2010 г.

Учредитель

Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий –
Газпром ВНИИГАЗ»

Свидетельство
о регистрации СМИ

ПИ № ФС77-56652
от 26.12.2013 г.

Главный редактор

П.Г. Цыбульский, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Зам. главного редактора

Б.А. Григорьев, член-корреспондент РАН, профессор, д.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Редакционная коллегия

М.А. Анисимов, профессор, д.ф.-м.н., Мэрилендский университет, США
В.Н. Башкин, профессор, д.б.н., Институт физико-химических
и биологических проблем почвоведения РАН
А.Н. Дмитриевский, профессор, д.г.-м.н., академик РАН, Институт проблем нефти и газа РАН
В.А. Истомин, профессор, д.х.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
И.Т. Мищенко, профессор, д.т.н., Российский государственный
университет нефти и газа имени И.М. Губкина
А.Е. Рыжов, к.г.-м.н., ОАО «Газпром»
Б.А. Сулейманов, профессор, д.т.н., Азербайджанский институт нефти
и химии им. М.Азизбекова
А.Н. Шахвердиев, профессор, д.т.н., Азербайджанский технический университет

Научный редактор
Рецензент

С.В. Нефёдов, к.т.н., ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
В.В. Харионовский, д.т.н., профессор, ЗАО «Аэрокосмический мониторинг и технологии»

Над номером работали

Ответственный редактор
Редактор
Корректор
Верстка
Дизайн обложки

А.В. Лужкова
Т.Г. Осияненко
М.В. Бурова
И.Ю. Белов
И.В. Шерстюк

Адрес редакции

Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская обл., Российская Федерация, 142717.

По вопросам подписки и приобретения обращаться:

Тел./факс: + 7 (498) 657-41-73

E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru

www.vesti-gas.ru

Подписано в печать 04.07.2014 г. Тираж 500 экз.

Подписной индекс по каталогу ОАО Агентство «Роспечать» № 58685.

Отпечатано в ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Пос. Развилка, Ленинский р-н, Московская обл., Российская Федерация, 142717.

© ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2014

Цена свободная.

Правообладатель уведомляет о недопустимости полного или частичного
воспроизведения и распространения материалов сборника
(ст. 1233 и 1255 ч. IV ГК РФ).

Слово научного редактора

Управление техническим состоянием и целостностью магистральных газопроводов направлено на обеспечение надежной, безопасной и эффективной эксплуатации объектов газотранспортной системы. ОАО «Газпром», эксплуатирующее более 160 тыс. км магистральных газопроводов, входящих в Единую газотранспортную систему и осуществляющих поставку газа с месторождений до российских и зарубежных потребителей, с 2009 г. проводит целенаправленную политику совершенствования Системы управления техническим состоянием и целостностью (СУТСЦ). В настоящее время по поручению ОАО «Газпром» под руководством его головного научного центра – ООО «Газпром ВНИИГАЗ» – выполнены инновационные методические, нормативные и информационные разработки, позволившие перейти на качественно новый уровень управления целостностью линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ).

Процесс УТСЦ ЛЧ МГ опирается на следующие принципы:

- централизация управления в двухуровневой структуре (Газпром – дочерние общества);
- планирование и реализация процесса через долгосрочные программы диагностических обследований, технического обслуживания и ремонта (ДО и ТОиР) объектов ЛЧ МГ;
- управление на основе показателей надежности и техногенного риска эксплуатации ЛЧ МГ с точечным адресным определением объектов, сроков и оптимальных методов (диагностика, ремонт, реконструкция и т.д.) в условиях финансовых и ресурсных ограничений;
- иерархическая структура критериев принятия решений на основе количественных оценок показателей надежности и техногенного риска и учета внешних факторов, определяющих важность объекта ЛЧ МГ с точки зрения региона, объема поставки и значимости конечного потребителя газа.

Обеспечение надежности и безопасности ЛЧ МГ осуществляется на всех стадиях жизненного цикла объекта в соответствии с нормативными документами федерального и корпоративного уровней, регламентирующими требования и критерии принятия управленческих и технических решений для соответствующих функциональных компетенций (проектировщик, строитель, технадзор, эксплуатирующая организация). В нормативных документах воплощены результаты научных исследований и анализа накопленного опыта проектирования, строительства и эксплуатации газопроводов.

В настоящем сборнике представлены работы, посвященные решению актуальных научных задач, направленных на достижение целей СУТСЦ не только для объектов ЛЧ МГ, но и технологических трубопроводов компрессорных станций. Спектр рассмотренных вопросов в значительной степени сфокусирован на наиболее значимых проблемах жизненного цикла



Директор
Центра управления
техническим состоянием
и целостностью ГТС
ОАО «Газпром
ВНИИГАЗ»,
к.т.н. С.В. Нефёдов

газопроводов, отражает опыт текущего научно-технического сопровождения реализации сооружения новых и эксплуатации действующих магистральных газопроводов и включает:

- концептуальные основы СУТЦ ГТС;
- модель оптимизации долгосрочного планирования ДО и ТОиР объектов ЛЧ МГ и ТТ КС;
- расчетную вероятностную модель оценки необходимых объемов ремонта для достижения требований к надежности на уровне стандартов ISO;
- расчетные модели и методы оценки, прогнозирования и нормирования показателей технического состояния, надежности (вероятность отказа; наработка до отказа, диагностики, ремонта, предельного состояния; критерии выбора и назначения управляющих воздействий), безопасности (ожидаемая частота аварий, ожидаемый ущерб, совокупный техногенный риск);
- комплексный подход, предполагающий использование детерминированных физико-математических и вероятностных моделей для оценки несущей способности участка газопровода с дефектами различной природы;
- метод расчета показателей надежности кольцевых сварных соединений магистральных трубопроводов на основе моделей «физической» теории надежности с учетом фактического разброса свойств материала и нагрузок;
- модель прогнозирования сроков и объемов ремонта/замены дефектных труб с учетом неполноты диагностической информации о техническом состоянии ТТ КС;
- методологию организации и проведения функциональных испытаний диагностического оборудования в составе СУТЦ ГТС;
- статистическое исследование по данным внутритрубной диагностики (ВТД) фактических порогов чувствительности дефектоскопов в отношении дефектов коррозионного износа и коррозионного растрескивания под напряжением (КРН);
- объединенную модель оценки уровня предельных коррозионных воздействий и скорости развития коррозионных дефектов, основанную на расчете скорости коррозии по комплексу данных о состоянии защитного покрытия, параметрах электрохимической защиты и внешних электромагнитных воздействий;
- специальные аспекты оценки техногенных рисков: методика сбора исходной информации, методы идентификации и оценки стоимости объектов окружения ЛЧ МГ и среднегодового количества находящихся на них людей, модель дефлаграционного горения газовой смеси и метод расчета барических воздействий на площадочных объектах ГТС;
- методику определения геометрических размеров усиленных патрубков (веллолетов) с целью применения на магистральных и промышленных трубопроводах;
- анализ влияния холодной пластической деформации на механические свойства основного металла и сварного соединения в отводах в зависимости от режимов гибки на основе данных полномасштабных гидравлических испытаний отвода из спиральношовной трубы;
- назначение границ охранных зон и величины испытательного давления при испытаниях трубопровода на основе расчетного анализа требований к выявлению скрытых дефектов строительства и рисков поражения окружающих реципиентов от воздействия ударной волны и разлета осколков;
- метод расчета безопасного давления при ремонте (восстановлении несущей способности) газопроводов с применением муфтовых технологий без остановки транспорта газа;
- обоснование необходимости технического регулирования в федеральном законодательстве и стандартах системы приемки магистральных трубопроводов после строительства, ремонта и реконструкции.

Сборник представляет интерес для широкого круга специалистов нефтегазового профиля, а также студентов, магистрантов и аспирантов нефтегазовых специальностей высших учебных заведений.

Содержание

Общие задачи эффективного управления

- 5 **Алимов С.В., Нефёдов С.В., Милько-Бутовский Г.А., Курганова И.Н.**
Оптимизация долгосрочного планирования диагностики и ремонта линейной части магистральных газопроводов в Системе управления техническим состоянием и целостностью ГТС ОАО «Газпром»
- 13 **Мелехин О.Н., Грязин В.Е.**
Оценка уровня надежности газотранспортной системы в зависимости от планируемых объемов капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов
- 16 **Сидорочев М.Е., Бурутин О.В., Ряховских И.В., Мельникова А.В., Зорин Н.Е.**
Формирование долгосрочных планов комплексного ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций ОАО «Газпром» в условиях неполноты данных об их техническом состоянии
- 22 **Нефёдов С.В., Прокопенко А.Ю.**
Модель прогнозирования коррозионной поврежденности магистральных газопроводов и метод прогнозирования роста протяженности коррозионно-опасных участков газопроводов

Надежность и безопасность газотранспортных систем

- 29 **Вялых И.Л., Лазарев В.Л., Зотов Д.А., Ремизов А.Е.**
Функциональные испытания диагностического оборудования как элемент Системы управления техническим состоянием и целостностью ГТС
- 35 **Нефёдов С.В., Панов М.Ю., Силкин В.М., Столов В.П.**
Вероятностный анализ допустимых уровней дефектности участков линейной части магистральных газопроводов

- 41 **Грязин В.Е.**
Статистическая оценка минимальной глубины коррозионных и стресс-коррозионных дефектов, обнаруживаемых при проведении внутритрубной дефектоскопии
- 44 **Запевалов Д.Н.**
Контроль внешних коррозионных воздействий при оценке технического состояния газопроводов
- 49 **Силкин В.М., Овсянников Е.Н., Ковех В.М., Морин И.Ю.**
Развитие подходов к оценке показателей конструктивной надежности участков магистральных газопроводов

Анализ техногенных рисков

- 55 **Овчаров С.В., Петрова Ю.Ю.**
Методические подходы к оценке стоимости объектов окружения и количества находящихся в них людей в рамках задач СУТЦ ЛЧ МГ
- 61 **Петрова Ю.Ю., Овчаров С.В.**
О сборе и подготовке данных по объектам окружения для целей Системы управления техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов
- 66 **Гамера Ю.В., Овчаров С.В.**
К вопросу о барических воздействиях при дефлаграционном горении метана на опасных производственных объектах газотранспортных систем

Прочность газопроводов на стадии проектирования, строительства и эксплуатации газопроводов

- 71 **Курганова М.А., Носова Е.С., Рассохина А.В., Трифионов О.В., Черний В.П.**
Методика определения геометрических параметров усиленных патрубков трубопроводов

- 77 **Шарыгин В.М., Тильков А.Н., Баламутов В.И., Маянц Ю.А., Ушаков А.В.**
Обоснование возможности восстановления несущей способности газопроводов без остановки транспорта газа
- 85 **Запезалов Д.Н., Петровский М.А., Маянц Ю.А., Елфимов А.В.**
Приемка магистральных трубопроводов после строительства, ремонта и реконструкции как инструмент обеспечения надежности их функционирования
- 88 **Маянц Ю.А., Карпов С.В., Алихашкин А.С., Овчаров С.В.**
Назначение участков предварительных испытаний и охранных зон при проведении испытаний магистральных трубопроводов
- 93 **Маянц Ю.А., Карпов С.В., Ширяпов Д.И.**
Анализ подходов к назначению величины испытательного давления на магистральных газопроводах
- 98 **Есиев Т.С., Войдер К.А., Глухов М.Г.**
Анализ влияния холодной пластической деформации, возникающей в процессе изготовления, на механические свойства основного металла и металла сварных соединений отводов холодного гнутья из спиральношовных труб
- 105 **Сведения об авторах**
- 109 **Information about the authors**
- 113 **Аннотированный перечень статей**
- 122 **Annotated list of articles**



УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ И ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ГАЗОПРОВОДОВ

Центр управления техническим состоянием и целостностью ГТС

- Обеспечение надежности, безопасности и эффективности функционирования газотранспортной системы.
- Повышение эффективности диагностики, технического обслуживания и ремонта объектов.

Центр технологий строительства, ремонта и защиты от коррозии

- Строительство и эксплуатация высоконадежных газодобывающих и газотранспортных объектов, устойчивых к природным и техногенным воздействиям.
- Защита от коррозии объектов ЕСГ.

Центр развития трубной продукции и технологий сварки

- Исследования, испытания и аттестация новых видов трубной продукции, технологий и оборудования сварки и неразрушающего контроля сварных соединений.
- Исследование конструкционных материалов для применения в агрессивных коррозионных условиях для газодобывающих и газотранспортных объектов ЕСГ.

Мероприятия, осуществляемые по направлениям деятельности центров

- Разработка и научно-техническое сопровождение целевых научно-технических и комплексных производственных программ обеспечения надежности и безопасности газотранспортной системы ОАО «Газпром» и газотранспортных обществ.
- Научно-техническое сопровождение проектов новых магистральных газопроводов.
- Разработка и сопровождение программ развития экспериментальных комплексов для совершенствования аттестации, сертификации, приемки новых материалов, технологий и оборудования.
- Исследования и аттестация в области диагностического оборудования, трубопроводной арматуры, неразрушающего контроля сварных соединений; работы в области оценки соответствия трубной продукции требованиям ОАО «Газпром», лабораторные коррозионные и стендовые испытания в Опытно-экспериментальном центре ООО «Газпром ВНИИГАЗ», полигонные испытания новых видов труб большого диаметра.

ОБЩИЕ ЗАДАЧИ ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ

УДК 622.691.4.053

С.В. Алимов, С.В. Нефёдов, Г.А. Милько-Бутовский, И.Н. Курганова

Оптимизация долгосрочного планирования диагностики и ремонта линейной части магистральных газопроводов в Системе управления техническим состоянием и целостностью ГТС ОАО «Газпром»

ОАО «Газпром» с 2009 г. проводится совершенствование Системы управления техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы (СУТСЦ) на основании руководящих документов [1, 2], определивших ее целевые инновационные характеристики:

- централизация управления принятием решений при подготовке программ диагностических обследований, технического обслуживания и ремонта (ДО и ТОиР);
- переход от «управления затратами» (экономический подход) к «управлению показателями» (техничко-экономический подход);
- использование в качестве базовых показателей надежности и техногенного риска эксплуатации линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ).

Новые методические подходы, заявленные в [1, 2], реализованы в документе Р Газпром 2-2.3-691-2013 «Методика формирования программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром» (далее – Методика) [3], разработанном в составе нормативного обеспечения СУТСЦ ЛЧ МГ. Методика является аналитическим приложением к Регламенту [4], закрепляющему функции и роли участников, сроки и этапы планирования ДО и ТОиР ЛЧ МГ на долгосрочном периоде (5 лет и более). Стандартизированные в Методике аналитические процедуры опираются на положения и терминологию по надежности и техногенному риску стандартов РФ и ОАО «Газпром» [3–8].

Методика разработана с целью внедрения комплексного подхода к формированию программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части эксплуатируемых магистральных газопроводов, обеспечивающих требуемый уровень надежности и безопасности с учетом совокупности технических, финансово-экономических и организационных ограничений. В основе лежит единая модель принятия управленческих решений по долгосрочному планированию ДО и ТОиР в рамках ограниченного лимита затрат в целом по газотранспортной системе (ГТС). Исходными данными для модели служат расчетные оценки показателей надежности и техногенного риска по представительной совокупности объектов ЛЧ МГ (межкрановых участков) 19 дочерних газотранспортных обществ (ГТО), эксплуатирующих примерно 160 тыс. км МГ в составе ОАО «Газпром». Лимит затрат определяется на каждый текущий год планирования и носит характер внешнего ограничения к оптимизируемому множеству объектов ЛЧ МГ. Роль внутренних ограничений выполняют требования к показателям надежности и риска, по которым принимаются решения в ГТО по сценариям ДО и ТОиР.

Методика в соответствии с [3] базируется на двухуровневой структуре управления техническим состоянием и целостностью ГТС (уровни ГТО и ОАО «Газпром»).

Ключевые слова: магистральный газопровод, управление техническим состоянием и целостностью, надежность, техногенный риск, эффективность.

Keywords: trunk gas pipeline, technical condition and integrity control, reliability, industrial risk, efficiency.

На уровне ГТО решаются следующие основные задачи:

- расчет показателей технического состояния и надежности эксплуатации участков ЛЧ МГ, включая количественную оценку сроков безопасной эксплуатации и ожидаемых частот возникновения критических отказов;
- расчет ожидаемых ущербов и показателей техногенного риска при возникновении критических отказов на участках ЛЧ МГ;
- ранжирование участков ЛЧ МГ в пределах ГТО по критериям надежности и безопасности;
- проверка критериев работоспособности участков ЛЧ МГ с учетом ограничений по показателям надежности и безопасности с целью принятия решений о необходимости, предельном сроке и оптимальном объеме технического диагностирования и/или ремонта;
- выбор и назначение мероприятий ДО и ТОиР участков ЛЧ МГ с условием проверки и выполнения критериев контроле- и/или ремонтпригодности, согласования планируемого периода диагностических и ремонтно-восстановительных мероприятий с балансовой схемой потоковой загрузки ГТС в пределах ГТО;
- оценка ожидаемых затрат на проведение технического диагностирования и/или ремонта участков ЛЧ МГ в пределах ГТО и ожидаемых суммарных затрат по ГТО;
- составление сценариев технического диагностирования и/или ремонта ЛЧ МГ в пределах ГТО на основе выбора минимальных по затратам и удовлетворяющих по требованиям к контроле- и ремонтпригодности, надежности и безопасности участков ЛЧ МГ мероприятий ДО и ТОиР, согласованных с Генеральной схемой развития Единой системы газоснабжения (ЕСГ) на долгосрочный период в пределах ГТО;
- формирование предложений (заявок) ГТО в программы УТСЦ;
- корректировка предложений (заявок) ГТО в программы УТСЦ при невыполнении критерия лимитов затрат.

На уровне ОАО «Газпром» решаются следующие задачи:

- оценка, формирование и назначение количественных критериев по предельно допустимым показателям надежности и техногенного риска, а также приоритетов по важности участков ЛЧ МГ ГТС;
- формирование и согласование удельных показателей затрат на ДО и ТОиР участ-

ков ЛЧ МГ ГТС в зависимости от характеристик контроле- и ремонтпригодности участков, региональных особенностей эксплуатации ГТС ГТО, целей диагностирования и видов ремонта;

- составление упорядоченных по планируемому периоду, показателям техногенного риска и приоритетам по важности предварительных сводных ведомостей потребности ОАО «Газпром» в техническом диагностировании и ремонте ЛЧ МГ ГТС;
- оптимизация сводных ведомостей предложений (заявок) ГТО в программы УТСЦ по всей ГТС при условии выполнения критерия лимитов затрат ОАО «Газпром» по статьям технического диагностирования и ремонта;
- определение требований по корректировке сводных ведомостей предложений (заявок) ГТО в программы УТСЦ при невыполнении указанного выше критерия лимитов затрат;
- формирование долгосрочных программ технического диагностирования и ремонта ЛЧ МГ ГТС на заданный период.

Общий алгоритм расчетного обоснования и формирования предложений в долгосрочные программы технического диагностирования и ремонта ЛЧ МГ ГТС приведен на рис. 1.

Общая математическая постановка задачи состоит в следующем:

- генеральную совокупность (множество) объектов ($O_{ГТС} = \{O_1, \dots, O_M\}$) составляют межкрановые участки ЛЧ МГ, вообще говоря, эксплуатирующиеся различными ГТО;
- объекты (O_j) характеризуются в текущий момент (t) набором (зависящих от времени) показателей: разрешенное рабочее давление (p); показатели технического состояния ($K_{ТС}$), надежности (H) и техногенного риска (R), т.е. $O_j = O_j(t, p, K_{ТС}, H, R)$; начальное состояние системы (в момент проведения расчетного анализа) характеризуется набором тех же показателей с индексом 0, т.е. $O_{j0} = O_{j0}(t_0, p_0, K_{ТС0}, H_0, R_0)$; часть из них взаимозависима (риск и надежность, давление и надежность и т.п.);
- все перечисленные показатели имеют тенденцию «ухудшаться» в зависимости от времени эксплуатации (надежность и разрешенное рабочее давление снижаются, техногенный риск растет); чтобы компенсировать негативное изменение системы, способное привести к неприемлемым последствиям (отказ/авария, влекущие недопоставку газа из-за простоя в ремонте; затраты на аварийное восстановление; прямой ущерб окружающей природно-

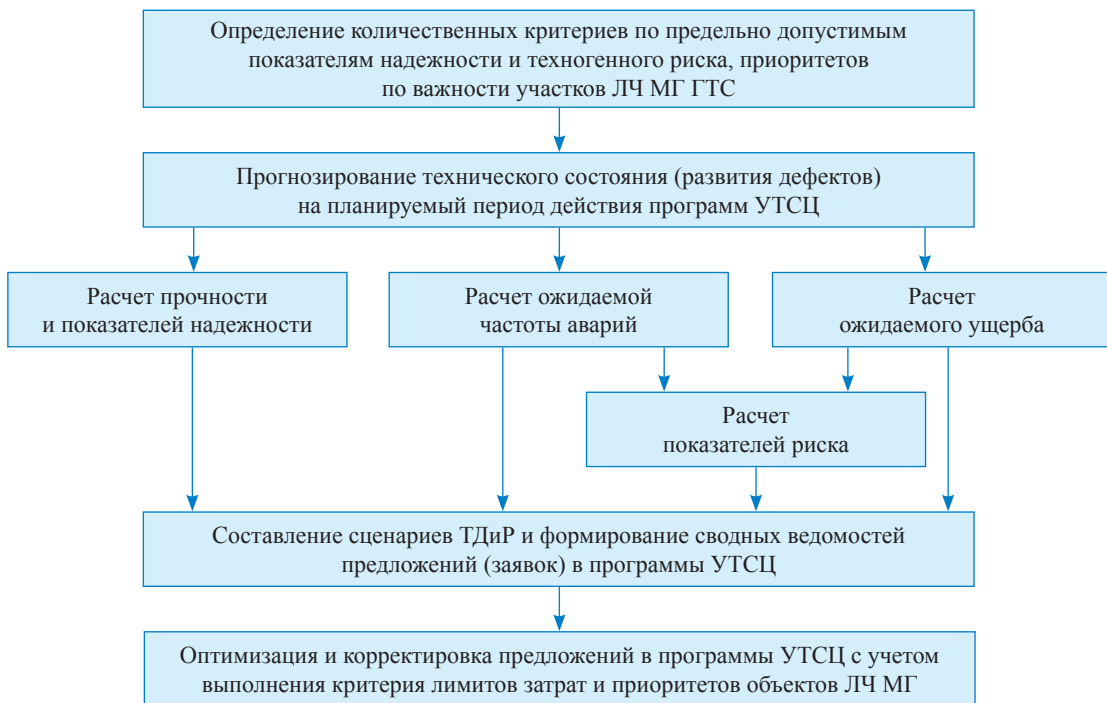


Рис. 1. Общий алгоритм расчетного обоснования формирования программ УТСЦ ЛЧ МГ

хозяйственной среде, включая население и персонал), необходимо произвести управляющее воздействие ($Z_{ij}^{\alpha}(t_{ij})$) на объекты (O_j) в соответствующие моменты времени (t_{ij}), которые приведут систему в состояние, отвечающее принятым требованиям целостности (работоспособности и безопасности). Требования к целостности расчетного участка ЛЧ МГ считаются выполненными, если одновременно удовлетворяются следующие критерии:

$$p_{\text{расч}}(t) \geq [p]; Q_{\text{расч}}(t) < [Q]; H_{\text{расч}}(t) < [H_{\text{нд}}]; \\ Y_{\text{расч}}(t) < [Y]; \lambda_{\text{расч}}(t) < [\lambda], \quad (1)$$

где индексы i и j опущены, а индекс «расч» означает, что показатели в левых частях неравенств рассчитаны на момент времени $t \geq t_0$; в качестве основных показателей [3] выбраны разрешенное рабочее давление (p), вероятность отказа расчетного участка (Q), совокупный техногенный риск (H), совокупный ущерб (Y), удельная частота аварий (λ) (из последних трех показателей достаточно выбрать любые два); показатели в квадратных скобках в правых частях неравенства определяют назначенные допустимые (приемлемые) значения;

- управляющее воздействие физически характеризуется объемами ремонта (возможны

альтернативы – снижение давления, реконструкция), которые существенно меняются в зависимости от их типа: выборочный ремонт (ВР) только критических трубных секций на участке O_j или капитальный ремонт (КР) всей протяженности участка. Существенное различие этих двух основных сценариев состоит в следующем:

- в первом случае суммарные затраты на ВР условно равномерно распределены на большом временном периоде – горизонте планового расчета ($t_{\text{пл}}$); при этом работоспособность участка восстанавливается до требуемого значения только на ограниченный период эксплуатации – до следующего ВР, а требование по безопасности вообще может не обеспечиваться в полной мере;
- во втором случае все совокупные затраты КР ложатся на определенный год (оптимальный с точки зрения суммарного ВР на периоде $t_{\text{пл}}$, однако работоспособность и ресурс после КР восстанавливаются на заданном горизонте ($t \geq t_{\text{пл}}$)); обеспечивается также максимально возможное снижение техногенного риска, достигаемое методами ремонта;

- индивидуально для каждого объекта можно решить задачу определения оптимальных срока и сценария (из альтернатив – ВР или КР) на достаточно большом горизонте прогнозирования из условия равенства суммарных затрат по альтернативным сценариям; это решение будет единственным [9];

- в случае множества объектов ($O_{ГТС} = \{O_1, \dots, O_M\}$) целесообразность такого расчета сомнительна в силу дополнительных требований и ограничений (помимо перечисленных выше критериев технического состояния и целостности (1)), связанных с неформализованными (неколичественными и неаналитическими) факторами, сводимыми к единому показателю «приоритета по важности» [3]); кроме того, такое решение для всего множества может быть не единственным;

- учитывая перечисленное, постановка задачи, реализованная в Методике, сведена к ранжированию объектов множества $\{O_1, \dots, O_M\}$ в пределах планового года по иерархической системе показателей p, Q, H, λ, Y таким образом, чтобы сводные затраты в отведенный период были меньше установленного лимита, а эффект по показателям технического состояния и целостности достиг максимального значения:

$$O_{ГТС} = \min_z \min_H \max_{p,R} \{O_1, \dots, O_M\}. \quad (2)$$

Схема процесса, отраженная на рис. 2, приведена для случая, когда все объекты $\{O_1, \dots, O_M\}$ обладают на момент t_0 достаточной (достоверной и полной) информацией о фактическом состоянии участка ЛЧ МГ (предполагается, что такое исходное состояние дают только результаты внутритрубного диагностирования (ВТД)).

Схема для случая без ВТД приводит к сокращению расчетного анализа на показатели надежности (вероятность отказа не определяется с достоверностью, сопоставимой с аналогичным расчетом для случая с ВТД).

Во избежание методологического коллапса в решении поставленной задачи и обращения к плохо обеспеченным приближенным расчетам показателей надежности в иерархии принятия решений в качестве общего объединяющего начала применяется оценка показателей техногенного риска, например в независимых парах «удельный совокупный техногенный риск – удельный ожидаемый ущерб» или «удельная частота аварий – удельный ожидаемый ущерб».

Данный подход был принят отчасти в связи с тем, что оценка удельной частоты аварий для объектов ЛЧ МГ ОАО «Газпром» к настоящему времени стандартизована [10]. Ее методология построена на результатах факторного анализа влияния на указанный показатель как



Рис. 2. Схема принятия решений для объектов ЛЧ МГ при наличии достаточных данных о дефектах ($k_{кр}$ – критерий капитального ремонта протяженного участка ЛЧ МГ; доля ремонта заменой труб)

количественных параметров технологического процесса эксплуатации и обслуживания объекта, его технического состояния, так и факторов природного и хозяйственного окружения, а также учета организационных и квалификационных качеств персонала. Оценка частоты аварий на основании документа [10] не зависит непосредственно от выявленной при диагностическом обследовании дефектности и, следовательно, сопоставима методически как с вариантом анализа «с ВТД», так и без такового.

Первичный анализ показателей риска и проверка критериев приемлемости в соответствии с матрицей допустимого/приемлемого риска (в Методике предложен вариант «непрерывной шкалы» – рис. 3) для любых объектов ЛЧ МГ позволяют выявить заведомо «узкие» места по безопасности. Как правило, это участки с повышенным ожидаемым ущербом в случае аварии. Последующий (обязательный) анализ показателей технического состояния и надежности помимо целей определения оптимального срока выполнения восстанавливающих мероприятий (ВР – КР, при необходимости) и их объемов (ремонт всех дефектных трубных секций, подпадающих под требования ВР – КР) с учетом выявленной аномалии по техногенному риску инициирует также оценку этих мероприятий с точки зрения снижения

риска до приемлемого уровня. В случае если методами ВР – КР (после устранения всех дефектов, восстановления надежности и ресурса до проектных значений) положительно результата по риску не достигается, в работу вступают механизмы реконструкции (повышение категории участка, вставка трубных секций повышенной толщины стенки или прочности материала, перенос участка и т.п.) или требование по снижению разрешенного рабочего давления.

При реализации Методики приходится вычислять совокупность всех возможных сценариев для каждого объекта, что связано с условием переноса (сдвига) КР на последующие относительно первого оптимального года. При этом возникают ВР в предшествующие окончательно принятому году КР периоды (рис. 4).

На рис. 5–9 и в таблице приведен выборочный анализ протяженного МГ (600 км), демонстрирующий акцентирование внимания по условию несоответствия показателей техногенного риска на 9 участках из 30. При этом по показателям надежности выявлена ситуация неэффективного начального планирования – на ряде участков КР можно было перенести на более поздний период, в то время как по другим участкам необходимо было инициировать более раннее его выполнение.

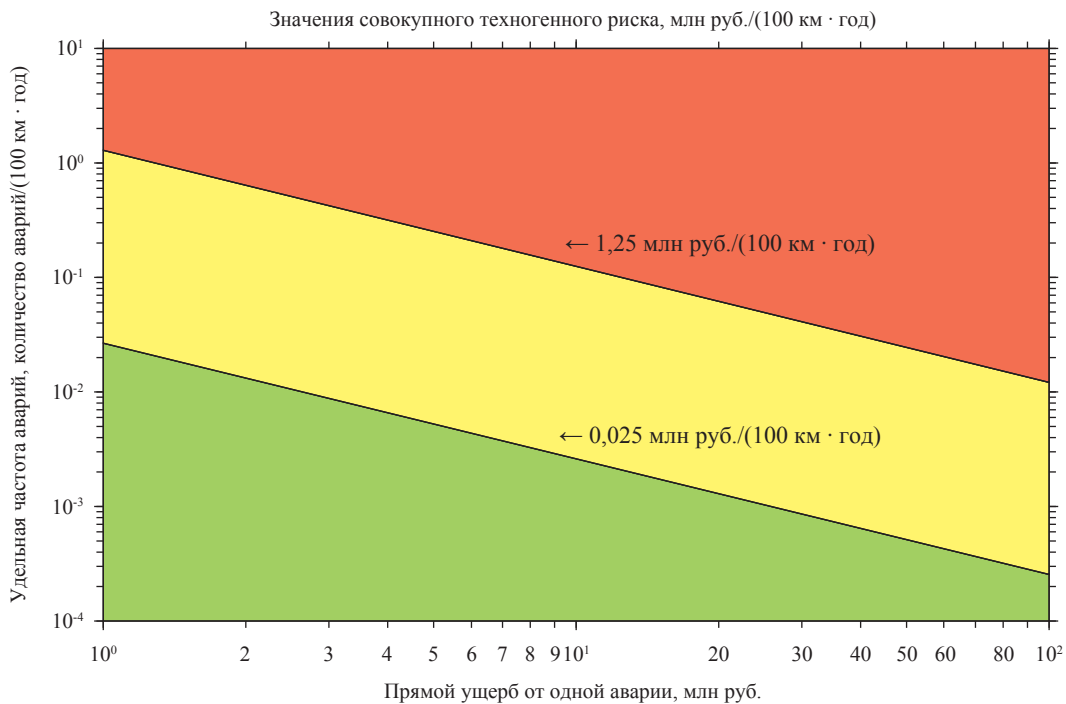


Рис. 3. Матрица удельного совокупного техногенного риска

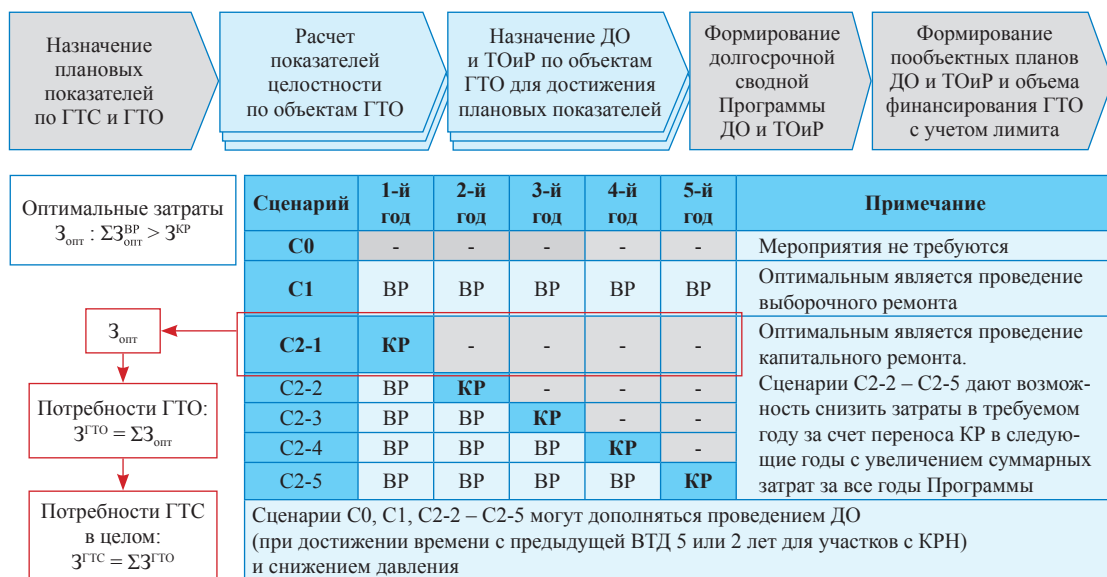


Рис. 4. Сценарии и пересчет суммарного критерия лимита затрат

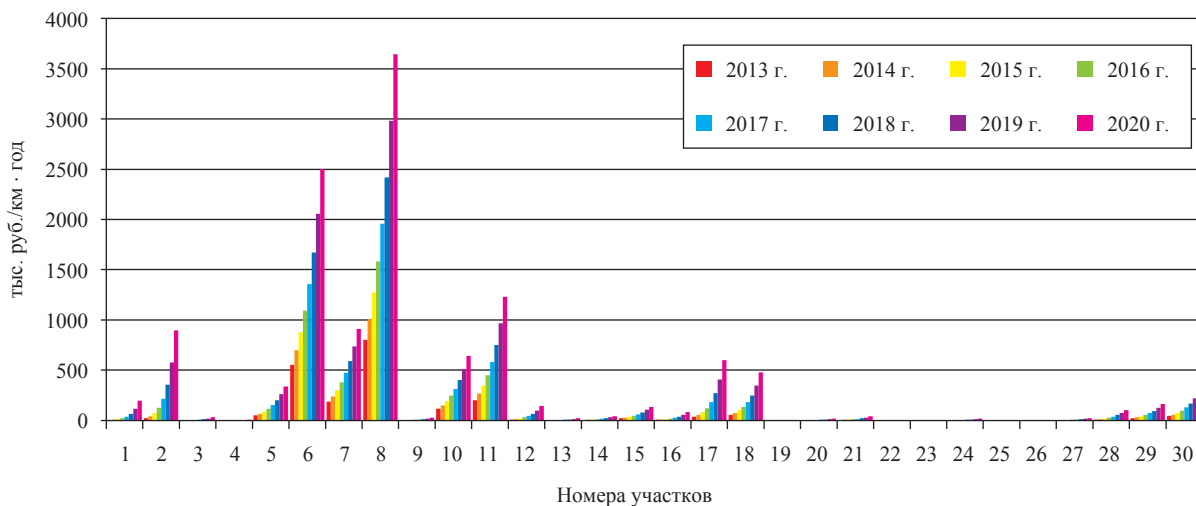


Рис. 5. Удельный совокупный техногенный риск для межкрановых участков

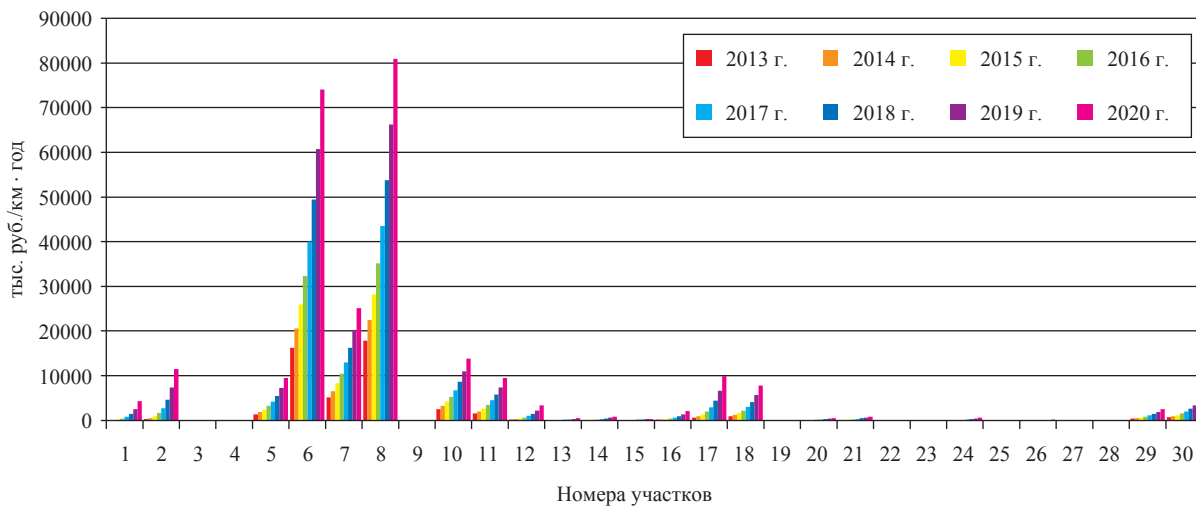


Рис. 6. Совокупный техногенный риск для межкрановых участков

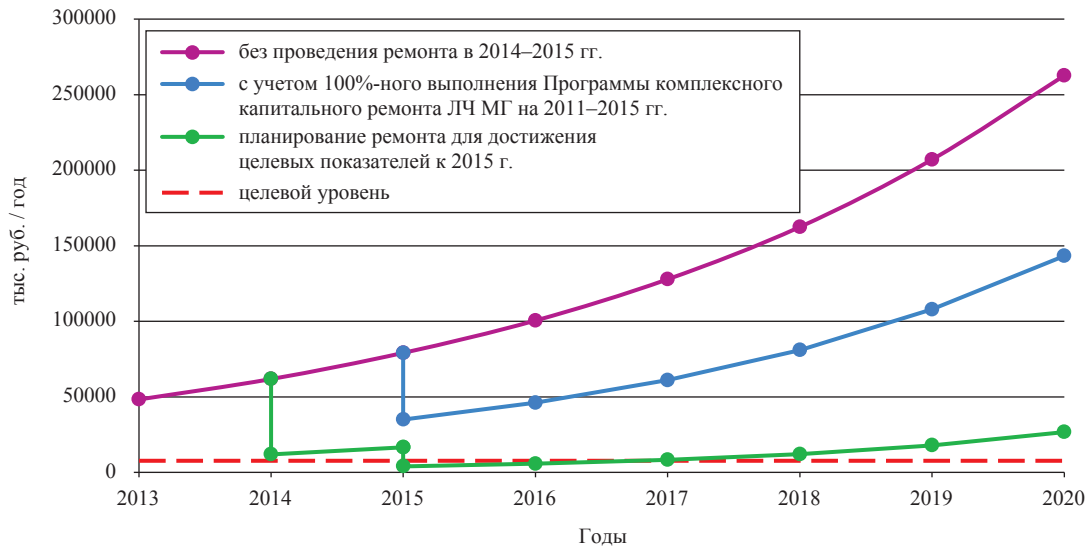


Рис. 7. Совокупный техногенный риск

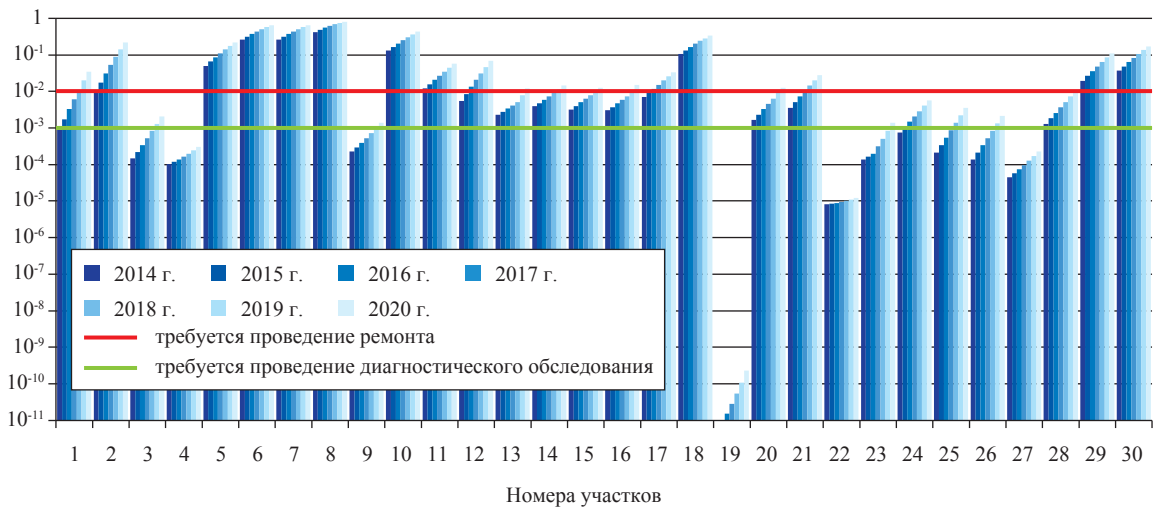


Рис. 8. Вероятность отказа для межкрановых участков

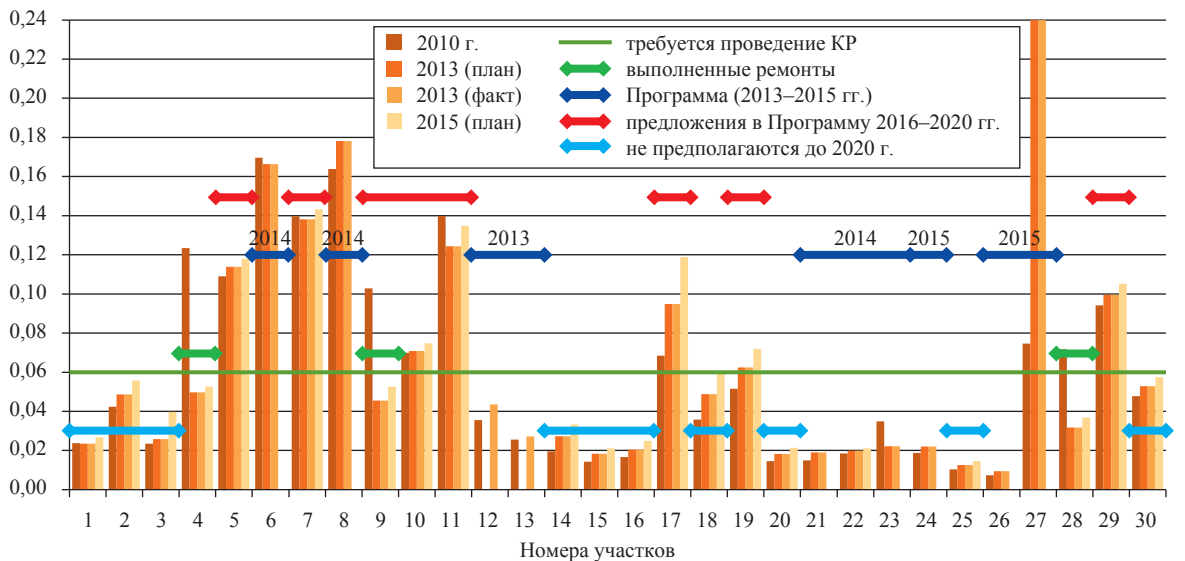


Рис. 9. Комплексный показатель технического состояния

Значения показателей технического состояния

Наименование показателя	2010 г.	Целевое значение, не более	2013 г. (план)	2013 г. (факт)	2015 г. (план)
Удельный совокупный техногенный риск, тыс. руб./км · год	260,0	12,5	94,8	94,6	68,6
Вероятность отказа	0,864	0,010	0,358	0,358	0,315
Комплексный показатель технического состояния	> 0,06 для 12 из 30 межкрановых участков $P_{\text{ВТД}}^{\text{ср}} = 0,0566$	0,06	> 0,06 для 10 из 30 межкрановых участков $P_{\text{ВТД}}^{\text{ср}} = 0,0565$	> 0,06 для 10 из 30 межкрановых участков $P_{\text{ВТД}}^{\text{ср}} = 0,0597$	> 0,06 для 7 из 30 межкрановых участков $P_{\text{ВТД}}^{\text{ср}} = 0,0384$
Совокупный техногенный риск, тыс. руб./год	132 413	6 366	48 259	48 167	34 952

Применение Методики уже дало ощутимый результат даже на ограниченном объеме планирования ДО и ТОиР ЛЧ МГ ОАО «Газпром» в рамках реализации Программы комплексного капитального ремонта ЛЧ МГ на 2011–2015 гг. Новый инструментарий позволил повысить эффективность принятия технических и управленческих решений за счет повышения точности и достоверности прогноза изменения технического

состояния и риска эксплуатации объектов ГТС, целевого распределения финансирования на поддержание требуемого технического состояния на основе ранжирования объектов ГТС по важности и угрозам, оптимальности назначения объектов, сроков и объемов ТОиР с учетом ограничения по лимиту затрат и с ясным целеполаганием – достижение максимально возможных показателей надежности и безопасности по всей ГТС в целом.

Список литературы

1. Политика ОАО «Газпром» в области управления техническим состоянием и целостностью объектов транспортировки и хранения газа / ОАО «Газпром». – 2010.
2. Концепция управления техническим состоянием и целостностью объектов ГТС с учетом задач транспортировки / ОАО «Газпром». – 2011.
3. Р Газпром 2-2.3-691-2013. Методика формирования программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром».
4. Р Газпром 2-2.3-692-2013. Регламент формирования программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром».
5. ГОСТ 18322-78. Система технического обслуживания и ремонта техники. Термины и определения.
6. ГОСТ Р 27.002-2009. Надежность в технике. Термины и определения.
7. СТО Газпром 2-2.3-253-2009. Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов.
8. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром».
9. Рекомендации по учету влияния технико-технологических, природно-климатических и других факторов при прогнозировании.
10. Р Газпром 2-2.3-401-2009. Оптимизация диагностического обследования и поддержания работоспособного состояния линейной части магистральных газопроводов.

УДК 622.691.4.053

О.Н. Мелехин, В.Е. Грязин

Оценка уровня надежности газотранспортной системы в зависимости от планируемых объемов капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов

Для оценки уровня надежности газотранспортной системы (ГТС) в зависимости от планируемых объемов капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов (ЛЧ МГ) методом переизоляции необходимо:

- разработать вероятностную модель аварийности на ГТС;
- определить зависимость аварийности на ГТС от объемов планируемого капитального ремонта;
- рассчитать объемы капитального ремонта ЛЧ МГ, необходимые для поддержания показателей надежности ГТС на уровне требований ISO/DIS 16708 [1].

Аварийность на линейной части ГТС принято оценивать по частоте аварий λ (число аварий в год \times 1000 км ЛЧ МГ) – случайной величине, распределение которой имеет нестационарный временной характер, что обусловлено изменением технического состояния ЛЧ МГ из-за старения (увеличение аварийности) и проводимых ремонтных работ (уменьшение аварийности). Следовательно, использование значений λ , отражающей аварийность одного года эксплуатации ЛЧ МГ, для оценки уровня надежности ГТС и его прогнозирования является некорректным; необходимо выявление среднего значения частоты аварий за несколько лет (λ_{cp}).

Согласно статистическим данным за 2000–2009 гг. (рис. 1), при общем старении ГТС частота аварий на ЛЧ МГ уменьшилась за счет выборочного ремонта по итогам диагностирования, а также выполнения капитального ремонта по Программе ремонта изоляционных покрытий линейной части магистральных газопроводов на 2004–2010 гг. На начало 2010 г. λ_{cp} (за пять лет – 2005–2009 гг.) на ГТС ОАО «Газпром» составило 0,12.

При разработке статистической модели распределения аварийности на отдельных участках ЛЧ МГ учитывалось, что частота аварий на конкретном линейном участке является случайной величиной, определяемой техническим состоянием участка, и может существенно отличаться от λ_{cp} для ГТС. Вследствие того, что λ на линейном

Ключевые слова:

уровень надежности, газотранспортная система, капитальный ремонт, линейная часть, магистральный газопровод, переизоляция, частота аварий.

Keywords:

reliability level, gas transmission system, capital repair, line part, trunk gas pipeline, re-insulation, accident rate.

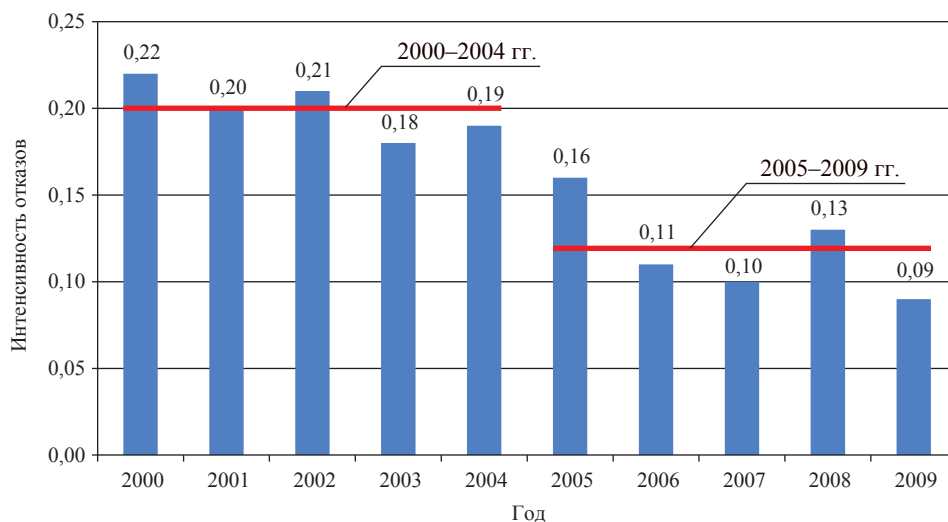


Рис. 1. Статистика аварийности на ЛЧ МГ ГТС в 2000–2009 гг.

участке МГ не может иметь отрицательное значение; на большинстве линейных участков МГ λ близка к $\lambda_{\text{ср}}$ для ГТС; λ на наиболее дефектных участках может во много раз превышать $\lambda_{\text{ср}}$, для описания распределения случайной величины λ был использован закон Релея. В соответствии с ним плотность вероятности частоты аварий ($f(\lambda)$) на ЛЧ МГ определяется по формуле

$$f(\lambda) = \frac{\lambda}{\lambda_{\text{ср}}^2} \exp\left(-\frac{\lambda^2}{2\lambda_{\text{ср}}^2}\right),$$

где $\lambda_{\text{ср}}$ – средняя частота аварий на ГТС ОАО «Газпром» за последние пять лет эксплуатации.

Распределение $f(\lambda)$ на линейных участках МГ без учета планируемого объема ремонтных работ с использованием закона Релея приведено на рис. 2.

При расчете зависимости аварийности на ГТС от объемов планируемого капитального ремонта учитывается, что при формировании пообъектных планов капитального ремонта ЛЧ МГ в план в первую очередь будут вклю-

чены наиболее дефектные участки с наибольшей ожидаемой частотой аварий.

Распределение $f(\lambda)$ на линейных участках МГ с учетом объема ремонтных работ отражено на рис. 3, где $\lambda_{\text{гр}}$ – это граничное значение частоты аварий на линейных участках МГ после выполнения ремонта по Программе комплексного капитального ремонта линейной части магистрального газопровода на 2011–2015 гг. (после капитального ремонта наиболее дефектных участков с наибольшей частотой аварий), определяемое по формуле

$$\lambda_{\text{гр}} = \lambda_{\text{ср}} \sqrt{-2 \ln(\bar{L}_p - \bar{L}_p^{2004-2010 \text{ гг.}})},$$

где $\lambda_{\text{ср}} = 0,12$ (при сохранении объемов ремонтных работ на уровне 2004–2010 гг.); \bar{L}_p – отношение протяженности планируемых к ремонту участков МГ за период 2011–2015 гг. к общей протяженности ЛЧ МГ ОАО «Газпром» ($\bar{L}_p \geq \bar{L}_p^{2004-2010 \text{ гг.}}$); $\bar{L}_p^{2004-2010 \text{ гг.}} = 0,09$ – отношение протяженности отремонтированных участков МГ за 2004–2010 гг. к общей протяженности ЛЧ МГ ОАО «Газпром».

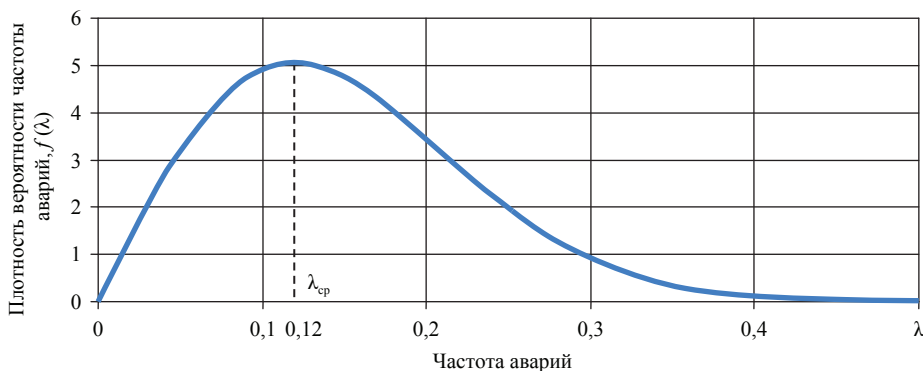


Рис. 2. Плотность распределения частоты аварий на линейных участках МГ без учета капитального ремонта

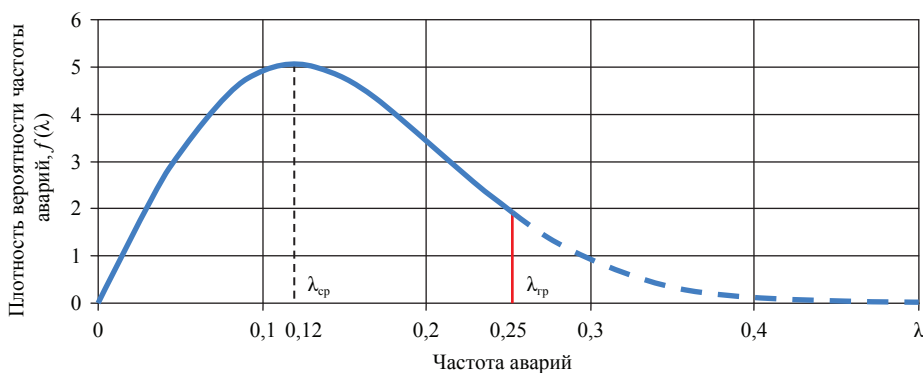


Рис. 3. Плотность распределения частоты аварий на ЛЧ МГ с учетом объемов капитального ремонта

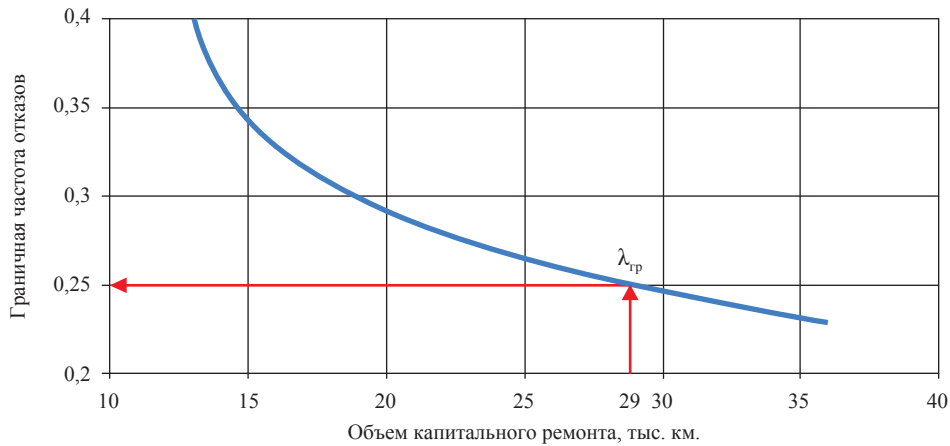


Рис. 4. Зависимость $\lambda_{гр}$ от планируемого объема капитального ремонта

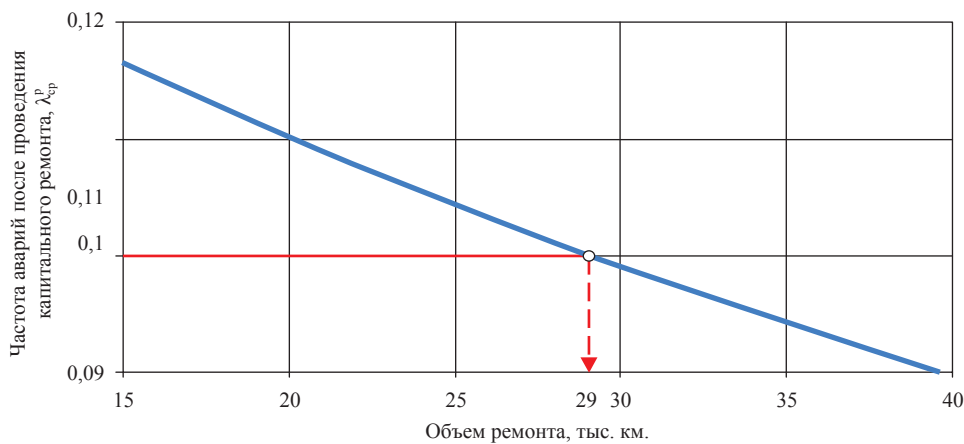


Рис. 5. Зависимость частоты аварий от объемов капитального ремонта ЛЧ МГ ГТС

На рис. 4 приведены результаты расчета $\lambda_{гр}$ на линейных участках МГ в зависимости от объемов ремонтных работ, планируемых в 2011–2015 гг.

Значение средней частоты аварий на ЛЧ МГ ГТС в зависимости от планируемого в 2011–2015 гг. объема капитального ремонта ($\lambda_{ср}^p$) определялось по формуле

$$\lambda_{ср}^p = \int_0^{\lambda_{гр}} f(\lambda) \lambda d\lambda.$$

При расчетах учитывалось, что на отремонтированных линейных участках λ будет значительно ниже $\lambda_{ср}$, но не равна нулю, так как сохраняется вероятность аварий, обусловленных воздействием третьих лиц, природными воздействиями, нарушениями режимов эксплуатации. По статистическим данным, доля таких аварий составляет в среднем 25 % от всех аварий на ЛЧ МГ ОАО «Газпром» [2].

Результаты расчета $\lambda_{ср}^p$ показали, что для достижения на ЛЧ МГ ОАО «Газпром» аварийности, приемлемой требованиями ISO/DIS

16708 [1] (согласно которым интенсивность аварий не должна превышать значения 0,1), в 2011–2015 гг. необходимо вывести в капитальный ремонт около 29 тыс. км ЛЧ МГ (рис. 5).

Предложенная вероятностная модель аварийности позволяет оценивать уровень надежности ГТС в зависимости от планируемых объемов капитального ремонта методом переизоляции.

Список литературы

1. ISO/DIS 16708. Нефтегазовая промышленность – Транспортировка по трубопроводам – Методы предельного состояния, основанные на надежности.
2. Рекомендации по учету влияния технико-технологических, природно-климатических и других факторов при прогнозировании аварийности на МГ ОАО «Газпром» (утв. начальником Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа Б.В. Будзуляком 27.03.2007 г.).

УДК 622.691.4

М.Е. Сидорочев, О.В. Бурутин, И.В. Ряховских, А.В. Мельникова, Н.Е. Зорин

Формирование долгосрочных планов комплексного ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций ОАО «Газпром» в условиях неполноты данных об их техническом состоянии

Ключевые слова:

комплексный ремонт, технологический трубопровод, компрессорная станция, техническое состояние.

Keywords:

complex repair, process pipeline, compressor station, technical condition.

Современные тенденции управления техническим состоянием и целостностью объектов газотранспортной системы ОАО «Газпром» предполагают долгосрочное планирование мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту магистральных газопроводов (МГ) [1, 2]. При этом существующие подходы к долгосрочному планированию в рамках действующей нормативной документации базируются на информации о фактическом техническом состоянии трубопроводов, наиболее информативным инструментом для получения которой являются периодические диагностические обследования с использованием внутритрубных устройств.

Большинство технологических трубопроводов компрессорных станций (КС) в составе газотранспортной системы (ГТС) ОАО «Газпром» конструктивно не приспособлены к проведению внутритрубной диагностики (ВТД), их обследование выполняется путем определения наиболее уязвимых участков трубопроводов и последующего диагностирования труб в локальных шурфах [3]. В силу высокой трудоемкости диагностических обследований их ежегодные объемы сопоставимы с протяженностью отремонтированных технологических трубопроводов КС (рис. 1), что не позволяет применять традиционные схемы формирования долгосрочных планов комплексного ремонта [4–6].

Более 70 % технологических трубопроводов КС эксплуатируются свыше 20 лет. В этой связи все более заметным фактором, влияющим на надежность действующей системы газопроводов ОАО «Газпром», становится развитие деградиционных процессов, таких как разрушение защитных изоляционных покрытий, рост коррозионных дефектов общего и локального характера, а также проявление трещиноподобных дефектов, большинство из которых образованы по механизму коррозионного растрескивания под напряжением (КРН). Выполненный ООО «Газпром ВНИИГАЗ» анализ динамики отказов технологических трубопроводов КС демонстрирует рост инцидентов при сохранении ежегодных объемов комплексного ремонта. По состоянию



Рис. 1. Относительное число технологических трубопроводов КС по годам

на начало 2012 г. фактическое значение частоты отказов на выходных шлейфах КС превышало рекомендуемое отраслевым стандартом [7] консервативное значение (далее – ожидаемая частота отказа) более чем в 3,5 раза.

Для предупреждения вышеописанного в рамках Программы [8] была оперативно разработана и реализована многофакторная методика ранжирования технологических трубопроводов КС по приоритетности и очередности комплексного ремонта (далее – Методика).

Целью данной Методики является оптимизация долгосрочных планов комплексного ремонта технологических трубопроводов КС в условиях неполноты данных об их техническом состоянии.

Методика разработана в соответствии с положениями Политики ОАО «Газпром» в области управления техническим состоянием и целостностью объектов транспортировки и хранения газа и Концепции управления техническим состоянием и целостностью объектов газотранспортной системы ОАО «Газпром» с учетом задач транспортировки газа и основана

на требованиях действующих нормативных документов компании (рис. 2).

Ранжирование трубопроводов КС по приоритетности вывода в комплексный ремонт основано на информации, прямым или косвенным образом характеризующей их техническое состояние, режимы эксплуатации и конструктивные особенности, а также результатах диагностических обследований соседних участков линейной части МГ (ЛЧ МГ).

Для оценки приоритета вывода в ремонт конкретного трубопровода в качестве критерия использовано его интегральное значение ($P_{ранг}$), рассчитанное по формуле

$$P_{ранг} = \psi_{ТС} P_{ТС} + \psi_{КРН} P_{КРН} + \psi_A P_A + \psi_B P_B,$$

где $P_{ТС}$ – значение показателя технического состояния [9]; $P_{КРН}$ – значение интегрального показателя КРН [10]; P_A – значение показателя аварийности [7]; P_B – значение показателя важности объекта [11]; $\psi_{ТС}$, $\psi_{КРН}$, ψ_A , ψ_B – весовые коэффициенты соответствующих показателей.

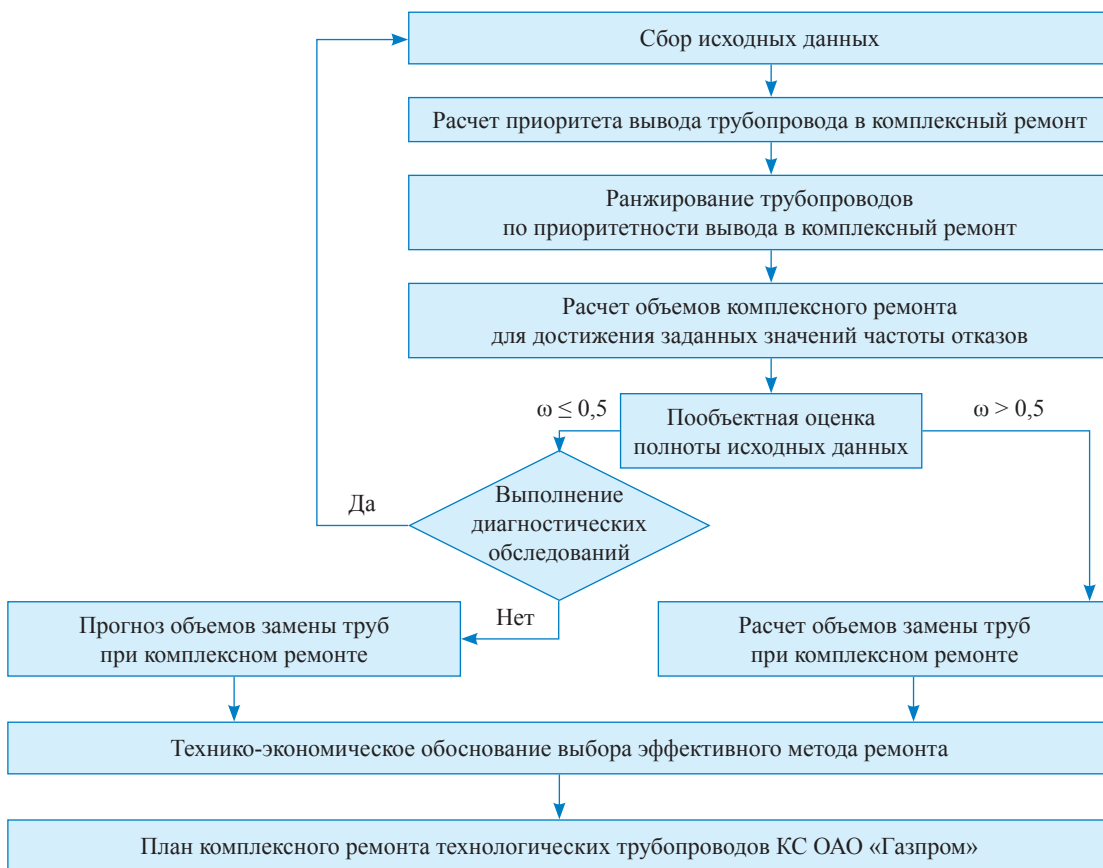


Рис. 2. Схема работ по формированию долгосрочных планов комплексного ремонта технологических трубопроводов КС (ω – коэффициент оценки достоверных данных)

Целесообразность проведения дополнительных диагностических обследований трубопровода или принятия решения о его выводе в ремонт определено по значению функции изменения $\Pi^{\text{ранг}}$ (рис. 3). Согласно данной функции, можно отметить ряд контрольных точек во времени, определяющих впоследствии стратегию комплексного ремонта.

В период эксплуатации трубопровода от 0 до $t_{\min}^{1,2,\dots,n}$ возможность развития дефектов коррозионного и стресс-коррозионного характера весьма низкая (см. рис. 3), а вероятность отказа определяется технологической наследственностью трубопровода (локальными дефектами труб, соединительных деталей и браком строительных работ). В случае выявления указанных дефектов их устранение целесообразно выполнять путем проведения локальных ремонтов силами эксплуатирующей организации. Таким образом, объекты, значения приоритетов которых составляют $\Pi_i^{\text{ранг}}(t) < \Pi_{\min}^{\text{ранг}}$, не следует рассматривать при формировании планов комплексного ремонта.

Точкой 1 на диаграмме теоретической функции обозначено время эксплуатации технологических трубопроводов КС $t_{\min}^{1,2,\dots,n}$, после которого активизируются процессы, приводящие к появлению эксплуатационных дефектов в результате деградации свойств защитного по-

крытия трубопровода. Значение величины t_{\min} установлено с учетом среднего срока службы защитных покрытий $t_{\text{ан}}^{\text{сп}}$ согласно [9].

Дополнительные обследования, проведенные в период $t_{\min} - t_{\text{лим}}$ (обозначены точкой 1'), позволят скорректировать значения приоритета вывода технологических трубопроводов КС в комплексный ремонт, а также повысить точность определения времени их вывода.

Точкой 2 на диаграмме теоретической функции обозначено значение показателя состояния технологических трубопроводов КС $\Pi_{\text{лим}}^{\text{ранг}}$, ожидаемая частота отказа которого соответствует требованиям [7]. В случае обнаружения недопустимых до эксплуатации дефектов труб в процессе дополнительных диагностических обследований (точка 2') эксплуатацию трубопровода останавливают и принимают решение о проведении внеочередного ремонта.

Исходя из описания точек 1 и 2 вероятность роста дефектов до критического размера в интервале $t = t_{\text{лим}} - t_{\min}$ (или вероятность безотказной работы) ($\bar{F}_i(t)$) определена по формуле

$$\bar{F}_i(t) = 1 - F_i(t) = P(t) = \frac{f_i(t)}{\lambda},$$

где $P(t)$ – вероятность событий; $f_i(t)$ – плотность распределения наработки трубопровода; λ – ожидаемая частота аварий.

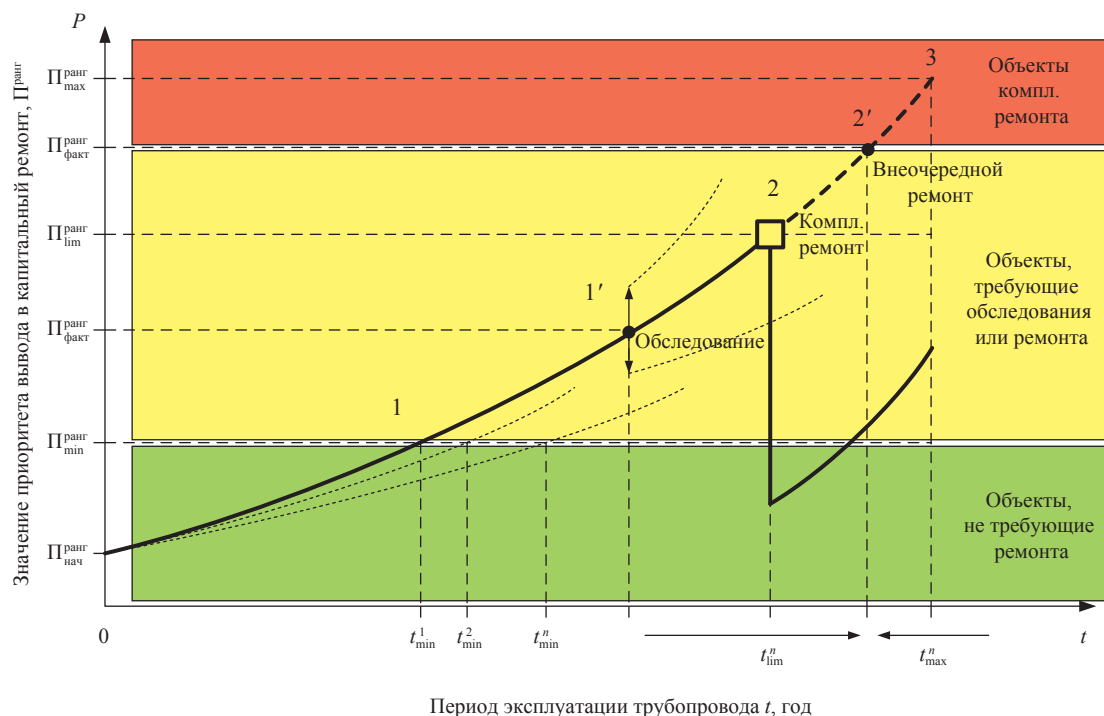


Рис. 3. Теоретическая функция изменения приоритета вывода в комплексный ремонт технологических трубопроводов КС

При этом достоверность рассчитанного показателя подтверждена полнотой исходных данных о техническом состоянии трубопровода, в зависимости от которой в интервале $t = t_{\text{lim}} - t_{\text{min}}$ рекомендуются дополнительные диагностические обследования или комплексный ремонт. После проведения комплексного ремонта значение приоритета $P^{\text{ранг}}$ принимает равным исходному значению.

Точкой 3 на диаграмме теоретической функции (см. рис. 3) обозначено $P_i^{\text{ранг}} \geq P_{\text{max}}^{\text{ранг}}$, значение частоты отказа которого соответствует предельно допустимому. В случае достижения значения приоритета $P_{\text{max}}^{\text{ранг}}$ эксплуатирующей организации рекомендуется снизить рабочее давление в трубопроводе до проведения внеочередного комплексного ремонта.

Для оценки полноты исходных данных о техническом состоянии и последующего сопоставления технологических трубопроводов КС разработан критерий достоверности использованной в расчетах информации. Суммарный коэффициент оценки достоверности данных (ω_i) рассчитан по формуле

$$\omega_i = \frac{\sum_{i=1}^n B_i}{n},$$

где B_i – коэффициент достоверности i -го параметра, характеризующего техническое состояние технологических трубопроводов компрессорных цехов; n – количество входных параметров, участвующих в расчетах комплексного показателя технического состояния технологических трубопроводов компрессорных цехов.

В свою очередь учет ω_i при оценке технического состояния позволяет планировать как ремонтные работы, так и диагностические обследования технологических трубопроводов КС.

Далее, согласно схеме работ, рассчитаны объемы комплексного ремонта технологических трубопроводов КС для достижения заданных значений ожидаемой частоты отказов [7]. Объемы комплексного ремонта определяются по функции

$$\lambda = \lambda_{\text{cp}} \sqrt{-2 \ln(\bar{L}_p)},$$

где λ_{cp} – среднестатистическая частота аварий (число аварий в год \times км технологических трубопроводов КС); \bar{L}_p – отношение протяженности планируемых к ремонту трубопроводов к общей протяженности технологических трубо-

проводов КС, рассматриваемых для выполнения комплексного ремонта.

При проведении расчетов учитывалась возможность отказов на отремонтированных ранее участках трубопроводов. По статистическим данным, доля таких отказов составляет в среднем 15 % от общего количества.

Результаты расчета λ в зависимости от объемов планируемого комплексного ремонта показали, что для достижения ее значений необходимо до 2017 г. отремонтировать не менее 500 км в пересчете на Ду 1000 при сохранении существующих объемов диагностических обследований.

Для планирования стоимости и выбора наиболее эффективного метода комплексного ремонта разработан способ оценки и прогноза ожидаемого количества труб, подлежащих замене. Установлено, что наиболее точную сходимость ожидаемого количества труб, подлежащих замене при комплексном ремонте, с фактическим количеством замены труб в составе технологических трубопроводов КС возможно достичь путем учета результатов диагностирования и ремонта участка ЛЧ МГ от выходного шлейфа до первого линейного крана. Таким образом, ожидаемое количество труб (U_t) для трубопроводов с $\omega_i < 0,5$ рассчитано по формуле

$$U_t = K_d U_t^{\text{ЛЧ}} (\psi_{\text{ТС}} K_{\text{ТС}} + \psi_{\text{КРН}} K_{\text{КРН}}),$$

где K_d – коэффициент пропуска критических дефектов при внутритрубной диагностике участков линейной части МГ; $U_t^{\text{ЛЧ}}$ – показатель подлежащих замене труб на прилегающем участке ЛЧ МГ до первого линейного крана по данным ВТД; $K_{\text{КРН}}$, $K_{\text{ТС}}$ – коэффициенты соотношения критических размеров дефектов КРН и прочих дефектов на трубопроводах категорий III–IV и I–B.

Технико-экономическое обоснование выбора эффективного метода ремонта с учетом анализа затрат на технологические операции выполнено в программном комплексе «ГРАНД-Смета» для условных технологических трубопроводов протяженностью 1000 м из стальных труб класса прочности К60 с полиуретановым антикоррозионным защитным покрытием (АЗП).

Для удобства выбора экономически обоснованного метода ремонта по результатам анализа затрат, согласно расчетам полной

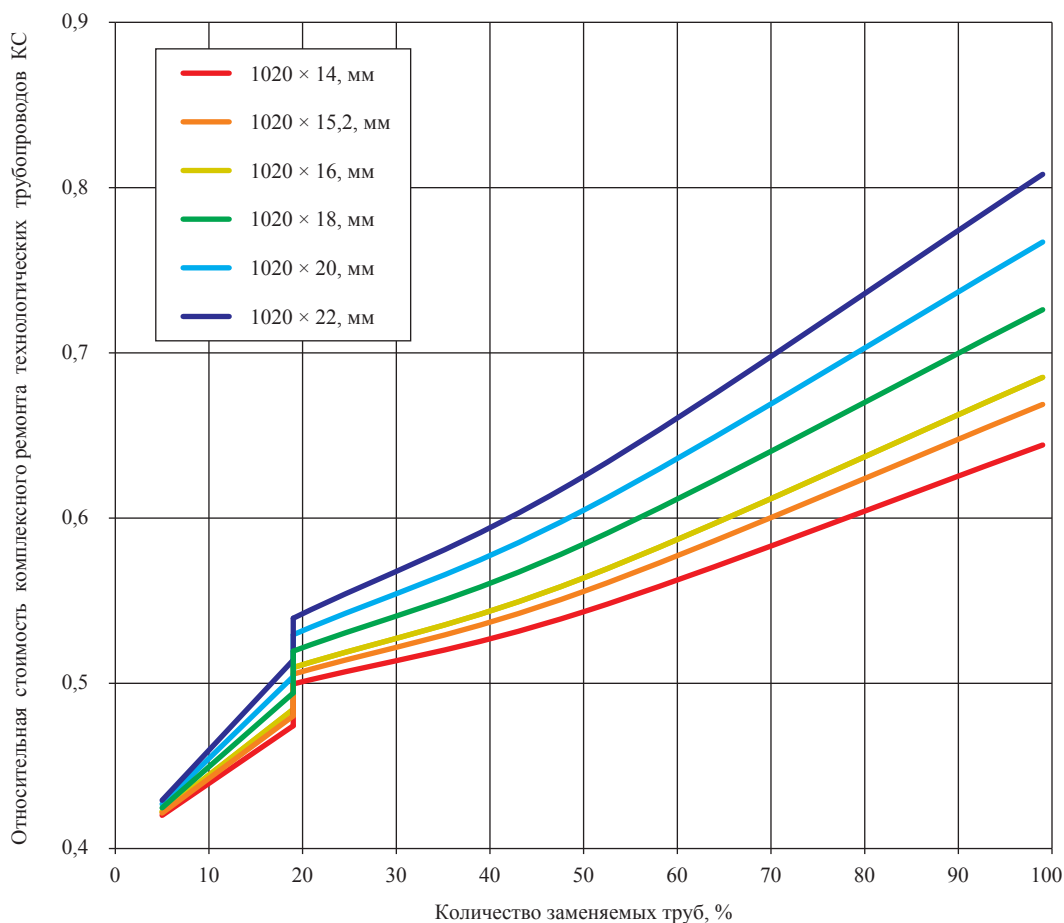


Рис. 4. Относительная стоимость комплексного ремонта в зависимости от количества заменяемых труб

сметной стоимости комплексного ремонта, построены графики функции отношения фактической стоимости к максимальной стоимости комплексного ремонта технологических трубопроводов КС в зависимости от замененных труб.

Пример построения функции для труб диаметром 1020 мм с различными толщинами стенок приведен на рис. 4.

На представленных функциях (см. рис. 4) точками обозначено количество заменяемых труб, при превышении которого экономически выгодным становится ремонт трубопровода методом полной замены старых труб на новые без проведения дальнейшей диагностики.

По результатам выполненной работы в ОАО «Газпром» реализована многофакторная Методика ранжирования технологических трубопроводов КС по приоритетности и очередно-

сти комплексного ремонта в условиях неполноты данных о техническом состоянии в рамках утвержденной Программы [8].

Увеличение объемов диагностических обследований и, как следствие, повышение качества информации о техническом состоянии технологических трубопроводов КС позволят достигнуть заданных значений ожидаемой частоты отказов даже при снижении объемов комплексного ремонта.

Разработан способ оценки и прогноза замены труб при комплексном ремонте технологических трубопроводов КС в условиях неполноты данных об их техническом состоянии.

Обоснованы критерии эффективности полной замены труб в процессе комплексного ремонта в зависимости от числа поврежденных дефектами труб и применяемых ремонтных материалов.

Установлено, что полная замена старых труб на новые трубы с заводским антикоррозионным защитным покрытием в ряде случаев является предпочтительной в сравнении с их выборочным ремонтом по данным диагностических обследований. Например, комплексный ремонт методом полной замены труб для трубопроводов диаметром 1020 мм становится выгодным при общем количестве поврежденных труб на участке свыше 13 %.

Список литературы

1. Аксютин О.Е. ГИС МТ ООО «Газпром трансгаз Сургут» как полигон для апробации новой методологии управления техническим состоянием и целостностью объектов ГТС / О.Е. Аксютин, С.В. Алимов, А.Н. Пасечников и др. // Газовая промышленность. – 2013. – № 9. – С. 19–21.
2. Пасечников А.Н. Комплексный подход к формированию системы управления техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы ОАО «Газпром» / А.Н. Пасечников, С.В. Нефедов, А.О. Алексеев и др. // Доклады IV Международной научно-технической конференции «Газотранспортные системы: настоящее и будущее». – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 260–270.
3. Сидорочев М.Е. Стресс-коррозионное состояние технологических трубопроводов компрессорных станций и методика их технического диагностирования / М.Е. Сидорочев, Т.С. Есиев, И.В. Ряховских и др. // Газовая промышленность. – 2010. – № 9. – С. 48–52.
4. Молоканов А.В. Коррозионное состояние магистральных газопроводов / А.В. Молоканов, В.И. Городниченко, В.Е. Грязин // Газовая промышленность. – 2012. – № 9. – С. 29–30.
5. Мирзоев А.М. Обзор подходов и методов оценки технического состояния линейной части магистральных газопроводов / А.М. Мирзоев // Нефтегазовое дело: эл. научн. журн. – 2012. – № 4.
6. Захаров А.В. Комплексная оценка технического состояния линейной части газопроводов по результатам диагностирования и предремонтных обследований / А.В. Захаров, И.И. Велиюлин, А.Д. Решетников и др. // Газовая промышленность. – 2012. – № 12. – С. 41–43.
7. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для ОПО ГТП ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2009.
8. Программа по комплексному ремонту технологических трубопроводов компрессорных станций ОАО «Газпром» на 2013–2017 годы (утв. зам. Председателя Правления, членом Совета директоров ОАО «Газпром» В.А. Маркеловым от 13.11.2013 г.).
9. Р Газпром 2-2.3-609-2011. Определение критериев вывода в комплексный ремонт и сроков безопасной эксплуатации технологических трубопроводов компрессорной станции. – М.: Газпром экспо, 2011.
10. СТО Газпром 2-2.3-575-2011. Оценка стресс-коррозионного состояния и ранжирование технологических трубопроводов высокой стороны компрессорных станций по приоритетности диагностического обследования с целью выявления дефектов КРН и проведения комплексного ремонта. – М.: Газпром экспо, 2012.
11. Р Газпром 2-2.3-691-2013. Методика формирования программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2013.

УДК 622.691.4:620.193

С.В. Нефёдов, А.Ю. Прокопенко

Модель прогнозирования коррозионной поврежденности магистральных газопроводов и метод прогнозирования роста протяженности коррозионно-опасных участков газопроводов

Ключевые слова: прогнозирование, степень опасности, коррозионный дефект, относительная глубина, потенциально-ремонтные участки, распределение, корреляция, дефектная зона, допустимое давление, протяженность.

Keywords: forecast, hazard degree, corrosion defect, relative depth, potential repair sites, distribution, correlation, defective zone, permissible pressure, length.

Одним из основных методов обработки результатов внутритрубной дефектоскопии (ВТД) магистральных газопроводов является статистический метод [1] с использованием показательного закона распределения глубины дефектов, обнаруженных при проведении ВТД. Скорость изменения общего количества труб с коррозионными дефектами пропорциональна времени эксплуатации, возникновение новых дефектов не учитывается.

Авторы статьи предлагают к рассмотрению имитационную модель прогнозирования развития коррозионных дефектов с использованием оптимизационных алгоритмов (рис. 1).

В основе метода (модели) заложены следующие предпосылки:

- зародившиеся дефекты развиваются и растут неравномерно, поэтому на участке между компрессорными станциями (КС) оценивается поведение совокупности коррозионных дефектов в целом;
- дата возникновения первых дефектов принята через 6 (для труб с пленочной изоляцией) и 10 (для труб с битумной изоляцией) лет после окончания строительства;
- оценивается поведение общего массива дефектов, скорость коррозии на различных локальных участках не оценивается, скорость роста дефектов в каждом диа-

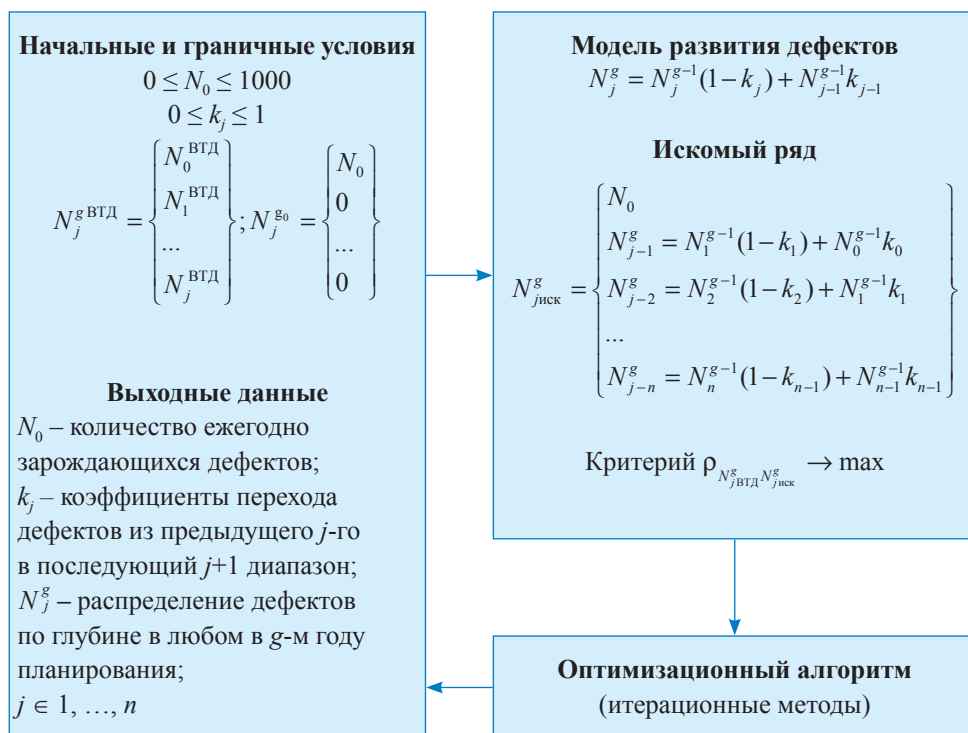


Рис. 1. Модель прогнозирования роста количества и распределения коррозионных дефектов

пазоне относительных глубин определяется коэффициентами k_j перехода дефектов из предыдущего j -го в последующий $j + 1$ диапазон относительных глубин:

$$N_j^g = N_j^{g-1}(1 - k_j) + N_{j-1}^{g-1}k_{j-1}, \quad (1)$$

где N_j^g – количество дефектов в j -м диапазоне значения относительных глубин в g -м году; k_{j-1} – коэффициент перехода дефектов из $j - 1$ диапазона в j -й диапазон относительных глубин; $N_j^{g-1}(1 - k_j)$ – количество остающихся дефектов в j -м диапазоне относительных глубин к g -му году, не переходящее в следующий диапазон; $N_{j-1}^{g-1}k_{j-1}$ – количество дефектов, переходящих в j -й диапазон относительных глубин в g -м году; коэффициенты перехода k_j принадлежат интервалу $0 \leq k_j \leq 1$; начальное количество ежегодно возникающих дефектов принято в диапазоне $0 \leq N_0 \leq 1000$.

Прогнозное количество зарождающихся дефектов и коэффициенты перехода определяются по критерию максимизации коэффициента корреляции между искомой моделью частоты распределения дефектов $N_{искj}^{2010}$ и имеющейся частотой распределения дефектов $N_{искj}^{2010}$ на основе обработки данных ВТД:

$$\begin{aligned} &\rho_{N_j, N_{искj}} \rightarrow \max; \\ &N_{искj} = (N_{иск1}, N_{иск2}, \dots, N_{искm}), \\ &j \in J, J \subseteq M = \{0, 1, \dots, m\}; \\ &N_j^g = N_j^{g-1}(1 - k_j) + N_{j-1}^{g-1}k_{j-1}, \\ &g \in G, G \subseteq R = \{6, 7, \dots, r\}. \end{aligned} \quad (2)$$

При максимизации коэффициента корреляции частота распределения относительных глубин дефектов учитывалась в диапазоне от 12 % до максимальной на участке.

В результате была создана расчетная модель развития дефектности, определяющая количество ежегодно зарождающихся дефектов N_0, N_j^g в каждом диапазоне относительных глубин в g -м году планирования и коэффициенты перехода k_j дефектов из предыдущего в последующий диапазон относительных глубин. Модель позволяет определить распределение дефектов в любом году планирования.

Моделирование проводилось на трех участках ЛЧ МГ ГТС ОАО «Газпром» по результатам ВТД. На всех участках получены достаточно высокие коэффициенты корреляции $\rho > 0,97$ (рис. 2):

- количество ежегодно зарождающихся дефектов равно 2202;
- коэффициенты перехода k_j дефектов из j -го диапазона относительных глубин в последующий $j + 1$ диапазон: $k_1 = 1; k_2 = 1; k_3 = 0,14; k_4 = 0,24; k_5 = 0,25; k_6 = 0,6; k_7 = 0,6; k_8 = 0,6; k_9 = 0,6; k_{10} = 0,6; k_{11} = 0,6; k_{12} = 0,6; k_{13} = 0,6; k_{14} = 0,6; k_{15} = 0,6; k_{16} = 1,0; k_{17} = 1,0; k_{18} = 1,0;$
- $\rho_{N_j, N_{искj}} = 0,999$.

Прогноз развития количества и степени опасности дефектов по годам без учета ремонтов на этом же участке представлен на рис. 3 (для удобства визуального представления диапазон относительной глубины дефектов увеличен).

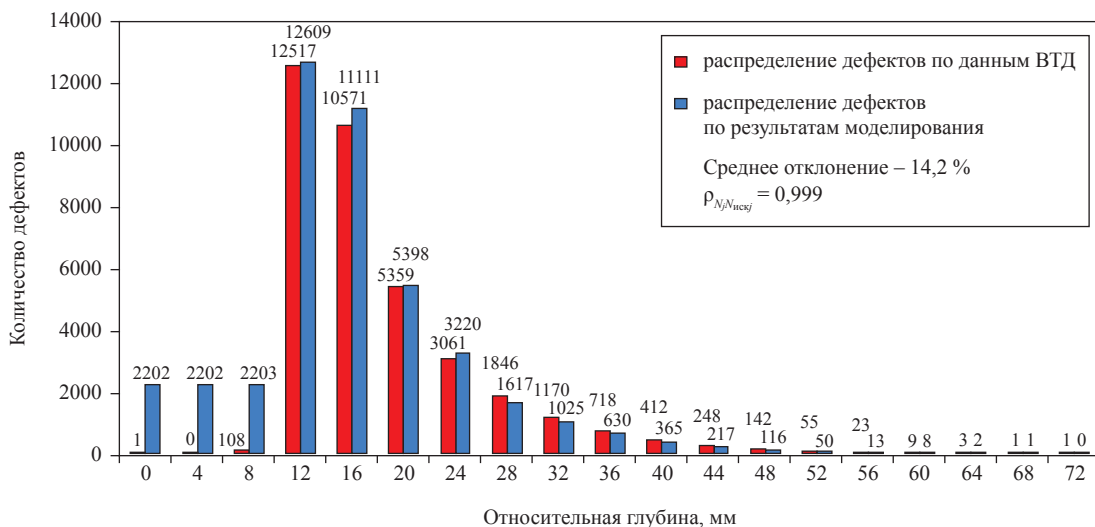


Рис. 2. Распределение коррозионных дефектов по результатам моделирования на выбранном участке ЛЧ МГ ГТС ОАО «Газпром»

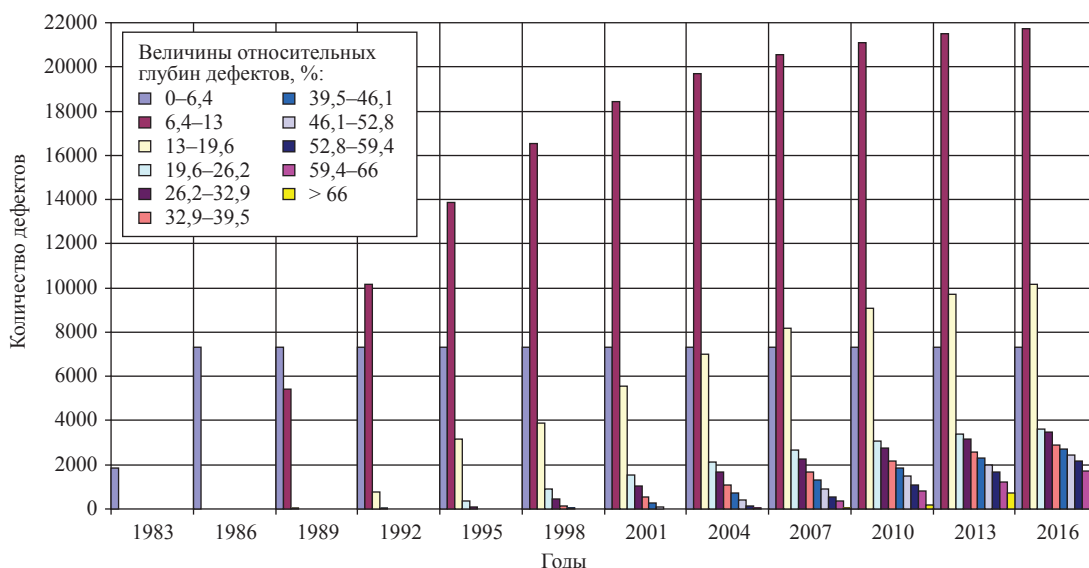


Рис. 3. Прогноз роста количества и степени опасности дефектов в диапазонах относительных глубин на основе предложенной модели без учета проведения ремонтных мероприятий на выбранном для моделирования участке ЛЧ МГ ГТС ОАО «Газпром»

По данным ВТД, накапливаемым в информационной системе оценки технического состояния технологических объектов ОАО «Газпром» (ИСТС «Инфотех»), проведены анализ распределения дефектов и оценка технического состояния участков ЛЧ МГ нескольких газотранспортных предприятий. Оценка опасности дефектов проводилась в соответствии с документами [2, 3]. Для оценки технического состояния были выбраны следующие показатели: относительная глубина дефекта; допускаемое давление трубы с дефектом; расчетная календарная продолжительность работы труб с развивающимися дефектами, в течение которой расчетное разрушающее давление снизится до проектного (в дальнейшем – наработка до ремонта). Скорость коррозии принималась как отношение максимальной глубины коррозионного дефекта, обнаруженного на участке, к времени эксплуатации за вычетом срока службы защитного покрытия (принятого равным 6 или 10 годам для пленочной или битумной изоляции).

С увеличением глубины дефекта снижаются наработка до ремонта и допускаемое давление для дефектной зоны трубы. На анализируемых участках линейной части газотранспортных предприятий коэффициенты корреляции составляют величину, близкую к единице ($> 0,96$), между:

а) распределением относительных глубин дефектов и распределением наработки до ремонта соответствующих дефектных зон труб;

б) распределением относительных глубин дефектов и распределением соответствующих зон труб с допускаемым рабочим давлением;

в) распределением наработки до ремонта дефектных зон труб и распределением этих зон труб с допускаемым рабочим давлением.

Учитывая высокий коэффициент корреляции по всем рассчитанным участкам ЛЧ МГ, в качестве примера применения метода в дальнейшем рассматривается отдельный участок протяженностью 205 км. На рис. 4 представлено распределение дефектных зон труб по относительной глубине, наработке до ремонта и допускаемому рабочему давлению на выбранном участке ЛЧ МГ, а также распределение протяженности участков со сниженным допускаемым рабочим давлением.

Поскольку наибольшие затраты приходятся на капитальный ремонт с полной «заменой труб» и «переизоляцией с частичной заменой труб», а метод выборочного (локального) ремонта ЛЧ МГ в силу технологических и экономических требований существенно меньше по объемам, авторами поставлена задача выбора наиболее эффективного варианта. Назовем такие участки потенциально ремонтными (ПРУ). Предметом дальнейшего анализа является не только взаимосвязь между вышеупомянутыми распределениями показателей опасности дефектов, но и взаимосвязь между распределениями этих показателей и протяженностью ПРУ.

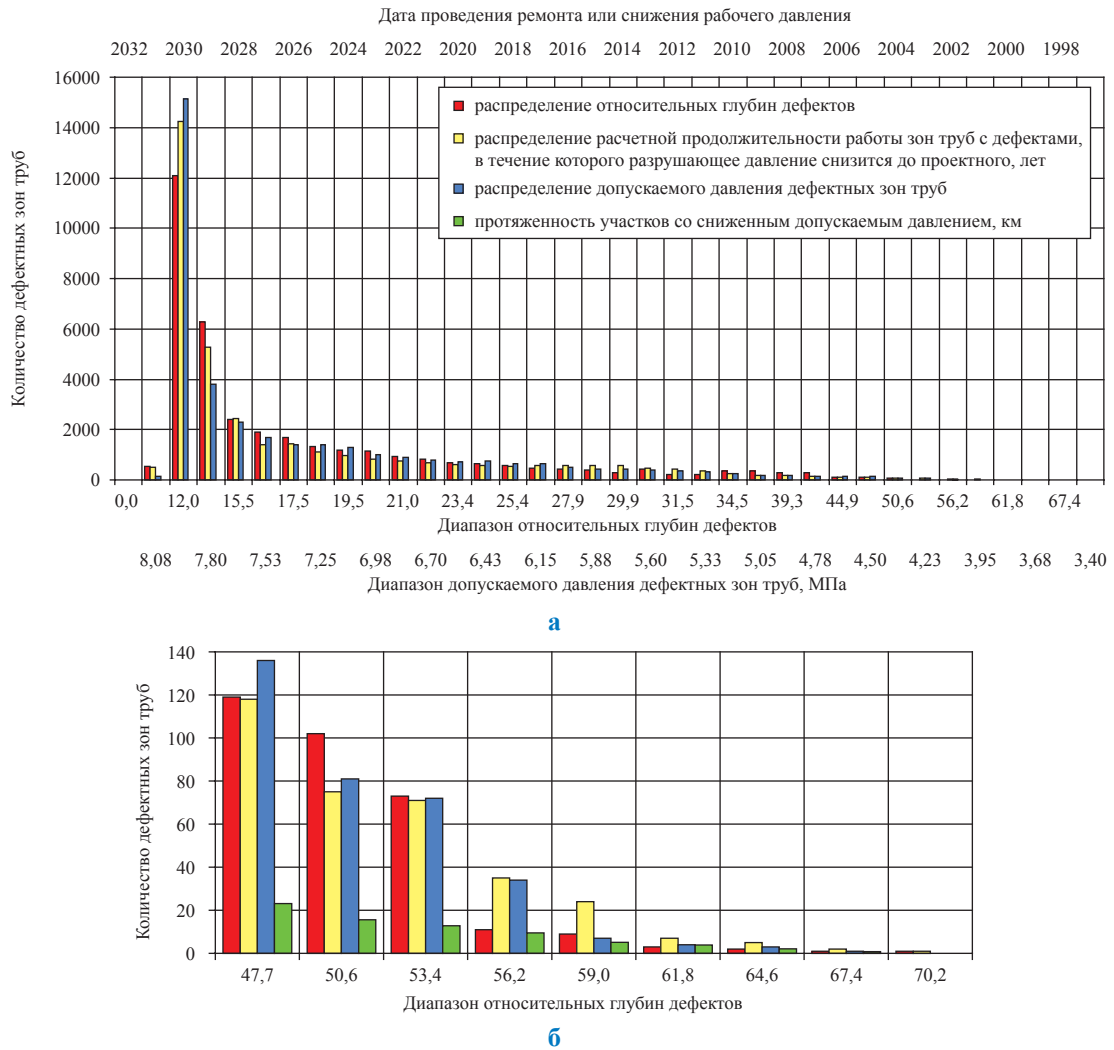


Рис. 4. Распределение дефектов по глубине, наработке до ремонта и допускаемому давлению зон труб: а – календарный диапазон – 1998–2032 гг., диапазон относительных глубин дефектов – 0,0–67,4; б – увеличенный фрагмент графика 4а, диапазон относительных глубин дефектов – 47,7–70,2

Для прогнозирования изменения протяженности ПРУ необходимо учитывать, что на практике при ежегодном ремонте в большинстве случаев происходит замена труб не только с критическими дефектами, но и с соседними, менее опасными дефектами, не требующими снижения давления, но также находящимися в пределах участка.

На рис. 5 представлены два таких опасных участка (ПРУ). Каждый ПРУ характеризуется протяженностью и рекомендуемым допускаемым давлением по наиболее опасному дефекту. Представлены расчет допускаемого давления и принцип расчета протяженности опасных участков. Коэффициент запаса K рассчитывался в соответствии с [2], допускаемое давление $P_{доп}$, разрушающее давление P_r и коэффициент Q ,

учитывающий длину коррозионного дефекта, рассчитывались в соответствии с [3].

Протяженность ПРУ рассчитывалась как расстояние между двумя крайними дефектами, принадлежащими одному диапазону давления и относительной глубины. Для участков с рабочим давлением 5,5 МПа приняты следующие диапазоны давления: 5,5–5,2; 5,2–4,9; 4,9–4,6 МПа и т.д., т.е. с шагом 0,3 МПа. На каждом участке между КС общая протяженность ПРУ формируется из некоторого ряда локальных ПРУ.

Далее необходимо определить тип функциональной зависимости между рядами распределения следующих параметров – количеством дефектных зон труб с допускаемым давлением N_p и протяженностью участков с соответствующим допускаемым давлением L_p

Расчет коэффициента запаса с учетом СНИП 2.05.06-85*:

$$K = \frac{0,9\gamma N_p k_1 k_2}{m}$$

Расчет допускаемого давления в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112-207:

$$P_p = \frac{2t\sigma_{sp} \left(1 - \frac{d}{t}\right)}{\left(D_n - t\right) \left(1 - \frac{d}{tQ}\right)}$$

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l}{\sqrt{D_n t}}\right)^2}$$

$P_{доп} = P_p / K$,
 D_n – наружный диаметр трубы,
 t – толщина стенки трубы,
 d – глубина дефекта

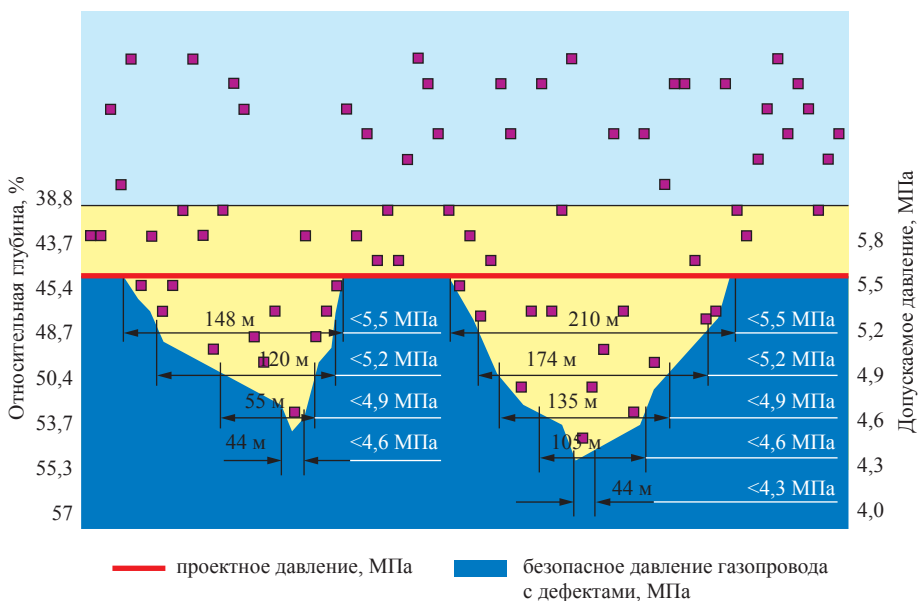


Рис. 5. Расчет допускаемого давления и принцип расчета протяженности опасных участков по результатам расчета НДС газопровода

(или между распределениями количества относительных глубин дефектов N_d и количеством дефектных зон труб с допускаемым давлением N_p). Используем метод наименьших квадратов в задаче оптимизации в следующей постановке:

$$L_p = f(N_p), \tag{3}$$

$$S = \sum_{k=1}^n [L_k - f(N_{p_k})]^2 \rightarrow \min. \tag{4}$$

L_p , интерполируемое уравнением регрессии, будем искать в форме полинома некоторой степени z :

$$L_p = a_0 + a_1 N_p + a_2 N_p^2 + \dots + a_z N_p^z, \tag{5}$$

коэффициенты которого определяются из условия:

$$S = \sum_P m_{N_p} (\bar{L}_{N_p} - a_0 - a_1 N_p - a_2 N_p^2 - \dots - a_z N_p^z)^2 \rightarrow \min, \tag{6}$$

где m_{N_p} – частота значений L_{N_p} по N_p ; \bar{L}_{N_p} – среднее значение L_{N_p} по N_p . Выбор оптимального решения производится среди неотрицательных, неубывающих функций со степенью z , максимально отвечающей требованию авторов к показателю детерминированности или достоверности аппроксимации (показатель должен быть наибольшим): $R^2 \rightarrow \max$.

Функцию (3) аппроксимируем также следующими распределениями: линейным, логарифмическим, экспоненциальным и степенным.

Окончательно выбираем функцию, в максимальной степени отвечающую заданным ограничениям. Результат определения корреляционной функциональной зависимости между распределениями количества относительной глубины дефектов N_d и количества зон труб с допускаемым рабочим давлением N_p представлен на рис. 6а, между распределением дефектов в диапазонах допускаемого давления и протяженности участков с соответствующим допускаемым давлением на выбранном участке ЛЧ МГ – на рис. 6б.

Функции имеют следующий вид:

- между распределением дефектов в диапазонах глубин и распределением соответствующих дефектных зон труб в диапазонах допускаемого давления:

$$N_p = f(N_d) = -4 \cdot 10^{-8} x^4 + 4 \cdot 10^{-5} x^3 - 0,0112 x^2 + 2,036 x - 5,32; R^2 = 0,99;$$

- между распределением дефектов в диапазонах допускаемого давления и протяженностью участков с допускаемым давлением:

$$L_{N_p} = f(N_p) = 1,004 x^{0,545}; R^2 = 0,96.$$

Таким образом, установлена корреляционная связь между распределениями следующих параметров:

- 1) относительных глубин дефектов и протяженности до ремонта дефектных зон труб;

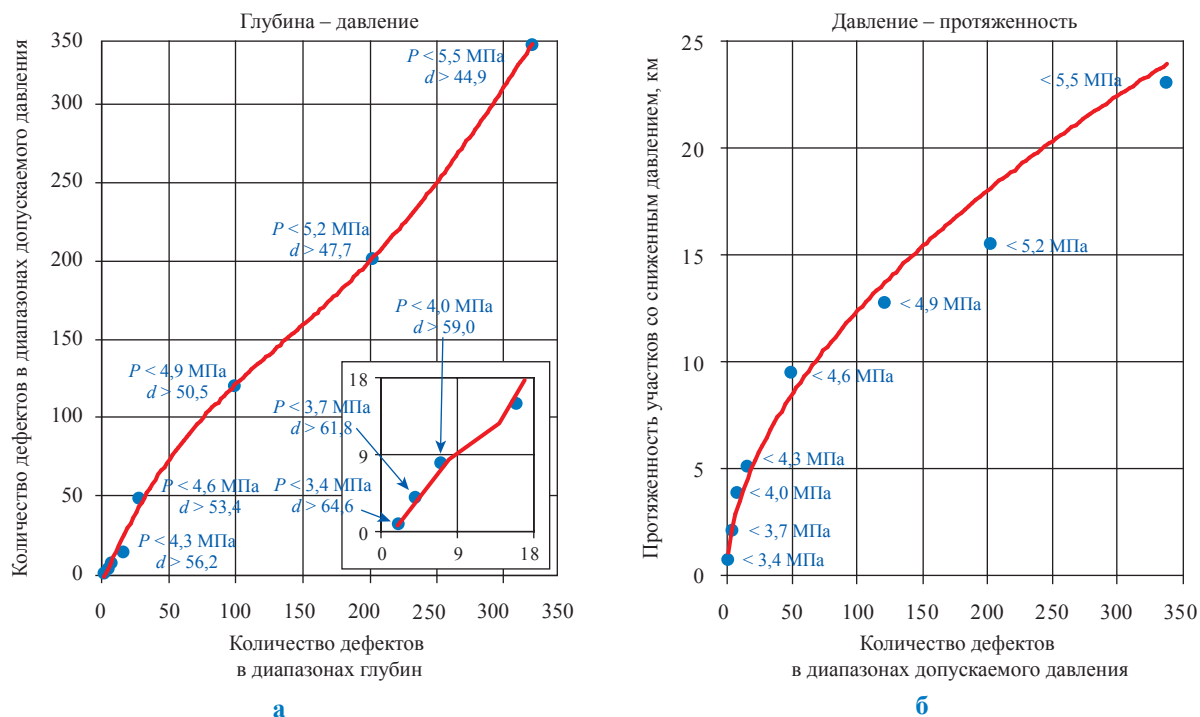


Рис. 6. Корреляционная связь между рядами относительных глубин дефектов (а) и корреляционная функциональная зависимость между рядами распределения дефектов в диапазонах допустимого давления и протяженностью участков с соответствующим допускаемым давлением (б)

2) относительных глубин дефектов и количества зон труб с допускаемым давлением;

3) наработки до ремонта дефектных зон труб и количества зон труб с допускаемым давлением;

4) относительных глубин дефектов свыше 45,1 ($d > 45,1$) и протяженности участков с допускаемым давлением ниже проектного;

5) количества дефектных зон труб с допускаемым давлением и протяженностью участков с соответствующим допускаемым давлением;

6) наработки до ремонта дефектных зон труб и протяженностью участков с допускаемым давлением ниже проектного.

В случае если ремонтные работы на газопроводе не проводятся, происходит рост дефектов (и, как следствие, рост протяженности отдельных локальных ПРУ и снижение безопасного допускаемого давления на каждом из них, а также возникновение новых ПРУ). Соседние локальные ПРУ объединяются и образуют один протяженный ПРУ с допускаемым давлением ниже проектного по самому опасному дефекту. В основе прогнозирования динамики роста протяженности ПРУ в последующие годы после обследования заложены модель роста количества и степени опасности дефектов на участке ЛЧ МГ (1) и корреляционная модель (3) взаимосвязи ко-

личества дефектных зон труб в диапазонах допускаемого давления и протяженности участков в диапазонах соответствующего допускаемого давления «давление – протяженность».

В качестве показателя степени опасности используется допускаемое давление. Вначале по результатам расчета НДС на участке ЛЧ МГ получаем распределение дефектных зон труб с допускаемым давлением, затем моделируем изменение этого распределения во времени и далее на основе алгоритма выявления корреляций «давление – протяженность» прогнозируем протяженность участков в диапазонах соответствующего допускаемого давления.

Прогноз роста протяженности участков в диапазонах допускаемого давления ниже проектного на расчетном участке представлен на рис. 7. Протяженность, рекомендуемая к ремонту сплошной заменой труб или переизоляции с частичной заменой труб на момент обследования, составляет 23,1 км, а с учетом результатов моделирования количественного роста дефектов в период до 2020 г. без проведения ремонтных мероприятий – почти 104 км, т.е. 50,7 %.

Между выбранными рядами распределенных показателей опасности коррозионных дефектов на участках ЛЧ МГ (относительных

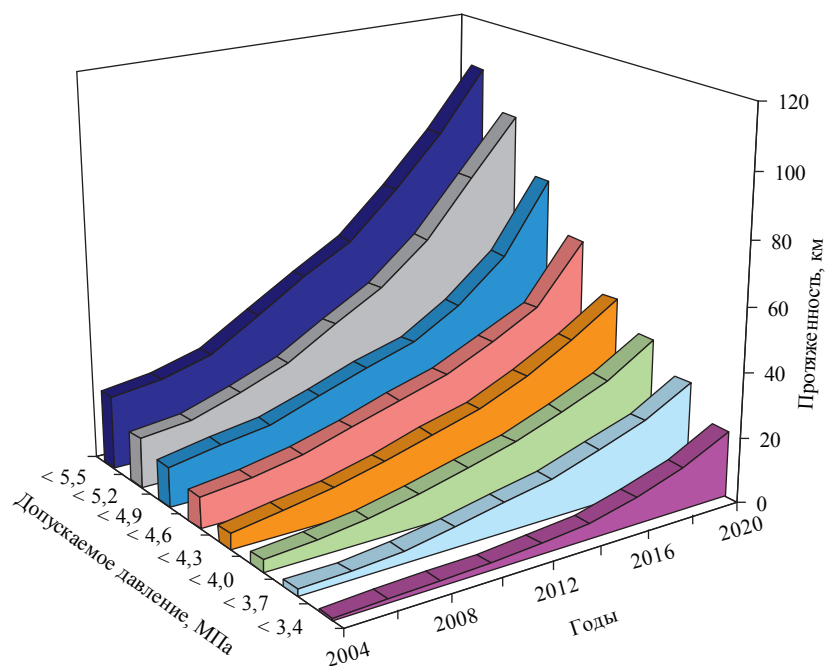


Рис. 7. Прогноз роста протяженности участков со сниженным рабочим давлением

глубин дефектов; допускаемого давления зон труб с дефектами; наработки до ремонта дефектных зон труб; протяженностью участков газопроводов, требующих проведения ремонта или снижения рабочего давления) выявлены корреляционные связи. Разработан метод прогнозирования роста протяженности коррозионно-опасных участков газопроводов, требующих проведения ремонтных мероприятий либо снижения рабочего давления. Метод полезен для применения в задачах планирования и перераспределения объемов капитального ремонта МГ по участкам ГТС с различными требованиями к поддержанию величины рабочего давления.

Список литературы

1. СТО Газпром 2-2.3-361-2009. Руководство по оценке и прогнозу коррозионного состояния линейной части магистральных газопроводов. – М.: Газпром экспо, 2009. – 47 с.
2. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы / Госстрой России. – М.: ГУП ЦПП Минстрой РФ, 1998. – 60 с.
3. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами. – М.: ИРЦ Газпром, 2007. – 62 с.

НАДЕЖНОСТЬ И БЕЗОПАСНОСТЬ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

УДК 622.691.4

И.Л. Вялых, В.Л. Лазарев, Д.А. Зотов, А.Е. Ремизов

Функциональные испытания диагностического оборудования как элемент Системы управления техническим состоянием и целостностью ГТС

Обеспечение бесперебойных поставок природного газа конечному потребителю при сохранении необходимого уровня надежности газотранспортной системы (ГТС) является одним из приоритетных направлений деятельности ОАО «Газпром».

Обеспечить требуемый уровень эксплуатационной надежности объектов ГТС позволяет система диагностического обслуживания, представляющая собой комплекс взаимосвязанных организационно-технических требований к средствам, исполнителям и объектам технического диагностирования, установленных в нормативно-правовых актах, нормативных и технических документах, и мероприятий по диагностическому обслуживанию, подлежащих проведению на определенных стадиях жизненного цикла объектов ГТС ОАО «Газпром».

Целями диагностического обслуживания объектов ГТС ОАО «Газпром» являются разработка и внедрение новых технологий, систем и приборного обеспечения, создание информационной среды и расчетной методологии, процедуры унификации и внедрение информационного, методического и метрологического обеспечения, оптимизации планирования, обслуживания и ремонта, направленных на предупреждение отказов, аварий и инцидентов на объектах ГТС ОАО «Газпром». Целевое структурирование диагностического обслуживания объектов ГТС ОАО «Газпром» представлено на рис. 1.

Система диагностического обслуживания объектов ГТС ОАО «Газпром» функционирует в рамках системы технического обслуживания и направлена на решение задач по проведению диагностических обследований, продлению сроков безопасной эксплуатации и прогнозированию их технического состояния, планированию ремонтов и технического обслуживания, мониторингу технического состояния и поддержанию эффективности эксплуатации объектов. Основные задачи системы диагностического обслуживания объектов ГТС ОАО «Газпром» представлены на рис. 2.

Увеличение количества объектов ГТС, отработавших нормативный срок эксплуатации, обуславливает рост объемов диагностического обслуживания. При этом прогнозирование технического состояния базируется на детерминированных расчетных моделях, которые оказываются крайне чувствительными к любой неравнозначности в определении начальных и граничных условий.

Диагностическая информация, в основе получения которой заложены неравнозначные начальные условия, влечет явные расхождения в конечной оценке результатов диагностирования. Внесение небольших изменений в начальные расчетные условия, а также в процессе определения сроков эксплуатации объектов ГТС может приводить к ошибочным результатам прогнозирования технического состояния. Полученная не в полном объеме диагностическая информация о текущем техническом состоянии объектов зачастую приводит к аварийным последствиям, требующим значительных затрат на их устранение и восстановление работоспособного технического состояния ГТС в целом.

Ключевые слова:

диагностика магистральных газопроводов, повышение эффективности диагностирования, система управления техническим состоянием, функциональные испытания, технические параметры, соответствие требованиям.

Keywords:

trunk gas pipeline inspection, improvement of diagnostics efficiency, technical condition control system, functional tests, technical parameters, meeting requirements.



Рис. 1. Основные цели диагностического обслуживания объектов ГТС ОАО «Газпром»

На современном этапе развития ГТС вводятся в эксплуатацию новые трубопроводные системы, работающие в сложных климатических условиях с высоким давлением рабочей среды, что обуславливает применение сталей с повышенным пределом прочности. Это приводит к возникновению дополнительных требований к техническим характеристикам диагностического оборудования. Из этого следует, что успешное решение задач диагностического обслуживания и сохранения целостности объектов ГТС ОАО «Газпром» в условиях ограниченности временных и материальных ресурсов невозможно без применения высоко-

копроизводительных и эффективных средств технического диагностирования и неразрушающего контроля.

Повышение производительности и эффективности контроля технического состояния связано в первую очередь с процессами совершенствования диагностического оборудования, которое достигается за счет автоматизации отдельных контрольных операций, применения более совершенных алгоритмов обработки диагностической информации, разработки новых технологий контроля. При этом технические характеристики используемых и вновь разрабатываемых технических средств, особенно в части иденти-



Рис. 2. Основные задачи системы диагностического обслуживания объектов ГТС ОАО «Газпром»

фикации и оценки параметров дефектов, должны соответствовать современным требованиям ОАО «Газпром», в том числе документам:

- Р Газпром 2-2.3-596-2011 «Организация и проведение технического диагностирования линейной части магистральных газопроводов наружными сканерами-дефектоскопами при капитальном ремонте. Общие требования»;
- Р Газпром «Технические требования к основному и вспомогательному оборудованию для внутритрубной дефектоскопии»;
- Временные технические требования к диагностическим комплексам для внутритрубного диагностирования технологических трубопроводов компрессорных станций ОАО «Газпром».

Процессы совершенствования диагностического оборудования не должны оказывать влияние на выявляемость, чувствительность, стабильность показаний, разрешающую способность и другие параметры диагностирования. Однако требования к применяемому диагностическому оборудованию, регламентированные нормативной документацией ОАО «Газпром», не всегда выдерживаются или подтверждены в полном объеме.

Это связано с тем, что тестирование и апробация дефектоскопического оборудования проводятся на образцах и стендах, зачастую не имеющих необходимого набора реальных дефектов труб и сварных соединений трубопроводов ОАО «Газпром». Применение таких технических средств может приводить к пропуску, неверной идентификации, ошибкам в определении размеров дефектов и, как следствие, к недооценке опасности выявленных дефектов или их «перебраковке» с необоснованными затратами на выполнение ремонтных работ.

На основании вышеизложенного оценка соответствия диагностического оборудования техническим требованиям ОАО «Газпром» должна осуществляться путем выполнения системы функциональных испытаний, базирующихся на единой методологической основе. В соответствии с ГОСТ 16504-81 «Испытания и контроль качества продукции. Основные термины и определения» функциональные испытания проводятся с целью определения соответствия значений показателей назначения диагностического оборудования требованиям нормативной документации ОАО «Газпром».

В общем случае испытания средств технического диагностирования – это процесс проверки правильности технических решений,

заложенных при проектировании как собственно средств диагностирования, так и сопутствующих систем сопровождения и обработки информации.

В рамках испытаний реально достигнутые характеристики диагностического оборудования проверяются на предмет соответствия техническому заданию или техническим требованиям, в том числе проводится оценка удобства эксплуатации и соответствия эксплуатационной документации требованиям нормативных документов.

Схема функциональных испытаний определяется моделью организации работ по разработке и постановке продукции на производство в соответствии с ГОСТ Р 15.201-2000 «Порядок разработки и постановки продукции на производство». Организация работ по разработке диагностического оборудования подразделяется на диагностическое оборудование, разрабатываемое по заказу ОАО «Газпром» в соответствии с согласованным техническим заданием, и оборудование, разработанное в инициативном порядке.

Диагностическое оборудование, разрабатываемое по заказу ОАО «Газпром», должно подвергаться отдельным функциональным проверкам в процессе следующих видов испытаний:

- предварительных;
- приемочных;
- квалификационных.

Подобный подход в условиях данной организации работ позволяет обеспечить возможность контроля качества диагностического оборудования или отдельных его узлов на различных стадиях разработки.

Диагностическое оборудование, разрабатываемое в инициативном порядке, подвергается функциональным проверкам исключительно в процессе квалификационных испытаний. Предварительные и приемочные испытания организация-разработчик организует и проводит самостоятельно.

Основные задачи, решаемые при проведении предварительных, приемочных и квалификационных испытаний, представлены на рис. 3.

Испытания включают несколько этапов:

- анализ технической документации;
- стендовые испытания;
- натурные (эксплуатационные) испытания.

Анализ технической документации проводится с целью оценки соответствия заявленных технических параметров диагностического

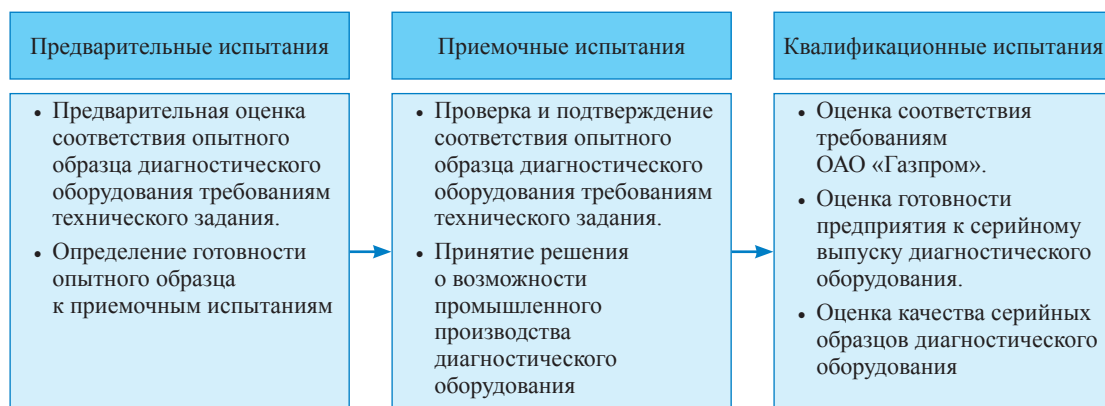


Рис. 3. Основные задачи, решаемые при проведении предварительных, приемочных и квалификационных испытаний

оборудования требованиям технического задания или техническим требованиям ОАО «Газпром». Объем работ по анализу технической документации определяется видом проводимых испытаний.

В зависимости от стадии разработки диагностического оборудования организация-разработчик представляет для анализа пакет технической документации, содержащий:

- согласованную программу и методику квалификационных (предварительных, приемочных) испытаний диагностического оборудования;
- техническое задание на разработку диагностического оборудования;
- технические условия (проект технических условий) на разрабатываемое диагностическое оборудование в соответствии с ГОСТ 2.114-95 «ЕСКД. Технические условия»;
- руководство по эксплуатации, инструкцию пользователя программным обеспечением, паспорт, формуляр диагностического оборудования и другую эксплуатационную документацию в соответствии с ГОСТ 2.601-2006 «ЕСКД. Эксплуатационные документы»;
- комплект основных рабочих чертежей;
- сертификаты и свидетельства на материалы и основные сборочные единицы образца диагностического оборудования;
- акт и протокол приемочных испытаний, в том числе акты и протоколы испытаний материалов и основных сборочных единиц образца диагностического оборудования, выполненные в соответствии с требованиями технических условий (виброиспытания, пневмоиспытания, климатические испытания, ресурсные испытания и др.);

- другую техническую документацию, предусмотренную техническим заданием, техническими условиями и требованиями СТО Газпром 2-3.5-046.

В процессе анализа технической документации решаются следующие задачи:

- оценка наличия необходимых разрешений, лицензий сертификатов, свидетельств и эффективность функционирования системы качества организации-разработчика и организации-изготовителя;
- проверка комплектности и оформления представленной документации, ее соответствия требованиям технического задания, технических условий и нормативной документации ОАО «Газпром»;
- оценка соответствия установленных в технической документации характеристик диагностического оборудования требованиям технического задания, технических условий и нормативной документации ОАО «Газпром»;
- оценка соответствия установленных в технической документации эксплуатационных и технологических параметров диагностического оборудования требованиям технического задания, технических условий и нормативной документации ОАО «Газпром»;
- оценка соответствия установленных в технической документации дефектоскопических и технических характеристик диагностического оборудования требованиям нормативной документации ОАО «Газпром»;
- оценка соответствия установленных в технической документации показателей назначения и технических параметров диагностического оборудования требованиям технического задания, технических условий и нормативной документации ОАО «Газпром».

- оценка достаточности объемов проведенных испытаний, соответствия результатов испытаний требованиям технического задания, технических условий и нормативной документации ОАО «Газпром»;

- проверка полноты устранения недостатков и замечаний, выявленных в процессе ранее проведенных испытаний.

Целью проведения стендовых испытаний является экспериментальное определение значений основных дефектоскопических и технических характеристик диагностического оборудования и оценка их соответствия требованиям технического задания, технических условий и нормативной документации ОАО «Газпром».

Реализация функциональных проверок при выполнении программы стендовых испытаний является наиболее ответственным и трудоемким этапом из всего цикла испытаний. Ключевым моментом, определяющим проведение данного этапа испытаний, является наличие испытательного стенда, отвечающего в общем случае следующим требованиям:

- конструкция испытательного стенда должна обеспечивать возможность реализации принятой в нормативных документах технологии диагностирования;

- испытательный стенд должен обеспечивать возможность выполнения проверок в рамках реализуемого в диагностическом оборудовании метода неразрушающего контроля;

- испытательный стенд должен содержать необходимый набор искусственных дефектов, модели которых соответствуют наиболее характерным дефектам контролируемого оборудования, реализованному методу неразрушающего контроля, а набор их типов и количество должны быть достаточными для выполнения проверок дефектоскопических характеристик диагностического оборудования;

- испытательный стенд должен содержать необходимое количество характерных естественных дефектов, а количество их типов по морфологическим признакам должно быть достаточным для выполнения проверок дефектоскопических характеристик диагностического оборудования;

- испытательный стенд должен иметь необходимую исполнительную документацию, в том числе: паспорт стенда, паспорт дефектов испытательного стенда, технологические карты неразрушающего контроля дефектов испы-

тательного стенда, журнал учета работ, журнал регистрации изменений, конструкторскую документацию на основные элементы (при необходимости), методику выполнения основных работ (измерений).

В процессе стендовых испытаний решаются следующие задачи:

- оценка соответствия комплекта диагностического оборудования требованиям технических условий (технического задания), руководства по эксплуатации и нормативной документации ОАО «Газпром»;

- оценка соответствия массогабаритных параметров диагностического оборудования требованиям технических условий (технического задания), паспорта и нормативной документации ОАО «Газпром»;

- оценка соответствия параметров настройки, калибровки и тестирования диагностического оборудования требованиям технических условий (технического задания), руководства по эксплуатации;

- оценка соответствия пороговой и предельной чувствительности диагностического оборудования требованиям технических условий (технического задания) и нормативной документации ОАО «Газпром»;

- оценка соответствия разрешающей способности диагностического оборудования требованиям технических условий и нормативной документации ОАО «Газпром»;

- проверка выявляемости различных типов дефектов или оценка точности определения заявленных диагностических параметров (для измерительного оборудования) на предмет соответствия требованиям технических условий или технического задания и нормативной документации ОАО «Газпром»;

- проверка повторяемости (воспроизводимости) результатов диагностирования (измерений) на предмет соответствия требованиям технических условий и нормативной документации ОАО «Газпром»;

- проверка динамического диапазона диагностического оборудования с целью определения области применения и оценки ее соответствия требованиям технических условий и нормативной документации ОАО «Газпром»;

- проверка наличия неконтролируемых (мертвых) зон и зон снижения чувствительности при выполнении контроля (измерения);

- оценка соответствия вероятности обнаружения и идентификации различных типов

дефектов требованиям технических условий и нормативной документации ОАО «Газпром»;

- оценка соответствия точности определения местоположения и геометрических параметров дефектов требованиям технических условий и нормативной документации ОАО «Газпром»;

- проверка оперативности обработки результатов контроля (измерения) на предмет соответствия требованиям технических условий, руководства по эксплуатации и нормативной документации ОАО «Газпром»;

- оценка формы представления данных и времени, затраченного на весь комплекс операций по обработке результатов дефектоскопии испытательного стенда, соответствие требованиям технических условий (технического задания), руководства по эксплуатации и нормативной документации ОАО «Газпром».

Эксплуатационные испытания диагностического оборудования проводятся в целях проверки эффективности его применения в реальных условиях эксплуатации и оценки соответствия эксплуатационных характеристик требованиям ОАО «Газпром».

Образцы диагностического оборудования допускаются к следующему этапу испытаний только при условии успешного проведения предыдущих этапов испытаний, в том чис-

ле после устранения всех замечаний, выявленных на предыдущем этапе. Поэтому при планировании испытаний закладывается интервал времени для их устранения. По завершении натурных испытаний оборудование передается в серийную эксплуатацию.

При положительных результатах вышеуказанных этапов функциональных испытаний диагностическое оборудование допускается к опытно-промышленной эксплуатации на объектах ГТС для выявления скрытых дефектов, оценки эксплуатационной надежности и влияния на показатели назначения оборудования различных условий эксплуатации. Функциональные испытания при надлежащей системной организации и унификации методологических подходов к их проведению позволяют решать большинство прикладных задач применения диагностического оборудования (рис. 4).

Рассмотренная систематизация процедур проведения испытаний средств технического диагностирования позволяет обеспечить качество поставляемого диагностического оборудования путем проведения унифицированных процедур их аттестации для принятия решения о соответствии его показателей назначения техническим требованиям ОАО «Газпром» перед допуском к выполнению работ по диагностированию магистральных газопроводов.



Рис. 4. Основные задачи функциональных испытаний диагностического оборудования

УДК 622.691.4

С.В. Нефёдов, М.Ю. Панов, В.М. Силкин, В.П. Столов

Вероятностный анализ допустимых уровней дефектности участков линейной части магистральных газопроводов

В действующих строительных нормах на проектирование магистральных газопроводов не учитывается возможность снижения несущей способности за счет развития дефектов и изменения механических свойств стали в процессе длительной эксплуатации, т.е. в неявном виде заложена концепция «эксплуатация без повреждений». Но требование полной бездефектности металла труб и сварных соединений не может быть обеспечено современными технологиями производства труб и строительства, условиями эксплуатации магистральных газопроводов. Поэтому на этапе эксплуатации «проектные» требования по прочности и деформативности на дефектных участках, как правило, не выполняются.

Вероятность безотказной работы газопровода – это вероятность того, что в течение заданного времени в определенных условиях эксплуатации не наступит ни одно из возможных предельных состояний. Вероятность безотказной работы газопровода (P) может быть выражена следующими соотношениями, полученными из физической модели типа «нагрузка – сопротивление» [1, 2]:

$$P = \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} f_R(S+Q) f_Q(Q) dQ dS, \quad (1)$$

где Q – значение обобщенного параметра нагрузки; R – значение обобщенного параметра сопротивления; $S = R - Q$ – резерв несущей способности; f_R – плотность распределения параметра обобщенного сопротивления; f_Q – плотность распределения параметра обобщенной нагрузки.

Вероятность безотказной работы при нормально распределенных параметрах нагрузки и сопротивления выражается зависимостью

$$P = 1 - \Phi \left(- \frac{1 - \frac{1}{\bar{K}}}{\sqrt{v_R^2 + \left(\frac{v_Q}{\bar{K}} \right)^2}} \right), \quad (2)$$

где \bar{K} – математическое ожидание коэффициента запаса;
 v_Q, v_R – коэффициенты вариации нагрузки и сопротивления;

$\Phi(U) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^U e^{-\frac{t^2}{2}} dt$ – функция нормального распределения.

Из формулы (2) нетрудно получить выражение для определения \bar{K} , обеспечивающего заданный уровень надежности P :

$$\bar{K} = \frac{1 + U_p \sqrt{v_R^2 + v_Q^2 - (U_p v_R v_Q)^2}}{1 - (U_p v_R)^2}, \quad (3)$$

где U_p – квантиль нормального распределения уровня P .

Приведенные формулы позволяют провести анализ уровня надежности газопровода в зависимости от величины коэффициентов запаса, изменчивости нагрузки и

Ключевые слова:

вероятность безотказной работы, коэффициент запаса, класс безопасности, магистральный газопровод, отказ, дефект, допустимый уровень дефектности, параметр поврежденности.

Keywords:

probability of defect-free performance, factor of safety, safety class, trunk gas pipeline, failure, defect, permissible level of defectiveness, damage parameter.

сопротивления (2), а также рассчитать минимально допустимое значение коэффициента запаса, обеспечивающего необходимый уровень надежности, определяемый величиной U_p , при известных (или заданных) вариациях нагрузки и сопротивления (3).

На этапе проектирования для обеспечения надежной эксплуатации газопровода при определении геометрических параметров труб расчетные значения нагрузки и сопротивления задаются равными их средним значениям, умноженным на соответствующие коэффициенты [1]:

$$Q_p = k_n \bar{Q}; R_p = k_o \bar{R}, \quad (4)$$

где \bar{Q} , \bar{R} – расчетные значения нагрузки и сопротивления соответственно; k_n , k_o – коэффициенты перегрузки ($k_n > 1$) и однородности ($k_o < 1$) соответственно, которые рассчитываются через частные коэффициенты, определяемые по СНиП 2.05.06-85* [3]:

$$k_o = \frac{1}{k_1}; k_n = \frac{nk_n}{m}, \quad (5)$$

k_1 – коэффициент надежности по материалу труб; n – коэффициент надежности по внутреннему давлению; k_n – коэффициент надежности по назначению трубопровода, зависящий от его диаметра и давления; m – коэффициент условий работы участка трубопровода, зависящий от категории участка.

Общий проектный коэффициент запаса (K_{np}), определяемый как отношение среднего значения сопротивления к среднему значению нагрузки, в соответствии с [3] рассчитывается по формуле

$$K_{np} = \frac{k_n}{k_o} = \frac{nk_1 k_n}{m}. \quad (6)$$

Для определения значений перечисленных выше частных коэффициентов запаса применялся полувероятностный подход, в соответствии с которым каждая исходная случайная величина рассматривается в отдельности, т.е. общая задача расчета надежности не решается.

Анализ показал, что при разработке документа [3] было использовано часто применяемое в теории вероятностей и математической статистике так называемое правило «трех сигм», в соответствии с которым коэффициенты вариации нагрузки и сопротивления определяются следующими соотношениями:

$$v_Q = \frac{k_n - 1}{3,1}; v_R = \frac{1 - k_o}{3,1}. \quad (7)$$

Проектная надежность участка газопровода в предположении нормального закона распределения нагрузки и сопротивления с учетом (5) и (7) определяется по формуле

$$P = 1 - \Phi(-U), \quad (8)$$

где

$$U = 3,1 \frac{K_{np} - 1}{\sqrt{K_{np}^2 (1 - k_o)^2 + (k_n - 1)^2}}. \quad (9)$$

Расчеты по формулам (8) и (9) показывают, что для всех категорий проектируемых газопроводов вероятность отказа $q = 1 - P$ составляет 10^{-5} ($U \approx 4,27$).

С учетом полученного результата проектный коэффициент запаса после подстановки выражений (7) в формулу (3) может быть рассчитан следующим образом:

$$K_{np} = \frac{1 + 1,38 \sqrt{(1 - k_o)^2 + (k_n - 1)^2} - 1,9(1 - k_o)^2 (k_n - 1)^2}{1 - 1,9(1 - k_o)^2}. \quad (10)$$

Исходя из полученных результатов и используя гипотезу о постоянстве коэффициентов вариации нагрузки и прочности, значение коэффициента запаса (K_p), обеспечивающего требуемый уровень P (или $q = 1 - P$), может быть пересчитано по формуле

$$K_p = \frac{1 + \frac{U_p}{3,1} \sqrt{(1 - k_o)^2 + (k_n - 1)^2 - \left(\frac{U_p}{3,1}\right)^2 (1 - k_o)^2 (k_n - 1)^2}}{1 - \left(\frac{U_p}{3,1}\right)^2 (1 - k_o)^2}. \quad (11)$$

Очевидно, что при пересчете коэффициента запаса на меньшую вероятность безотказной работы соответственно уменьшится обеспеченность нагрузки и сопротивления. Учитывая это для k_n и k_o , можно записать следующие выражения:

$$k_n^P = 1 + \alpha U_p v_Q; k_o^P = 1 - \alpha U_p v_R, \quad (12)$$

где $\alpha < 1$ – числовой параметр.

Подставляя выражения для вычисления коэффициентов вариации (7) в правые части формул (12), после несложных преобразований получим:

$$k_n^P = \frac{3,1 - \alpha U_p}{3,1} \left(1 + \frac{\alpha U_p}{3,1 - \alpha U_p} k_n \right);$$

$$k_o^P = \frac{1}{k_o} = \frac{3,1}{3,1 - \alpha U_p} \left(\frac{k_1}{k_1 + \frac{\alpha U_p}{3,1 - \alpha U_p}} \right).$$

Тогда значение K_p , определяемое как $k_1^P k_n^P$, может быть вычислено по формуле

$$K_p = \frac{k_1}{k_1 + \frac{\alpha U_p}{3,1 - \alpha U_p}} \left[1 + \frac{\alpha U_p}{3,1 - \alpha U_p} k_n \right]. \quad (13)$$

Значение параметра α подбирается из условия наилучшего совпадения значений K_p , вычисленных по формуле (13), со значениями, полученными по вероятностной модели (11). Проведенный анализ показал, что наилучшее совпадение результатов получается при значении $\alpha = 1/1,4$. Подставляя это значение в формулу (13), окончательно получим:

$$K_p = \frac{k_1}{A + k_1} (1 + A k_n), \quad (14)$$

где

$$A = \frac{U_p}{4,34 - U_p}.$$

Требуемый уровень надежности (класс безопасности) эксплуатируемого участка газопровода определяется степенью его ответственности, которая характеризуется экономическими, социальными и экологическими последствиями отказов. Без потери общности может быть задано четыре класса безопасности для эксплуатируемых участков газопроводов:

- 1) высокий (проектный ($q = 10^{-5}$));
- 2) средний ($q = 10^{-4}$);
- 3) нормальный ($q = 10^{-3}$);
- 4) низкий ($q = 10^{-2}$).

Эти классы безопасности соответствуют общему представлению о том, что надежность газопровода закладывается на этапе проектирования ($q = 10^{-5}$), реализуется на этапе производства труб и строительства газопровода ($q = 10^{-4}$) и расходуется в процессе эксплуатации ($q = 10^{-3}$ и $q = 10^{-2}$). Уровень надежности газопровода после завершения этапа строительства отражает факт объективного наличия хотя бы незначительных отступлений от проектных решений. Введение двух уровней надежности для этапа эксплуатации позволяет предупреждать появление так называемых «внезапных отказов» и назначать необходимые управляющие действия, направленные на поддержание надежности дефектного участка (например, при $q = 10^{-3}$ может быть назначена внеочередная диагностика, а при $q = 10^{-2}$ – ремонт газопровода).

Расчет допускаемого значения коэффициента запаса для различных классов безопасности с использованием выражения (14) проводится по формулам, приведенным в таблице.

Следует отметить, что при значении $U_p = 2,33$ ($q = 10^{-2}$) обеспеченность нагрузки и сопротивления получается равной 0,95154, что соответствует требованиям [4], согласно которым обеспеченность их нормативных значений должна быть не менее 0,95.

Приведенные результаты анализа проектной надежности и установленные классы безопасности по допустимой вероятности отказов эксплуатируемых участков газопроводов позволяют на различных этапах жизненного цикла определять уровень их допустимой дефектности, приводящий к снижению фактического коэффициента запаса до заданного значения.

Для эксплуатируемых участков газопроводов с учетом фактических значений механических свойств основного металла и сварных соединений, нагруженности, отклонения

от проектных положений, наличия дефектов и т.п. численное значение фактического коэффициента запаса (K_ϕ) несущей способности, как правило, меньше проектного и в общем случае может быть вычислено по формуле

$$K_\phi = \frac{R_\phi}{Q_\phi} = \frac{\bar{R}(1-\omega_R)}{Q/(1-\omega_Q)} = K_{np}(1-\omega_R)(1-\omega_Q), \quad (15)$$

где R_ϕ – значение обобщенного фактического сопротивления; Q_ϕ – значение обобщенной фактически действующей нагрузки; ω_R – параметр поврежденности, обусловленный снижением прочностных свойств стали трубы; ω_Q – параметр поврежденности, обусловленный развитием дефектов стенки трубы.

При записи формулы (15) полагалось, что изменение механических свойств металла трубы в процессе длительной эксплуатации и образование дефектов, приводящих к локальному повышению напряженно-деформированного состояния в зоне дефекта, являются независимыми.

При решении большинства практических задач допустимо полагать, что механические характеристики стали в процессе эксплуатации не меняются, т.е. $\omega_R = 0$. В этом случае для вычисления параметра поврежденности, обусловленного развитием дефектов стенки трубы, из выражения (15) получаем формулу (индекс Q у параметра поврежденности здесь и далее опускаем)

$$\omega = 1 - \frac{K_\phi}{K_{np}}, \quad (16)$$

где значения фактических коэффициентов запаса локальных дефектных участков газопровода могут быть рассчитаны по соответствующим методикам (например [5–7]) или известными численными методами.

Подставляя в формулу (16) вместо K_ϕ значения коэффициента запаса для соответствующего класса безопасности из приведенной

Формулы расчета коэффициентов запаса в зависимости от классов безопасности

Классы безопасности	Вероятность отказов	Коэффициент запаса
Высокий (проектный)	$< 10^{-5}$ ($U_p = 4,27$)	$K_{np} = k_1 k_n$
Средний	$< 10^{-4}$ ($U_p = 3,72$)	$K_4 = \frac{k_1}{6 + k_1} (1 + 6k_n)$
Нормальный	$< 10^{-3}$ ($U_p = 3,1$)	$K_3 = \frac{k_1}{2,5 + k_1} (1 + 2,5k_n)$
Низкий	$< 10^{-2}$ ($U_p = 2,33$)	$K_2 = \frac{k_1}{1,2 + k_1} (1 + 1,2k_n)$

таблицы, можно рассчитать предельно допустимые значения параметра поврежденности:

- для этапа строительства:

$$[\omega_4] = 1 - \frac{K_4}{K_{np}} = 1 - \frac{1 + 6k_n}{k_n(6 + k_1)}; \quad (17)$$

- проведения внеочередной диагностики:

$$[\omega_3] = 1 - \frac{K_3}{K_{np}} = 1 - \frac{1 + 2,5k_n}{k_n(2,5 + k_1)}; \quad (18)$$

- проведения ремонта:

$$[\omega_2] = 1 - \frac{K_2}{K_{np}} = 1 - \frac{1 + 1,2k_n}{k_n(1,2 + k_1)}. \quad (19)$$

Предельное состояние (разрушение) дефектного участка ($K_\phi = 1$) соответствует значению параметра поврежденности, равному

$$[\omega_p] = 1 - \frac{1}{K_{np}}. \quad (20)$$

На этапе проектирования ($K_\phi = K_{np}$) поврежденность не учитывается, т.е. $[\omega_{np}] = 0$.

В качестве примера рассмотрим расчет допустимых размеров одиночных коррозионных дефектов на различных этапах жизненного цикла локального участка III–IV категории, выполненного из труб с $k_1 = 1,34$. Параметр поврежденности для рассматриваемого дефекта в соответствии с методикой [6] вычисляется через геометрические размеры трубы и дефекта по формуле

$$\omega = \varepsilon \frac{M - 1}{M - \varepsilon}, \quad (21)$$

где $\varepsilon = \frac{d}{\delta}$ – относительная глубина дефекта; δ –

толщина стенки трубы; d – максимальная гл-

бина дефекта; $M = \sqrt{1 + 0,31l^2}$ – безразмерный коэффициент, учитывающий длину дефекта;

$l = \frac{L}{\sqrt{D_n \delta}}$ – безразмерная длина дефекта;

L – полная длина дефекта; D_n – внешний диаметр трубы.

Подставляя в формулу (21) соответствующее допустимое значение параметра поврежденности, рассчитанное по формулам (17)–(20), и выражая относительную глубину дефекта как функцию его безразмерной длины, получим:

$$\varepsilon = \frac{[\omega]}{1 - \frac{[\omega]}{M}}. \quad (22)$$

Графики функции (22) для соответствующих предельных значений параметра поврежденности, рассчитанных по формулам (17)–(20), представлены на рис. 1. Построенные графики определяют максимально допустимые размеры коррозионных дефектов (по сочетанию длины и глубины) после завершения этапа строительства (кривая 1), до проведения диагностики (кривая 2) и ремонта (кривая 3). Кривая 4 отвечает предельному состоянию (разрушению) участка.

Если по результатам предшествующих обследований (или иным способом) имеется возможность оценить скорости роста коррозионного дефекта в длину и глубину, то с помощью формул (18)–(20) можно рассчитать время до следующей диагностики, ремонта или предельного состояния локального участка газопровода. Результаты таких расчетов в виде зависимости параметра поврежденности от времени (см. (21)) изображены на рис. 2. Маркерами отмечены соответствующие предельные значения параметра поврежденности, рассчитанные при $k_1 = 1,34$, $k_n = 1,1$, $m = 0,9$. Расчет выполнен для локального участка диаметром 1420 мм, толщиной стенки 15,7 мм, на котором в 2010 г.

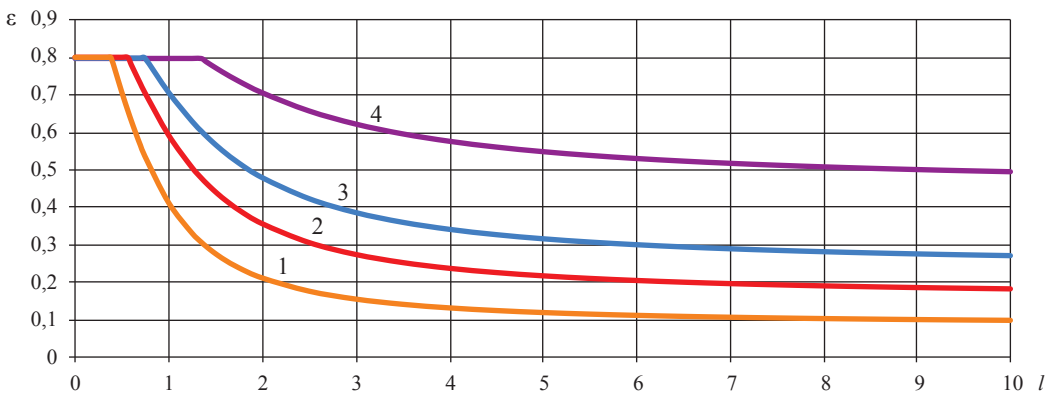


Рис. 1. Зависимость относительной глубины дефекта от его безразмерной длины

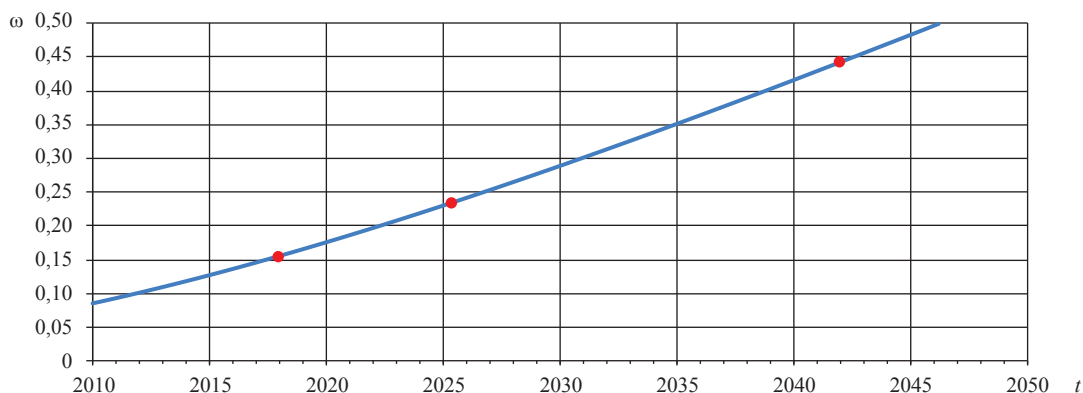


Рис. 2. Зависимость параметра поврежденности от времени

был обнаружен коррозионный дефект глубиной 5 и длиной 200 мм. Скорость роста дефекта в глубину и длину принималась равной 0,15 и 7,5 мм/год соответственно. Прогнозируемые размеры дефекта рассчитывались по зависимостям

$$d(t) = d_0 + V_d(t - t_0); L(t) = L_0 + V_L(t - t_0),$$

где t_0 – время обнаружения дефекта; t – прогнозируемый срок эксплуатации участка.

По результатам проведенных расчетов для рассмотренного дефектного участка могут быть сделаны следующие выводы о рекомендуемых сроках очередной диагностики, времени проведения ремонта и сроке перехода оцениваемого участка газопровода в предельное состояние:

- прогнозируемый срок очередной диагностики – 2018 г.;
- прогнозируемый срок ремонта – 2025 г.;
- прогнозируемый срок достижения предельного состояния – 2042 г.

При анализе протяженных участков аналогичные расчеты необходимо провести для всех обнаруженных дефектов и в качестве прогнозных сроков диагностики, ремонта и наступления предельного состояния всего участка выбрать соответствующие минимальные значения.

Таким образом, разработанная методика позволяет использовать дополнительные критерии для более обоснованной классификации дефектов по степени их опасности и назначать необходимые управляющие воздействия, направленные на поддержание надежности дефектного участка, а также прогнозировать сроки их проведения. Отличительной чертой разработанной методики, характеризующей степень ее новизны, является комплексность подхода к оценке и обоснованию допустимых

уровней дефектности эксплуатируемых участков магистральных газопроводов. Этот подход включает использование детерминистических физико-математических моделей оценки их несущей способности с различного рода дефектами и вероятностной модели «нагрузка – сопротивление» для оценки текущего уровня надежности (вероятности безотказной работы), на основе которого выбирается оптимальная стратегия последующей эксплуатации и технического обслуживания обследуемого участка.

Список литературы

1. Ржаницын А.Р. Теория расчета строительных конструкций на надежность / А.Р. Ржаницын. – М.: Стройиздат, 1978. – 239 с.
2. Аугусти Г. Вероятностные методы в строительном проектировании / Г. Аугусти, А. Баратта, Ф. Кашиати. – М.: Стройиздат, 1988. – 584 с.
3. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы. – М.: ГУП ЦПП Минстрой РФ, 1997. – 122 с.
4. ГОСТ 27751-88. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения и требования. – М., 2010.
5. Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС. – М.: ВНИИГАЗ, 2006.
6. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами (утв. и введ. в действие распоряжением ОАО «Газпром» от 27.12.2006 г. № 436).
7. An American National Standard. ASME B31.G - 1991. Code For Pressure Piping. Manual for Determining the Remaining Strength of Corroded Pipelines. – N.Y.: ASME, 1991.

УДК 620.193: 622.691.4

В.Е. Грязин

Статистическая оценка минимальной глубины коррозионных и стресс-коррозионных дефектов, обнаруживаемых при проведении внутритрубной дефектоскопии

При проведении внутритрубного диагностирования (ВТД) диагностические организации заявляют следующие значения порогов обнаружения дефектов коррозии и стресс-коррозии в зависимости от года проведения ВТД (рис. 1).

Статистическая оценка минимальной глубины коррозионных дефектов ($\xi_{\min}^{\text{кор}}$ – порог чувствительности дефектоскопов), обнаруженных при проведении ВТД на линейной части магистрального газопровода (ЛЧ МГ) за период 2001–2012 гг., определялась для каждого года проведения диагностики. При расчете величины $\xi_{\min}^{\text{кор}}$ предполагалось следующее:

- глубина коррозионных дефектов распределена по экспоненциальному закону;
- все дефекты глубиной более 20 % от толщины стенки трубы надежно обнаруживаются при проведении ВТД.

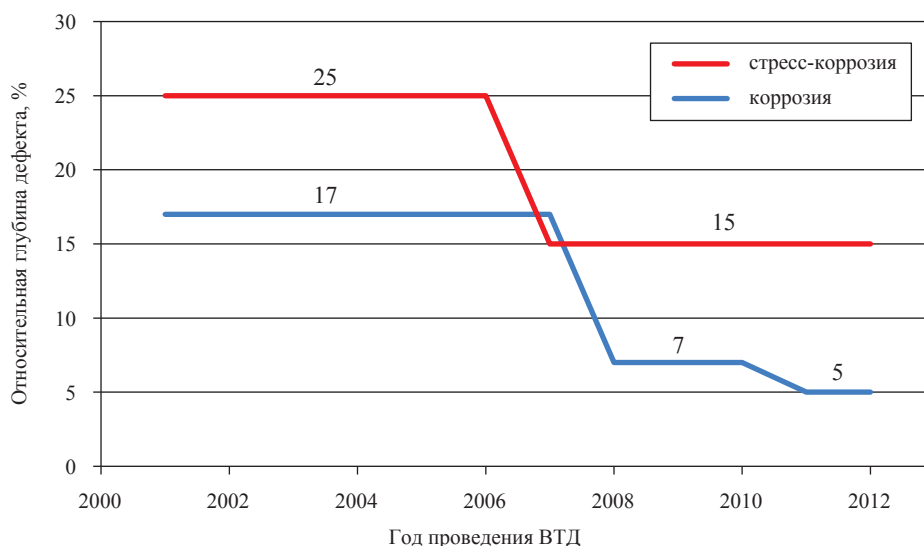


Рис. 1. Заявляемые пороги чувствительности внутритрубных дефектоскопов

С учетом этих предположений по методике, описанной в СТО Газпром 2-2.3-095-2007 «Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов», были рассчитаны параметры экспоненциального закона распределения глубины коррозионных дефектов по формулам

$$\gamma = 0,1/\ln(m_{0,2}/m_{0,3}); \quad (1)$$

$$n = m_{0,2}/\exp(-0,2/\gamma), \quad (2)$$

где γ – параметр распределения глубины коррозионных дефектов на участках МГ, обследованных за год; n – оценка общего числа коррозионных дефектов на участках МГ,

Ключевые слова: внутритрубное диагностирование, порог обнаружения дефектов, коррозионные и стресс-коррозионные дефекты, закон распределения, магистральный газопровод.

Keywords: in-line inspection, defect detection limit, corrosion and stress-corrosion defects, distribution law, trunk gas pipeline.

обследованных за год (включая дефекты малой глубины, которые не были обнаружены при проведении ВТД); $m_{0,2}$ – число коррозионных дефектов глубиной более 20 % от толщины стенки трубы, которые были обнаружены на участках МГ газотранспортной системы (ГТС), обследованных за год; $m_{0,3}$ – число коррозионных дефектов глубиной более 30 % от толщины стенки трубы, которые были обнаружены на участках МГ ГТС, обследованных за год.

По рассчитанным значениям параметров распределения порог чувствительности внутритрубных дефектоскопов по обнаружению коррозионных дефектов ($\xi_{\min}^{\text{кор}}$) определяется по формуле (в % от толщины стенки трубы)

$$\xi_{\min}^{\text{кор}} = -100 \gamma \ln(m_{0,1} / n), \quad (3)$$

где $m_{0,1}$ – число обнаруженных коррозионных дефектов глубиной более 10 % от толщины стенки трубы на участках МГ, обследованных за год.

Значения величин $m_{0,1}$, $m_{0,2}$, $m_{0,3}$ были взяты из базы данных ССД «Инфотех» (разд. «Внутритрубная диагностика», «Статистические материалы»). Результаты расчета $\xi_{\min}^{\text{кор}}$ приведенные на рис. 2, показывают, что до 2004 г. при ВТД обнаруживались коррозионные дефекты глубиной в среднем более 11 % от тол-

щины стенки трубы; с 2004 г. – в среднем более 6 %. Таким образом, заявляемые пороги чувствительности по обнаружению коррозионных дефектов подтверждаются результатами статистической обработки результатов ВТД.

По результатам внутритрубного диагностирования участков ЛЧ МГ, проведенного в 2009–2012 гг., была осуществлена оценка порога чувствительности внутритрубных дефектоскопов по обнаружению дефектов коррозионного растрескивания под напряжением (КРН). Распределение числа дефектов КРН, обнаруженных при ВТД в 2009–2010 гг., по их относительной глубине приведено в табл. 1.

При расчете значения величины $\xi_{\min}^{\text{КРН}}$ предполагалось, что глубина стресс-коррозионных дефектов распределена по экспоненциальному закону, и все дефекты глубиной более 20 % от толщины стенки трубы надежно обнаруживаются при проведении ВТД, что подтверждается результатами статистической обработки, приведенными на рис. 3. Расчеты $\xi_{\min}^{\text{КРН}}$ проводились с помощью выражений, аналогичных (1)–(3).

В табл. 2 приведены результаты расчета минимальной глубины стресс-коррозионных дефектов $\xi_{\min}^{\text{КРН}}$, обнаруженных при проведении ВТД (отдельно по данным ВТД 2009–2010 и 2011–2012 гг.).

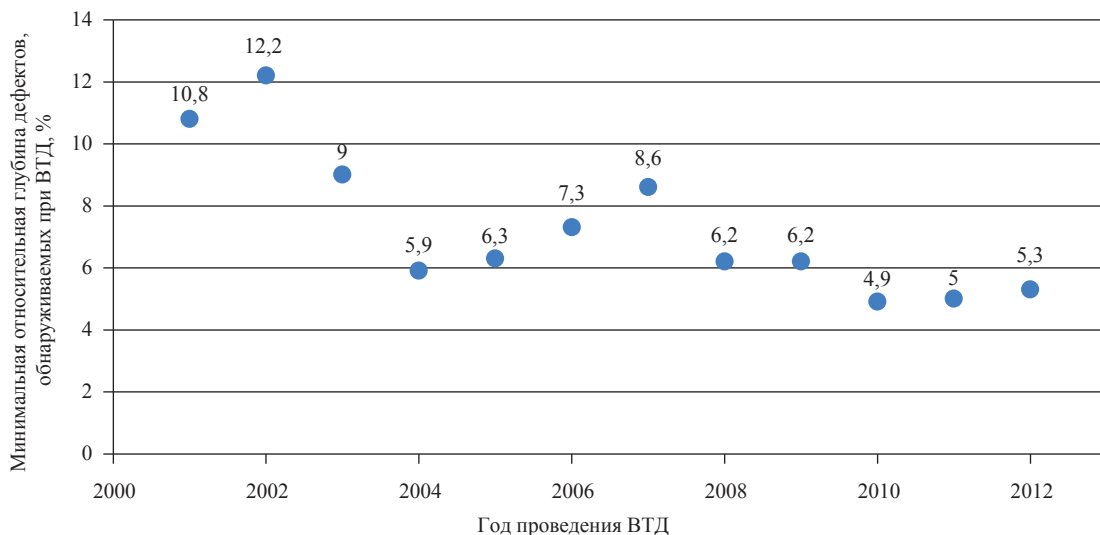


Рис. 2. Оценка минимальной глубины коррозионных дефектов, обнаруженных при проведении ВТД

Таблица 1

Распределение числа дефектов КРН по их относительной глубине

Диапазон относительной глубины дефектов КРН	0,1–0,2	0,2–0,3	0,3–0,4	0,4–0,5	> 0,5
Число дефектов, шт.	589	544	296	146	44

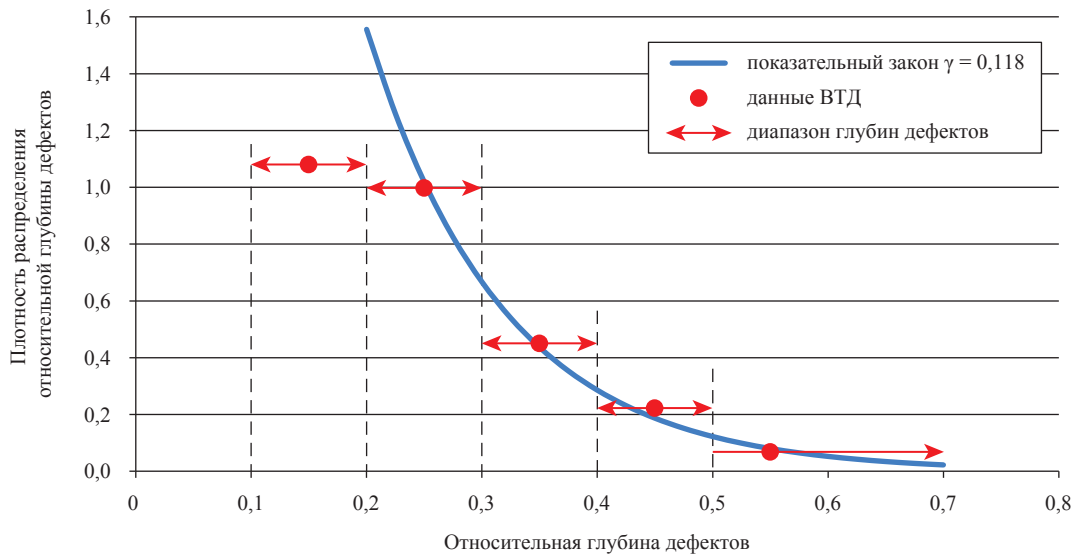


Рис. 3. Результат аппроксимации распределения относительной глубины стресс-коррозионных дефектов, обнаруженных при проведении ВТД

Таблица 2

Результаты расчета порога чувствительности внутритрубных дефектоскопов по отношению к дефектам КРН

Год проведения ВТД	$m_{0,1}$, шт.	$m_{0,2}$, шт.	$m_{0,4}$, шт.	γ	n , шт.	$\xi_{\min}^{\text{КРН}}$, %
2009–2010	1619	1030	190	0,118	5584	14,6
2011–2012	1649	874	111	0,097	6881	13,8

Приведенные результаты показывают: на настоящий момент при проведении ВТД обнаруживаются стресс-коррозионные дефекты глубиной более 15 % от стенки трубы, что хорошо согласуется с данными, отраженными на рис. 1.

Таким образом, пороги чувствительности по обнаружению коррозионных и стресс-коррозионных дефектов, заявляемые организациями, проводящими ВТД, подтверждаются результатами статистической обработки данных.

УДК 622.691.4:620.193

Д.Н. Запевалов

Контроль внешних коррозионных воздействий при оценке технического состояния газопроводов

Ключевые слова:

магистральный газопровод, оценка технического состояния, внешнее коррозионное воздействие, коррозионный дефект.

Keywords:

trunk gas pipeline, evaluation of technical condition, external corrosion impact, corrosion defect.

Проблема обеспечения надежности магистральных трубопроводов, связанная с проявлением и ростом коррозионных повреждений, обуславливает необходимость получения точной информации о техническом состоянии объектов в части противокоррозионной защиты и последующего обоснованного выбора параметров систем защиты от коррозии [1].

К отличительным особенностям систем противокоррозионной защиты магистральных трубопроводов как объекта исследования относятся их протяженность, неоднородность параметров объектов защиты, влияние трудно учитываемых внешних факторов, сложное взаимодействие элементов комплекса оборудования друг с другом. Система «магистральный трубопровод – внешняя среда» является открытой и зависит от большого количества внешних факторов. Это объясняет сложность моделирования таких систем как единого взаимодействующего комплекса оборудования и защитных покрытий.

Одной из ключевых задач исследований систем защиты от коррозии является оценка развития коррозионных процессов во времени для последующих расчетов по моделям прочности, усталостной долговечности и механики разрушения [2].

При известных скоростях роста коррозионного дефекта в длину и глубину прогнозируемые значения его размеров рассчитываются исходя из значений длины $L(t)$ и глубины $d(t)$ в момент его обнаружения и прогнозируемого срока эксплуатации газопровода [2] по формулам

$$L(t) = L_0 + V_L(t - t_0), \text{ мм},$$

где L_0 – длина коррозионного дефекта в момент его обнаружения, мм; V_L – скорость роста коррозионного дефекта в длину, мм/год; t – прогнозируемый срок эксплуатации, лет; t_0 – срок эксплуатации газопровода на момент обнаружения коррозионного дефекта, лет;

$$d(t) = d_0 + V_d(t - t_0), \text{ мм},$$

где d_0 – глубина коррозионного дефекта в момент его обнаружения, мм; V_d – скорость роста коррозионного дефекта в глубину, мм/год.

Основанием для оценки скорости роста коррозионного дефекта могут являться модели, базирующиеся на расчете скорости коррозии (показателя скорости коррозии) по комплексу данных о состоянии защитного покрытия, параметрах электрохимической защиты и внешних электромагнитных воздействиях (блуждающие и индуцированные токи), характеристиках коррозионной опасности внешней среды, и прогнозные модели, построенные с учетом неполноты и недостаточности (отсутствия или высокой степени неопределенности) фактической информации о коррозионных процессах на участках газопроводов и, как следствие, требующие для получения оценок статистического анализа накопленной информации по фактической выявленной при диагностических обследованиях дефектности. Модели первого и второго типов могут обладать достаточной для анализа достоверностью, но при сравнении подходов на участках, полностью информационно обеспеченных, могут существенно различаться.

Предпочтительным является формирование и применение моделей первого типа, поскольку они позволяют реализовать как дискретное (периодическое), так и фактически непрерывное получение информации для определения технического состояния объекта исследования на заданный момент времени. Ограничителем применения этого варианта являются техническая и организационная возможности сбора и обработки большого объема данных.

На практике подлежат применению оба подхода, а соотношение в их использовании определяется ключевым фактором – наличием полноценной внутритрубной дефектоскопии (ВТД) для данного газопровода или только электрометрических обследований систем противокоррозионной защиты и основного металла в шурфах.

Оценка технического состояния объекта в целом (газопровода) с применением той или иной модели развития коррозионных процессов базируется на схеме «исправное/работоспособное – неисправное/работоспособное – неработоспособное – предельное» для элементарных участков (ЭУ) газопроводов [1, 2].

Под элементарным участком понимается минимальный базовый объект линейной части магистрального газопровода (ЛЧ МГ) – отдельная труба между двумя кольцевыми сварными стыками, кольцевой (монтажный) сварной шов (вперед по ходу газа). При необходимости минимальный объект может быть сужен до более локальной зоны (опасное сечение, дефектная область). Как правило, контроль коррозионных воздействий для конкретного ЭУ может быть обеспечен только с помощью периодической ВТД либо на основании специальных коррозионных исследований.

При невозможности контроля ЭУ оценка проводится для однородных участков (ОУ) газопроводов, представляющих собой совокупность последовательно соединенных минимальных базовых объектов, эксплуатирующихся или подвергающихся коррозионному воздействию в однородных условиях [1].

Для ОУ оценка технического состояния носит интегральный характер, учитывающий как предельные максимальные (минимальные) оценки для входящих в его состав ЭУ, так и разброс показателей по протяженности газопровода. При этом оценка возможного уровня предельных коррозионных воздействий и скорости

развития коррозионных дефектов может быть определена на основе контроля ограниченного рационального числа контрольных точек.

Развитие коррозионных дефектов существенно зависит от характера повреждения защитного покрытия и таких типов коррозионных процессов, как:

- коррозионные дефекты в сквозных повреждениях защитного изоляционного покрытия;
- коррозионные дефекты, развивающиеся под отслоившимся защитным покрытием.

Каждый из типов коррозионных процессов характеризуется набором влияющих факторов, которые должны быть приняты к учету при расчете изменения геометрических параметров дефектов.

Первая группа коррозионных процессов характеризуется возможностью установления взаимосвязи коррозионных дефектов и внешних воздействующих факторов при взаимодействии в открытом дефекте защитного покрытия металла газопровода и внешней среды и включает процессы:

- электрохимической коррозии в грунте (почвенная коррозия);
- коррозии под воздействием постоянных блуждающих токов;
- коррозии под воздействием переменных (в том числе индуцированных) токов.

При прогнозировании коррозии в сквозных дефектах защитного покрытия коррозионное состояние участка газопровода со сквозными повреждениями изоляции можно оценить по накопленной информации на основе распределения плотности повреждений защитного покрытия по результатам ВТД, электрометрических обследований, выборочного обследования в шурфах, расположения и размеров дефектов металла труб, корреляции указанных выборок. Поскольку стандартные виды электрометрических обследований и контроль параметров электрохимической защиты и коррозионного мониторинга являются обязательными при эксплуатации газопроводов, на основе уже существующего массива данных можно обеспечивать уточнение модели процесса и расчетных параметров.

ВТД позволяет обнаруживать сформировавшиеся коррозионные дефекты, определять их геометрические размеры, обеспечивая возможность прочностного расчета конкретных дефектов. Электрометрические обследования

с поверхности земли позволяют дополнить результаты ВТД, уточнить преобладающий тип коррозионного процесса, определить параметры электромагнитных воздействий, расположение и геометрические размеры дефектов покрытия, например с применением интенсивных обследований [3]:

$$S_{\text{деф}} = \pi \{k(\Delta U - \Delta U_{\text{п}}) / (U_{\text{с-з}} - U_{\text{п}})\}^2 = \pi \{k\Delta / (U_{\text{с-з}} - U_{\text{п}})\}^2, \text{ см}^2,$$

где $S_{\text{деф}}$ – площадь поверхности коррозионного дефекта, м; π – математическая константа; k – коэффициент, учитывающий неравномерность удельного электрического сопротивления грунта, глубины заложения трубопровода и расстояния между неполяризующимися электродами сравнения ($k = 2,05$ см для расстояний между электродами сравнения 10 м и $k = 2,4$ см – для 5 м); $U_{\text{с-з}}$ – измеренная величина потенциала «подземное сооружение – земля» до момента отключения тока поляризации, мВ; $U_{\text{п}}$ – измеренная величина поляризационного потенциала после момента отключения тока поляризации, мВ; ΔU – поперечный градиент потенциала до момента отключения тока поляризации, мВ; $\Delta U_{\text{п}}$ – поперечный градиент поляризационного потенциала после момента отключения тока поляризации, мВ; $\Delta = \Delta U - \Delta U_{\text{п}}$ – разность градиентов потенциалов, мВ.

Ко второй группе относится коррозия под отслоившимся покрытием, в том числе микробиологическая. Коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) также может быть отнесено к этой группе, но должно являться предметом отдельного рассмотрения.

Задача поиска этой группы повреждений и определения размеров отслоений покрытия

надземными методами надземных обследований пока не решена, и основным способом поиска является ВТД.

Для второй группы при малом значении данных, как правило, принимают линейный (во времени) характер изменения показателей коррозии (за исключением КРН). Величина показателей скорости коррозии может уточняться по результатам повторных обследований ВТД, обследований газопроводов в шурфах. На основании анализа результатов каждому ЭУ могут быть назначены обобщенные показатели коррозионного состояния – параметры коррозионных дефектов на фиксированный момент времени и показатель скорости коррозии.

При оценке развития коррозионных дефектов первой группы наиболее актуальной является задача контроля данных дефектов, изменение которых под воздействием постоянных блуждающих токов по глубине может достигать 1 мм в год и более [4].

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» на основании полевых исследований участков газопроводов [4] и лабораторных испытаний с использованием исходных данных натуральных измерений параметров внешнего коррозионного воздействия усовершенствована базовая модель развития коррозионного дефекта [5] применительно к типу коррозионного процесса «воздействие постоянных блуждающих токов» [6].

Полученные в лабораторных экспериментах данные позволили оценить влияние ряда внешних факторов на характер развития геометрических размеров одиночного коррозионного дефекта, а также его пространственного расположения по отношению к горизонту поверхности (рис. 1).



Рис. 1. Коррозионный дефект под действием постоянного блуждающего (анодного) тока на образце, расположенном в водной среде под углом 45° (в разрезе)

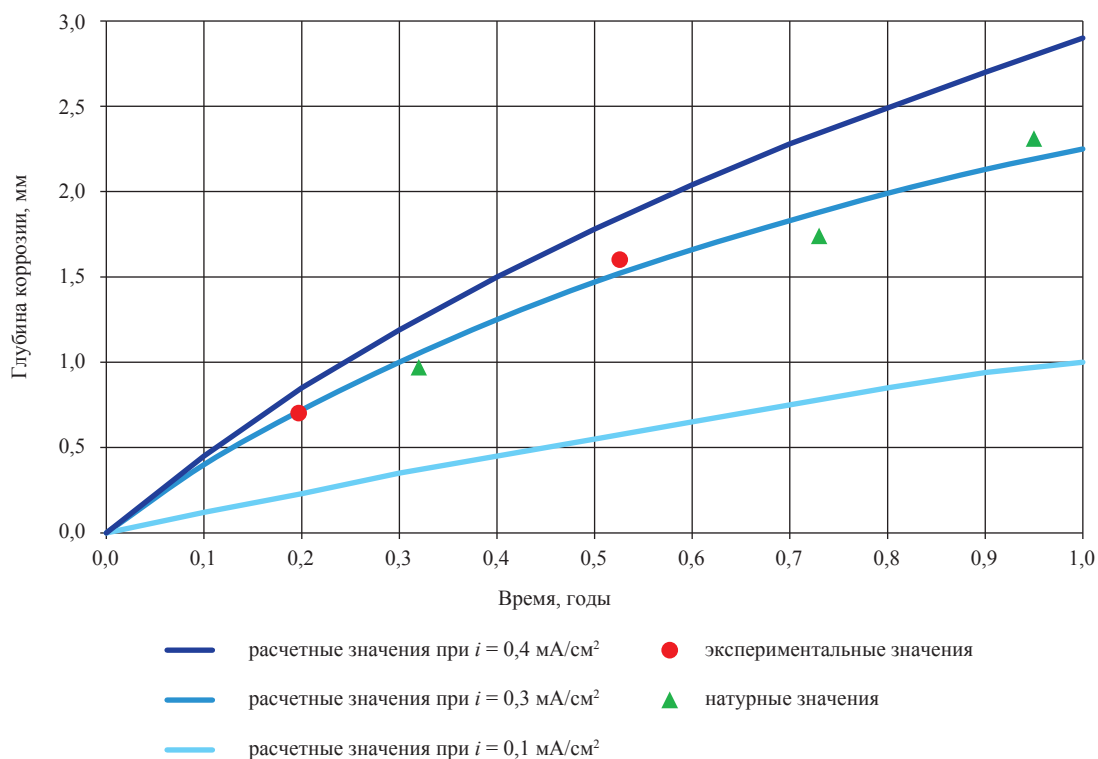


Рис. 2. Результаты расчета единичного коррозионного дефекта в зависимости от величины и продолжительности воздействия постоянного блуждающего тока

Результаты проведенных исследований подтвердили, что развитие коррозионного дефекта под действием анодного блуждающего тока зависит от следующих факторов:

- характер среды (вода или грунт) – в случае водной среды наблюдается более глубокое проникновение коррозии под край защитного покрытия;
- влияние продуктов коррозии на коррозионные процессы в локальных «карманах»;
- пространственное расположение дефекта защитного покрытия по периметру трубы;
- геометрические размеры дефектов в защитном покрытии и связанное с ними распределение зон более и менее высокой плотности тока в пределах коррозионного дефекта.

Теоретически обосновано развитие такого вида коррозионного дефекта в форме шарового сегмента [5]. По результатам комплекса исследований для развивающегося дефекта малой глубины предложены введение поправочного эмпирического коэффициента и расчет геометрических размеров и скорости развития единичного коррозионного дефекта под воздействием постоянного блуждающего тока (анодной составляющей):

$$\frac{\pi}{6} \gamma d (0,75(L_{\text{деф}} + d)^2 + d^2) - 0,25i_{\text{cp}} t q S_{\text{деф}} = 0,$$

где γ – плотность металла (стали), кг/м^3 ; $L_{\text{деф}}$ – диаметр дефекта изоляции, м; d – глубина коррозионного дефекта, м; t – время экспозиции, год; q – электрохимический эквивалент, $\text{кг}/(\text{A} \cdot \text{год})$; i_{cp} – анодная составляющая внешнего анодного (блуждающего) тока.

Результаты расчета единичного коррозионного дефекта для повреждения покрытия диаметром 11 мм (площадь – $0,95 \text{ см}^2$) по указанному соотношению на основе результатов полевых электрометрических обследований газопроводов представлены на рис. 2.

Аналогично может быть сформировано решение для коррозионного процесса «коррозия под воздействием переменных токов» с учетом показателей внешнего воздействия (по плотности тока) и геометрических параметров дефекта в защитном покрытии (толщина покрытия, форма и размеры дефекта) [7].

Интеграция этих решений по оценке внешних коррозионных воздействий для сквозных дефектов защитного покрытия в состав систем расчета технического состояния газопроводов обеспечит повышение достоверности и точности прочностных расчетов.

Список литературы

1. Нефедов С.В. Система оценки и прогноза коррозионного состояния магистральных газопроводов / С.В. Нефедов, Д.Н. Запевалов // Газовая промышленность. – 2008. – № 7.
2. Р Газпром 2-2.3-620-2011. Методика расчета показателей надежности при эксплуатации объектов линейной части магистральных газопроводов Единой системы газоснабжения ОАО «Газпром». – М: Газпром экспо, 2012.
3. ВРД 39-1.10-026-2001. Методика оценки фактического положения и состояния подземных трубопроводов.
4. Запевалов Д.Н. Совершенствование системы контроля коррозионного состояния магистральных газопроводов / Д.Н. Запевалов, И.Ю. Копьев, А.Н. Улихин // Проблемы системной надежности и безопасности транспорта газа: сб. науч. тр. – М.: ВНИИГАЗ, 2008. – С. 158–163.
5. Глазов Н.Н. Скорость анодного растворения стали в дефектах изоляционного покрытия трубопроводов / Н.Н. Глазов, Н.П. Глазов, М.А. Башаев // Коррозия: материалы и защита. – 2008. – № 7. – С. 31–35.
6. Запевалов Д.Н. Оценка внешних коррозионных воздействий при прогнозе технического состояния магистральных газопроводов / Д.Н. Запевалов, И.Ю. Копьев // Наука и техника в газовой промышленности. – 2012. – № 4. – С. 91–98.
7. Büchler M. Kritische Einflussgrößen auf die Wechselstromkorrosion: die Bedeutung der Fehlstellengeometrie / M. Büchler, C.-H. Vouïte, H.-G. Schöneich // 3R International. – 2009. – № 48. – S. 324.

УДК 622.691.4.053

В.М. Силкин, Е.Н. Овсянников, В.М. Ковех, И.Ю. Морин

Развитие подходов к оценке показателей конструктивной надежности участков магистральных газопроводов

На настоящий момент в систему нормативной документации ОАО «Газпром» включен ряд нормативных документов, регламентирующих вопросы оценки работоспособности кольцевых сварных соединений и порядок определения допустимых размеров дефектов при строительстве и эксплуатации объектов транспорта газа на основе детерминистического подхода.

С учетом основных тенденций в развитии подходов к оценке технического состояния и, как следствие, необходимостью гармонизации подходов к оценке работоспособности сварных соединений с методологией, реализованной в рамках Системы управления техническим состоянием и целостностью ГТС, возрастает актуальность задач, связанных с развитием методов оценки надежности сварных соединений. Получение приближенных оценок показателей надежности возможно на основе статистических подходов, использующих данные об отказах сварных соединений вне связи с анализом механизмов разрушения. Более перспективным представляется подход, основанный на моделях так называемой «физической» теории надежности [1, 2]. Основные подходы к оценке показателей надежности применительно к объектам транспорта газа на основе моделей «физической» теории надежности реализованы в СТО Газпром 2-2.3-253-2009 «Методика оценки технического состояния и целостности газопроводов». Принципиальной особенностью подхода является использование прочностных и иных расчетных критериев в исходном виде без введения дополнительных упрощений или ограничений на форму представления критерия, например связанное с требованием обеспечения гладкости граничных кривых или выпуклости границ. Это означает, что оценка показателей надежности, таких как вероятность отказа, может быть выполнена по отношению к любому расчетному критерию, приведенному в нормативных или справочных документах [3, 4]. Соответствующие расчеты могут быть выполнены для любого состояния, характеризуемого выбранной структурой и численными значениями коэффициентов запаса. Таким образом, оценка может быть получена для произвольно выбранного расчетного или предельного состояния.

В рамках данной работы для расчета кольцевых сварных соединений были применены расчетные методы и критерии, реализованные в СТО Газпром 2-2.4-715-2012 «Методика оценки работоспособности кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов».

Оценка вероятностей отказа выполнена на основе подходов, реализованных в СТО Газпром 2-2.3-253-2009. На первом шаге подлежит определению перечень характеристических параметров и соответствующих им характеристик вероятностных распределений. При необходимости должна быть учтена взаимная корреляция значений параметров. Области возможных значений каждого из характеристических параметров разбивают на интервалы, каждому из которых ставят в соответствие вероятность реализации. Понятием «расчетное состояние» определяются совокупность численных значений характеристических параметров и вероятность его реализации, оцениваемая на основе вероятностей реализации соответствующих значений характеристических параметров. При разбиении должна быть обеспечена полнота пространства состояний как для отдельного параметра, так и для совокупности всех

Ключевые слова:
кольцевые сварные соединения магистральных газопроводов, вероятность отказа, детерминистический расчет, показатели надежности.

Keywords:
ring welded joints of trunk gas pipelines, failure probability, deterministic calculation, reliability parameters.

характеристических параметров, включенных в перечень.

Для каждого расчетного состояния на основе детерминистического расчета должны быть оценены критические размеры дефектов при заданных сочетаниях характеристических параметров. По результатам последовательного выполнения расчетов при всех расчетных состояниях формируются два набора состояний, соответствующих выполнению и нарушению принятого расчетного критерия. Сумма вероятностей реализации расчетных состояний, при которых было зафиксировано нарушение условий прочности, соответствует вероятности отказа сварного соединения при заданных типе и размерах дефектов.

На рис. 1 показаны типичные статистические распределения физико-механических характеристик **металла сварного шва**. В качестве одного из характеристических параметров принято значение ударной вязкости по Шарпи (*KCV*). Выбор обусловлен тем, что показатели трещиностойкости металла существенно влияют на прочность сварных соединений с дефектами и при этом характеризуются существенным статистическим разбросом. В то время как у пределов прочности и текучести металла шва разброс не очень большой.

При получении характеристик трещиностойкости металла (в самом простом случае – испытание на ударный изгиб) обычно наблюдается значительный разброс. В общем случае вероятностно могут быть заданы все входные параметры, в том числе и пределы прочности и текучести, а также нагрузки. Прочность кольцевых сварных соединений в значительной сте-

пени зависит от величины продольных растягивающих нагрузок, которые в свою очередь зависят от внутреннего давления, температурного перепада, радиуса изгиба трубопровода и остаточных сварочных напряжений. В рассмотренном ниже примере принят во внимание только статистический разброс характеристик трещиностойкости металла сварного шва, оцениваемый на основе данных об ударной вязкости по Шарпи.

Для оценки погрешностей методов неразрушающего контроля последовательно должны быть проведены операции, включающие выполнение контроля сварного соединения с оформлением результатов контроля в протоколе, металлографические исследования протестированных сварных соединений, сопоставление результатов неразрушающего контроля с результатами прямых измерений размеров дефектов в ходе металлографических исследований.

Для рассмотренного в работе метода неразрушающего контроля получены плотность и соответствующая ей функция распределения погрешностей определения высоты дефекта (рис. 2).

На рис. 3 отражено влияние расчетных параметров характеристик трещиностойкости и погрешности определения метода неразрушающего контроля на размеры допустимых дефектов сварного соединения.

На рис. 4 показаны фактические распределения значений ударной вязкости по Шарпи и погрешностей определения высоты дефекта, соответствующих одному из рассмотренных типов приборов ультразвукового контроля.

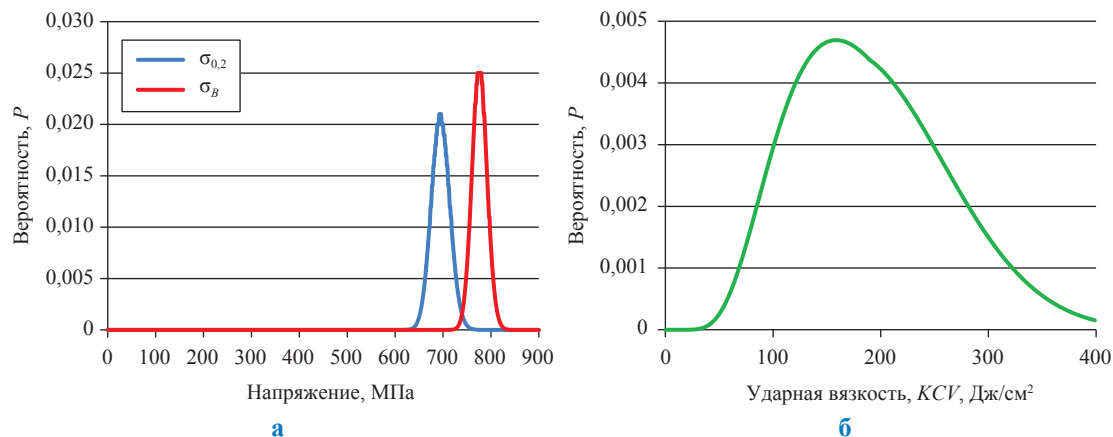


Рис. 1. Свойства металла шва:

а – статистические распределения пределов текучести ($\sigma_{0,2}$) и прочности (σ_B);

б – статистическое распределение ударной вязкости по Шарпи, *KCV*

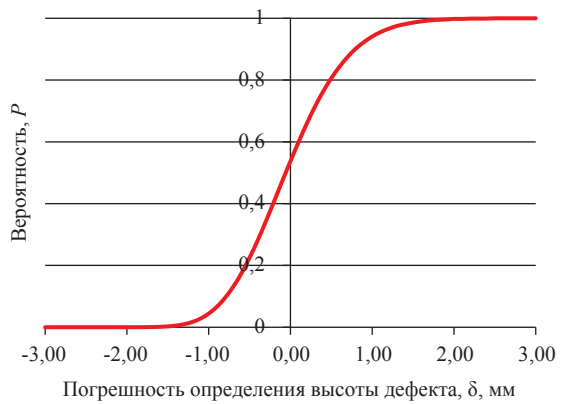
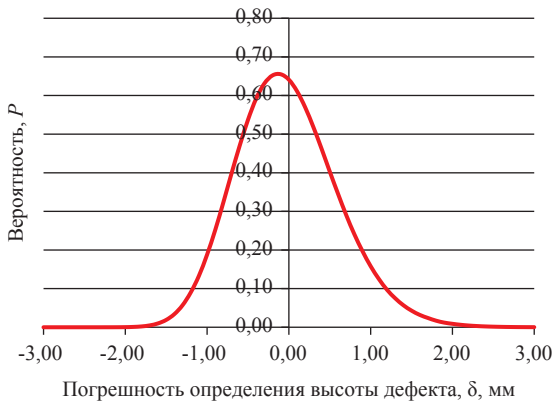
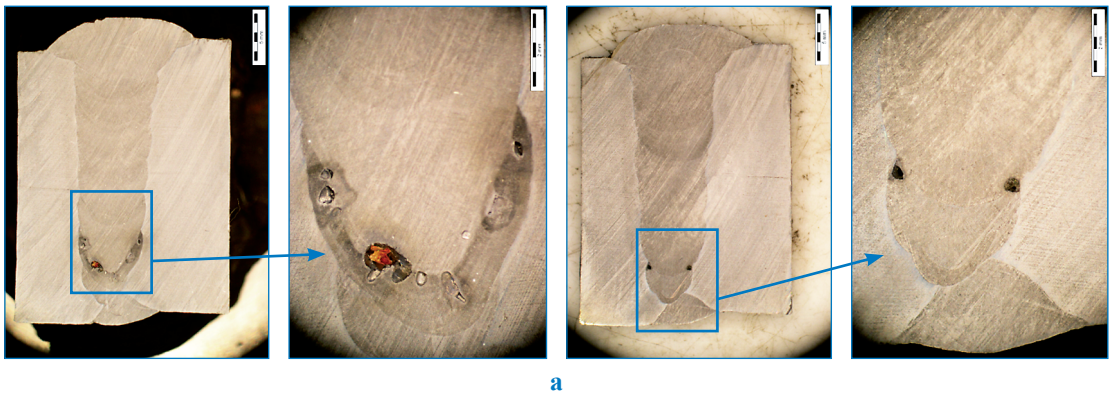


Рис. 2. Погрешность метода неразрушающего контроля:

а – металлографические исследования сварных соединений; б – плотность распределения погрешностей определения высоты дефекта; в – функция распределения погрешностей определения высоты дефекта

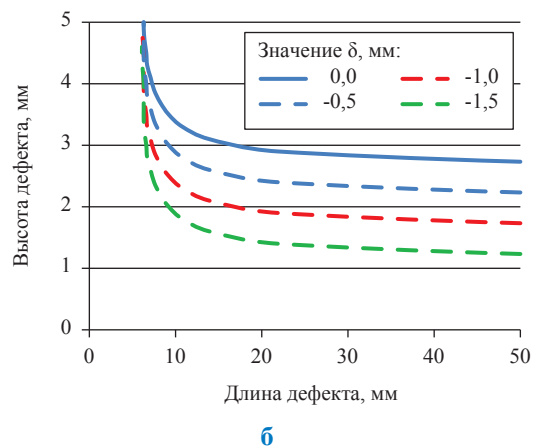
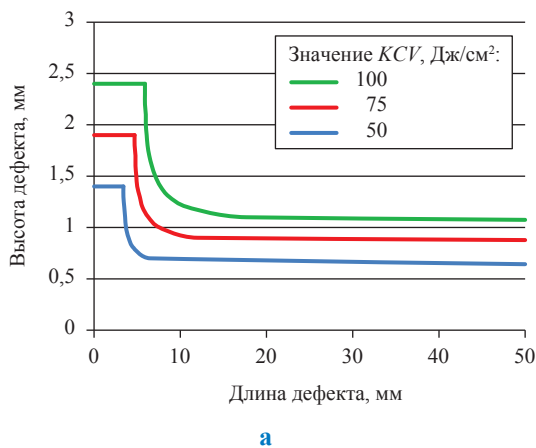


Рис. 3. Зависимость норм оценки дефектов: а – от ударной вязкости по Шарпи, KCV металла шва; б – от погрешности измерения высоты дефекта

В рамках рассмотренного выше алгоритма выполнено разбиение диапазонов возможных значений ударной вязкости и погрешностей определения высоты дефекта на диапазоны с вычислением вероятностей реализации значений из соответствующих интервалов.

В табл. 1 и 2 приведены парциальные вероятности реализации значений ударной вязкости и погрешности определения высоты дефекта, соответствующие интервалам разбиения. В табл. 3 отражены вероятности реализации расчетных состояний, сформированные на основе данных из табл. 1 и 2.

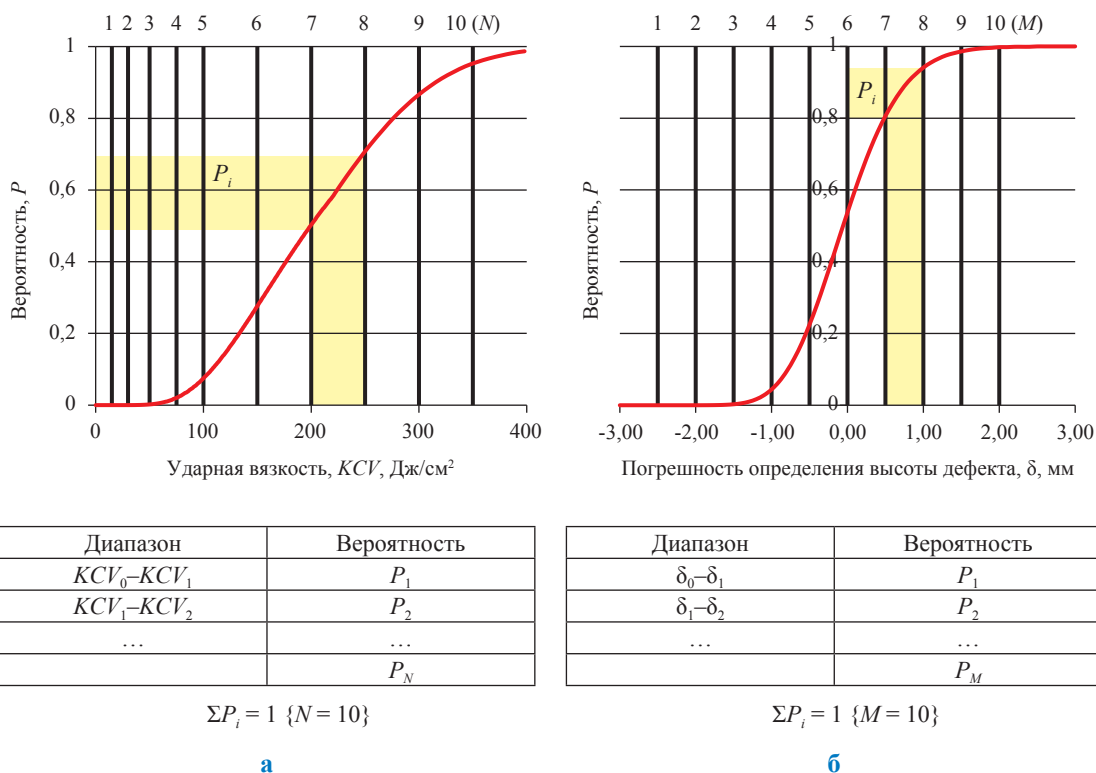


Рис. 4. Распределение значений ударной вязкости по Шарпи, KCV металла шва, (а) и качества погрешностей определения высоты дефекта (б)

Таблица 1

Диапазоны разбиения ударной вязкости по Шарпи, KCV сварного шва

Интервал, KCV , Дж/см ²	Расчетное значение, KCV , Дж/см ²	Вероятность реализации
15–30	15	$3,75 \cdot 10^{-5}$
30–50	30	$1,88 \cdot 10^{-3}$
50–75	50	0,019
75–100	75	0,059
100–150	100	0,232
150–200	150	0,257
200–250	200	0,194
250–300	250	0,132
300–350	300	0,077
350 +	350	0,029

Таблица 2

Диапазоны разбиения погрешности определения высоты дефекта метода неразрушающего контроля

Интервал, мм	Расчетное значение, мм	Вероятность реализации
-2,5–(-2,0)	-2,5	$2,84 \cdot 10^{-5}$
-2,0–(-1,5)	-2,0	$2,67 \cdot 10^{-3}$
-1,5–(-1,0)	-1,5	0,041
-1,0–(-0,5)	-1	0,181
-0,5–0,0	-0,5	0,313
0,0–0,5	0,0	0,268
0,5–1,0	0,5	0,135
1,0 ,, 1,5	1,0	0,045
1,5–2,0	1,5	0,011
2 +	2	$2,49 \cdot 10^{-3}$

Таблица 3

Набор расчетных состояний

Параметр	Погрешность метода неразрушающего контроля, мм										
	-2,5	-2,0	-1,5	-1,0	-0,5	0	0,5	1,0	1,5	2,0	
Расчетное значение, КСЧ, Дж/см ²	15	$1,07 \cdot 10^{-9}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$	$1,54 \cdot 10^{-6}$	$6,79 \cdot 10^{-6}$	$1,17 \cdot 10^{-5}$	$1,01 \cdot 10^{-5}$	$5,06 \cdot 10^{-6}$	$1,69 \cdot 10^{-6}$	$4,13 \cdot 10^{-7}$	$9,36 \cdot 10^{-8}$
	30	$5,34 \cdot 10^{-8}$	$5,02 \cdot 10^{-6}$	$7,71 \cdot 10^{-5}$	0,00034	0,00059	0,00050	0,00025	0,00085	$2,07 \cdot 10^{-5}$	$4,69 \cdot 10^{-6}$
	50	$5,4 \cdot 10^{-7}$	$5,07 \cdot 10^{-5}$	0,00078	0,0034	0,0059	0,0051	0,0026	0,00086	0,00021	$4,74 \cdot 10^{-5}$
	75	$1,54 \cdot 10^{-6}$	0,00014	0,0022	0,0098	0,0169	0,014	0,0073	0,0024	0,00059	0,00013
	100	$5,74 \cdot 10^{-6}$	0,00054	0,0083	0,037	0,063	0,054	0,027	0,0091	0,0022	0,00050
	150	$6,45 \cdot 10^{-6}$	0,00061	0,0093	0,041	0,071	0,061	0,031	0,010	0,0025	0,00057
	200	$5,09 \cdot 10^{-6}$	0,00048	0,0073	0,033	0,056	0,048	0,024	0,0081	0,00209	0,00045
	250	$3,47 \cdot 10^{-6}$	0,00033	0,0050	0,022	0,038	0,033	0,016	0,0055	0,0013	0,00030
	300	$2,19 \cdot 10^{-6}$	0,00021	0,0031	0,014	0,024	0,021	0,0104	0,0035	0,00084	0,00019
	350	$8,38 \cdot 10^{-7}$	0,00008	0,0019	0,005	0,009	0,007	0,004	0,0013	0,0003	0,00007

Таблица 4

Результаты расчета

Параметр	Погрешность метода неразрушающего контроля, мм										
	-2,5	-2,0	-1,5	-1,0	-0,5	0	0,5	1,0	1,5	2,0	
Расчетное значение, КСЧ, Дж/см ²	15	$1,07 \cdot 10^{-9}$	$1,00 \cdot 10^{-7}$	$1,54 \cdot 10^{-6}$	$6,79 \cdot 10^{-6}$	$1,17 \cdot 10^{-5}$	$1,01 \cdot 10^{-5}$	$5,06 \cdot 10^{-6}$	$1,69 \cdot 10^{-6}$	$4,13 \cdot 10^{-7}$	$9,36 \cdot 10^{-8}$
	30	$5,34 \cdot 10^{-8}$	$5,02 \cdot 10^{-6}$	$7,71 \cdot 10^{-5}$	0,00034	0,00059	0,00050	0,00025	0,00085	$2,07 \cdot 10^{-5}$	$4,69 \cdot 10^{-6}$
	50	$5,4 \cdot 10^{-7}$	$5,07 \cdot 10^{-5}$	0,00078	0,0034	0,0059	0,0051	0,0026	0,00086	0,00021	$4,74 \cdot 10^{-5}$
	75	$1,54 \cdot 10^{-6}$	0,00014	0,0022	0,0098	0,0169	0,014	0,0073	0,0024	0,00059	0,00013
	100	$5,74 \cdot 10^{-6}$	0,00054	0,0083	0,037	0,063	0,054	0,027	0,0091	0,0022	0,00050
	150	$6,45 \cdot 10^{-6}$	0,00061	0,0093	0,041	0,071	0,061	0,031	0,010	0,0025	0,00057
	200	$5,09 \cdot 10^{-6}$	0,00048	0,0073	0,033	0,056	0,048	0,024	0,0081	0,00209	0,00045
	250	$3,47 \cdot 10^{-6}$	0,00033	0,0050	0,022	0,038	0,033	0,016	0,0055	0,0013	0,00030
	300	$2,19 \cdot 10^{-6}$	0,00021	0,0031	0,014	0,024	0,021	0,0104	0,0035	0,00084	0,00019
	350	$8,38 \cdot 10^{-7}$	0,00008	0,0019	0,005	0,009	0,007	0,004	0,0013	0,0003	0,00007

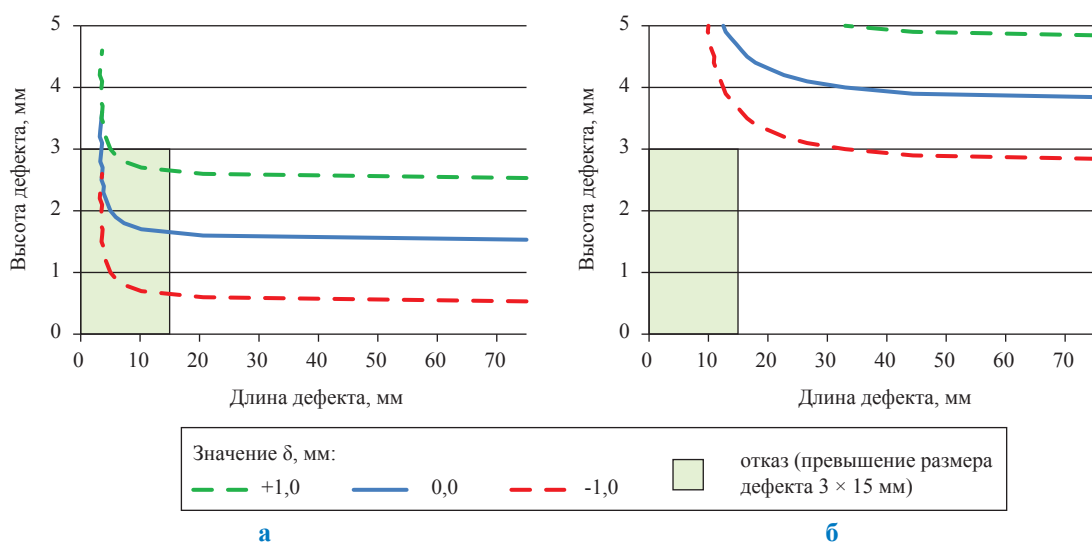


Рис. 5. Выявление расчетных ситуаций, ассоциируемых с отказом:
 а – $KCV = 15$ Дж/см²; б – $KCV = 50$ Дж/см²

На рис. 5 приведены результаты расчетов для отдельных расчетных состояний. Из приведенных графиков видно, каким расчетным состояниям соответствует нарушение условия прочности.

Результаты расчетов для всех расчетных состояний приведены в табл. 4. Цветом выделены совокупности параметров, соответствующих расчетным состояниям, при которых имело место нарушение условия прочности. Общая вероятность отказа (порядка $1 \cdot 10^{-3}$) получена суммированием вероятностей реализации расчетных состояний, ассоциируемых с нарушением условия прочности.

На основе анализа особенностей реализации предложенного подхода может быть сделан ряд выводов качественного характера.

Предложенный алгоритм оценки вероятностей отказа может быть реализован применительно к большинству расчетных критериев, используемых для оценки несущей способности газопровода с дефектами различных типов.

Алгоритм позволяет учесть естественный статистический разброс значений механических свойств основного металла и металла сварных соединений, величин нагрузок и воздействий. При этом за счет выбора номенклатуры учитываемых показателей может быть обеспечена адаптация расчетной модели выбранному типу критерия прочности.

На основе предложенного подхода применительно к оценке показателей надежности могут быть учтены характеристики диагностиче-

ских средств, применяемых для определения типа, размеров и координат дефектов сварных соединений.

Все выполняемые расчеты могут быть алгоритмизированы и выполнены как с помощью универсальных, так специально разработанных программных средств.

В дополнение к прямым расчетным оценкам вероятностей отказов предложенный подход может быть применен для сравнительного комплексного анализа технологий сварки, выбора материалов с позиций обеспечения надежности при учете статистического разброса физико-механических свойств конструкционных материалов и технических характеристик диагностических средств.

Список литературы

1. Барлоу Р. Статистическая теория надежности и испытания на безотказность / Р. Барлоу, Ф. Прошан. – М.: Наука, 1984.
2. Диллан Б. Инженерные методы обеспечения надежности систем: пер. с англ. / Б. Диллан, Ч. Сингх. – М.: Мир, 1984.
3. Байхельт Ф. Надежность и техническое обслуживание / Ф. Байхельт, П. Франкен. – М.: Радио и связь, 1988.
4. Гнеденко Б.В. Математические методы в теории надежности / Б.В. Гнеденко, Ю.К. Беляев, А.Д. Соловьев. – М.: Наука, 1965.

АНАЛИЗ ТЕХНОГЕННЫХ РИСКОВ

УДК 622.691.4:614.8

С.В. Овчаров, Ю.Ю. Петрова

Методические подходы к оценке стоимости объектов окружения и количества находящихся в них людей в рамках задач СУТСЦ ЛЧ МГ

Одним из основных расчетно-аналитических блоков Системы управления техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов (СУТСЦ ЛЧ МГ) является блок количественного анализа техногенного риска, в рамках которого для всех анализируемых участков МГ в обязательном порядке оцениваются две главные составляющие: ожидаемые частота и прямой ущерб от возможных аварий на этих участках [1]. Весьма значимыми факторами ожидаемого прямого ущерба потенциальным реципиентам (т.е. людям, имущественным, природным объектам) от аварий являются [2]:

- прогнозируемый ущерб имуществу третьих лиц, к которому (т.е. имуществу) относятся различные объекты социального, хозяйственно-промышленного и природного окружения ЛЧ МГ (далее – объекты окружения), в том числе жилые, общественные и производственные здания, рекреационные объекты, автомобильные и железные дороги, инженерные сооружения и коммуникации, лесные массивы, сельскохозяйственные угодья, водоемы и т.п., расположенные не далее 500 м от оси МГ;

- прогнозируемый социально-экономический ущерб, связанный с возможными гибелью и травмированием людей, находящихся на объектах окружения, от воздействия поражающих факторов аварий на ЛЧ МГ.

Прямой ущерб (в том числе и указанные его составляющие) оценивается в едином денежном эквиваленте (руб.) и рассчитывается по достаточно сложному алгоритму посредством определения вероятности поражения (повреждения) реципиентов, их количества и стоимости – важнейших данных для оценки ущерба и показателей риска.

Однако, как показывает практика проведения анализа риска, сбор данных о реальной стоимости объектов, не являющихся собственностью или арендованным имуществом владельца МГ, сопряжен со значительными трудностями, обусловленными большим разнообразием видов объектов окружения, принадлежащих различным владельцам (или эксплуатируемых различными арендаторами), которые по разным причинам не хотят или не могут дать информацию о стоимости объектов, либо не располагают соответствующими официальными документированными данными. В ряде случаев невозможно выявить самих владельцев и арендаторов объектов окружения. По аналогичным причинам также часто недоступны (или малодоступны) и данные о количестве людей на объектах окружения и временном режиме их нахождения на (в) этих объектах.

Для обеспечения СУТСЦ ЛЧ МГ указанными данными, необходимыми для расчетов ущерба и риска, авторами настоящей статьи (пока в первом приближении) разработаны методические подходы для оценки стоимости объектов окружения ЛЧ МГ

Ключевые слова:

магистральный газопровод, линейная часть, объект окружения, ущерб, техногенный риск, оценка стоимости, оценка количества людей.

Keywords:

trunk gas pipeline, line part, ambient facility, harm, industrial risk, cost evaluation, calculation of the number of people.

и среднегодового (поскольку показатели риска рассчитываются в разрезе календарного года) количества находящихся на (в) них людей.

Эти подходы в свою очередь базируются на разработанном авторами специальном классификаторе объектов окружения ЛЧ МГ и методическом приеме по идентификации объектов на картографической основе.

Классификатор содержит конечный (но с возможностью расширения) список типовых объектов окружения, насчитывающий на данный момент около 50 наименований. Каждому типовому объекту (например, зданию, автомобильной дороге, лесному массиву, пашне и т.п.) ставится в соответствие характерный набор атрибутов, таких, например, как: назначение объекта, его размеры, год ввода в эксплуа-

тацию, категория (или вид, модификация, сорт и т.п.), характерные параметры, а также упомянутые выше стоимость (абсолютная или удельная) объекта и количество (или плотность) людей на объекте. В качестве примера в таблице приведены фрагменты классификатора.

Классификатор используется при подготовке данных для расчета ущерба и риска от аварий на МГ, проводимого на реальной картографической основе. В ходе подготовки данных идентифицируются все объекты окружения, расположенные в километровой полосе вдоль МГ (в пределах 500 м справа и слева от оси МГ), с определением типовых наименований объектов, их географических координат и конкретных значений всех их атрибутов, включая текущие стоимости объектов и количество

Классификационное описание объектов окружения ЛЧ МГ (фрагменты)

№	Тип объекта	Код объекта	Атрибуты объекта	
			наименование	возможные значения
1	Здание жилое	Здж	Площадь этажа в плане, s , м ²	0–5000
			Основной материал постройки, m , б/р	1. Дерево. 2. Кирпич. 3. Железобетон
			Этажность, $n_{эт}$, шт.	1–30
			Год ввода здания в эксплуатацию, a_g	1950 – текущий
			Общее количество зарегистрированных жителей, N_p , чел.	0–1000
			Стоимость 1 м ² , $q_{об}$, руб./м ²	0–1000000
...				
4	Автомобильная дорога	Ад	Категория автодороги, K , б/р	I–V
			Число полос, n_p , шт.	1–10
			Длина в пределах ячейки, $l_{ад}$, м	0–80
			Год ввода в эксплуатацию, a_g	1950 – текущий
			Стоимость 1 км, $q_{об}$, руб./км	0–10000000
...				
10	Линия электропередач воздушная	ЛЭП	Напряжение ЛЭП, u , кВ	0–500
			Длина ЛЭП в пределах ячейки, $l_{лэп}$, м	0–30
			Год ввода в эксплуатацию, a_g	1950 – текущий
			Стоимость 1 пог. м, $q_{об}$, руб./м	0–100000
...				
39	Лесной массив	ЛЛ	Тип массива, D_h , б/р	1. Лиственный. 2. Хвойный. 3. Смешанный
			Средний диаметр стволов, $d_{с}$, см	1. Тонкоствольный лиственный (менее 16 см). 2. Толстоствольный лиственный (не менее 16 см). 3. Тонкоствольный хвойный (менее 12 см). 4. Толстоствольный хвойный (не менее 12 см). 5. Смешанный
			Площадь в пределах ячейки, $s_{л1}$, м ²	0–400
			Стоимость 1 куб. м древесины, $q_{об}$, руб./м ³	0–1000

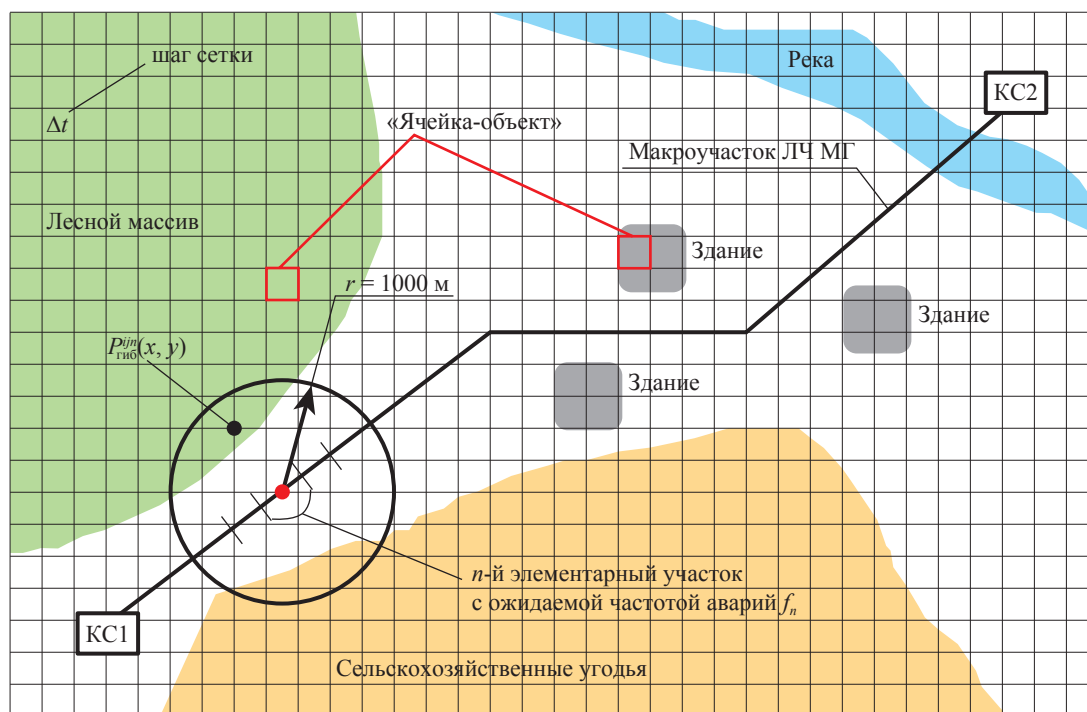
людей на них (если «прямые» данные по стоимости и людям удалось получить от владельцев или арендаторов объектов). Как можно заметить, в таблице встречаются такие атрибуты, как «длина в пределах ячейки», «площадь в пределах ячейки», «количество единиц в пределах ячейки». Это связано с тем, что идентификация объектов окружения производится по квадратным ячейкам (со стороной квадрата 20 м) расчетной сетки, «накладываемой» на план территории вдоль трассы МГ (рисунок).

Данный методический прием облегчает ввод информации в компьютерную программу (делая его универсальным) об абсолютно разнородных по своим размерам и конфигурации объектах окружения, которые могут быть «точечными», линейно-протяженными, площадными с прямолинейными и криволинейными границами и т.п. Каждый квадрат 20×20 м расчетной сетки получил название «ячейка-объект» (или просто «ячейка»), поскольку в каждую из них обязательно попадает какой-либо объект целиком (например, здание) или часть объекта (например, участок леса, поля, дороги и т.п.). Именно ячейка-объект в конечном счете наделяется атрибутами, фигурирующими в классификаторе объектов окружения,

и именно ячейке приписываются конкретная стоимость и количество людей.

Оценка стоимости объектов окружения

Итак, если прямых данных по текущей стоимости конкретного объекта («ячейки-объекта») нет, то ее приближенную оценку авторы предлагают выполнять по формулам, представляющим собой в общем случае произведение среднерыночной цены аналогичного рассматриваемому объекту окружения *нового* типового объекта (т.е. цены на момент изготовления, ввода в эксплуатацию) или его доли, единичного элемента и ряда коэффициентов (множителей). Эти коэффициенты учитывают в заданном формализованном виде конкретные значения атрибутов для рассматриваемого объекта, фигурирующих в классификаторе для соответствующего типового объекта окружения, например фактический срок эксплуатации («возраст») объекта (и, соответственно, связанную с ним степень износа), характерные размеры объекта, регион расположения, категорию (или назначение, вид, сорт, марку, модификацию) и т.п., а также инфляцию и дополнительную стоимость, связанную, например, с затратами на монтаж, транспортировку объекта.



Подготовка исходных данных по объектам окружения ЛЧ МГ на картографической основе ($P_{гиб}^{jn}(x, y)$ – условная вероятность поражения человека в точке территории с координатами x, y при реализации сценария аварии C_j на n -ом участке магистрального газопровода)

Расчет текущей стоимости зданий, сооружений, технологического оборудования, транспортных средств проводится по общей формуле

$$Cost = Cost_{нов} k_{инф} k_{рег} k_{аморт} k_{монт} \quad (1)$$

где $Cost_{нов}$ – стоимость нового объекта в пределах одной ячейки 20×20 м, руб., определяемая на основе его основных атрибутов; $k_{инф}$ – коэффициент инфляции, учитывающий инфляцию за время эксплуатации объекта; $k_{рег}$ – региональный коэффициент, влияющий на стоимость объекта в зависимости от региона, в котором объект расположен (например, в отношении зданий для Москвы, Московской обл., Санкт-Петербурга принимается равным 2,5); $k_{аморт}$ – «амортизационный» коэффициент, понижающий стоимость объекта в зависимости от его износа (амортизация начисляется по линейному методу); $k_{монт}$ – коэффициент, учитывающий стоимость транспортировки, монтажа оборудования и другие возможные затраты.

При расчете текущей стоимости также учитываются атрибуты:

T_n – срок полезного использования (нормативный срок службы) объекта; $T_{экс} = T_{тек} - a_g$ – время эксплуатации, где $T_{тек}$ – текущий на момент расчета год, a_g – год ввода объекта в эксплуатацию.

$$\text{При } (T_n - T_{экс}) \geq 1 \quad k_{аморт} = 1 - \frac{T_{экс}}{T_n};$$

$$\text{при } (T_n - T_{экс}) < 1 \quad k_{аморт} = \frac{1}{T_n},$$

т.е. под конец срока полезного использования (нормативного срока службы) остаточная стоимость объекта принимается равной стоимости на год, предшествующий окончанию полезного использования объекта.

Вид формул для расчета $Cost_{нов}$ зависит от типа объекта окружения. Ниже приведены примеры расчетных формул для некоторых типов объектов.

Так, начальная стоимость такого объекта окружения, как здание, в пределах одной ячейки 20×20 м определяется по формуле

$$Cost_{нов}^{здж} = \frac{S_{эт} n_{эт} q_{об}^{здж}}{n_{яч}}, \quad (2)$$

где $S_{эт}$ – площадь одного этажа здания, m^2 ; $n_{эт}$ – количество этажей; $q_{об}^{здж}$ – среднерыночная стоимость $1 m^2$ нового жилого здания (зависит прежде всего от основного материала построй-

ки и, например, для деревянных построек принимается равной $20000 \text{ руб./}m^2$); $n_{яч}$ – количество ячеек 20×20 м, занимаемое рассматриваемым зданием на местности:

$$n_{яч} = \frac{S_{эт}}{400} \text{ при } S_{эт} > 400 m^2;$$

$$n_{яч} = 1 \text{ при } S_{эт} < 400 m^2.$$

Начальная стоимость участка автомобильной дороги длиной 20 м (в пределах ячейки) может быть определена по формуле

$$Cost_{нов}^{Ал} = \frac{20 n_{полос} q_{об}^{Ал}}{1000}, \quad (3)$$

где $n_{полос}$ – количество полос автодороги; $q_{об}^{Ал}$ – среднерыночная удельная (на 1 км) стоимость одной полосы автодороги данной категории, руб./км (например, значение удельной стоимости однополосной автодороги 1-й категории, используемое на текущий момент в стоимостных расчетах, по результатам анализа данных [3] принято равным 41 млн руб./км).

Начальная стоимость резервуара для хранения нефтепродуктов определяется по формуле

$$Cost_{нов}^{рез} = q_{об}^{рез} m_p, \quad (4)$$

где $q_{об}^{рез}$ – удельная стоимость материала, из которого изготовлен резервуар, руб./т, для стальных резервуаров авторами в расчетах принимается $q_{об}^{рез} = 55000 \text{ руб./т}$; m_p – масса резервуара, т.

Несколько более сложные «стоимостные» формулы получены для таких объектов окружения, как: железные дороги; газопроводы; трубопроводы различного назначения (подземные, надземные, наземные); резервуары различных конструкций для хранения нефтепродуктов, сжиженных углеводородных газов, воды; другое технологическое оборудование, расположенное вблизи ЛЧ МГ.

В качестве примера рассчитаем приближенную текущую (по состоянию на 2013 г.) стоимость построенного в 2012 г. двухэтажного деревянного дома на ленточном бутовом фундаменте площадью в плане $50 m^2$, расположенного в Московской области.

Исходные данные:

$S_{эт} = 50 m^2$; $n_{эт} = 2$; $n_{яч} = 1$ (поскольку $S_{эт} < 400 m^2$);

$q_{об}^{здж} = 20000 \text{ руб./}m^2$ (включает затраты на транспортировку стройматериалов); $k_{инф} = 1,06$ (инфляция за этот период составила 6 %);

$T_n = 50$ лет в соответствии с [4];

$T_{\text{экс}} = 2013 - 2012 = 1$ год;

$$k_{\text{аморт}} = 1 - \frac{1}{50} = 0,98;$$

$k_{\text{рег}} = 2,5$ (для Московской обл.);

$k_{\text{монт}} = 1$ (поскольку затраты на транспортировку стройматериалов включены в $q_{\text{об}}^{\text{здк}}$).

Тогда с помощью формул (1) и (2) получим:

$$\begin{aligned} \text{Cost} &= \frac{S_{\text{эт}} n_{\text{эт}} q_{\text{об}}^{\text{здк}}}{n_{\text{яч}}} k_{\text{инф}} k_{\text{рег}} k_{\text{аморт}} k_{\text{монт}} = \\ &= \frac{50 \cdot 2 \cdot 20000}{1} \cdot 1,06 \cdot 2,5 \cdot 0,98 \cdot 1 = 5194000 \text{ руб.} \end{aligned}$$

В отличие от «изнашиваемых» объектов окружения текущая стоимость природных объектов определяется с учетом иных критериев, нежели инфляция и амортизация. Так, расчет стоимости лесного массива производится в соответствии с [5] по формуле

$$\text{Cost}_{\text{лес}} = S_{\text{лес}} V q_{\text{об}}^{\text{лес}} K_1 K_2 K_3 K_4,$$

где V – корневой запас древесины на 1 га, $\text{м}^3/\text{га}$ (средний корневой запас древесины $V = 100 \text{ м}^3/\text{га}$); $S_{\text{лес}}$ – площадь лесного массива, стоимость которого нужно оценить (при расчете ущерба от теплового воздействия пожара на МГ значение $S_{\text{лес}}$ определяется как площадь территории, ограниченной изолинией теплового потока $7 \text{ кВт}/\text{м}^2$ на конец первой минуты после начала пожара; для расчета стоимости леса в пределах ячейки расчетной сетки $S_{\text{лес}} = 0,04 \text{ га}$); $q_{\text{об}}^{\text{лес}}$ – ставка платы за единицу объема лесных ресурсов, руб. (устанавливается в соответствии с [7]); K_1 – коэффициент, учитывающий вид нарушения лесного законодательства (для случая «уничтожение или повреждение до степени прекращения роста деревьев» $K_1 = 50$); K_2 – повышающий коэффициент, зависящий от времени года, на которое рассчитывается стоимость (в период с декабря по январь – 2, в остальные месяцы – 1, в случае отсутствия точной информации $K_2^j = 1$); K_3 – повышающий коэффициент для ставок платы за единицу объема древесины лесных насаждений (утверждается ежегодно в соответствии с законом о федеральном бюджете на предстоящий год, например, в соответствии с [6] $K_3 = 1,30$); K_4 – повышающий коэффициент, учитывающий категорию лесного массива (устанавливается в соответствии с [5], $K_4 = 1$).

Оценка количества людей на объектах окружения

Среднее количество людей на конкретном объекте окружения определяется по конкретным значениям основных атрибутов этого объекта, фигурирующих в классификаторе (в качестве которых для здания, например, выступают назначение объекта, площадь в плане, этажность), с учетом установленных стандартных норм площади, приходящейся на одного человека.

Приближенное количество людей в здании рассчитывается как:

$$N_{\text{чел.}} = \frac{S_{\text{эт}} n_{\text{эт}}}{S_{1-\text{чел.}}^{\text{зд}}}, \quad (5)$$

где $S_{1-\text{чел.}}^{\text{зд}}$ – установленная норма площади помещения на 1 чел., м^2 .

Данная норма зависит от назначения здания (жилое, административное, производственное, образовательное, медицинское и т.п.) и определена нормативными документами. Так, например, в соответствии с [8] социальная норма для жилых зданий составляет 18 м^2 общей площади на одного члена семьи, состоящей из трех и более человек, а для общественных и производственных зданий различного назначения – от нескольких единиц до нескольких сотен квадратных метров [9, 10].

При дальнейших расчетах показателей риска полученное описанным выше способом количество людей умножается на долю времени их пребывания на рассматриваемом объекте

в течение календарного года $t = \frac{T_{\text{преб}}}{T_{\text{год}}}$, где

$T_{\text{преб}}$ – общее количество часов пребывания людей на объекте в течение года (как правило, вычисляется приближенно, например на основании сменности работы на производстве и т.п.), $T_{\text{год}} = 8760 \text{ ч}$ – продолжительность календарного года. В результате получается искомое среднегодовое количество людей на объекте.

Для успешного применения описанных подходов пользователь СУТЦ ЛЧ МГ должен иметь данные о расположении и характеристиках объектов окружения МГ, по меньшей мере, в рамках перечня атрибутов, зафиксированных в классификаторе объектов окружения. Такие данные могут быть получены из геоинформационных систем, картографических материалов, материалов космо- и аэрофотосъемки, специализированных баз данных.

Предлагаемые методические подходы дают возможность пользователю СУТЦ ЛЧ МГ проводить необходимые расчеты ущерба и риска в весьма часто встречающейся ситуации

отсутствия прямых данных о конкретных текущих стоимостях объектов окружения, расположенных вблизи исследуемых участков ЛЧ МГ ЕСГ ОАО «Газпром».

Список литературы

1. Овчаров С.В. Анализ техногенного риска в задачах Системы управления техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов / С.В. Овчаров, С.В. Нефедов, С.А. Ковалев и др. // Газотранспортные системы: настоящее и будущее: сб. докл. IV Межд. науч.-технич. конф. (GTS-2011). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2012. – С. 437–448.
2. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2009.
3. Интернет-сайт Федерального дорожного агентства Министерства транспорта Российской Федерации (<http://rosavtdor.ru>)
4. ГОСТ Р 54257-2010. Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения и требования.
5. Постановление Правительства Российской Федерации от 08.05.2007 г. № 273 «Об исчислении размера вреда, причиненного лесам вследствие нарушения лесного законодательства».
6. Федеральный закон от 02.12.2009 г. № 308-ФЗ «О федеральном бюджете на 2010 год и на плановый период 2011 и 2012 годов».
7. Постановление Правительства Российской Федерации от 22.05.2007 г. № 310 «О ставках платы за единицу объема лесных ресурсов и ставках платы за единицу площади лесного участка, находящегося в федеральной собственности».
8. Жилищный кодекс РФ (ЖК РФ) от 29.12.2004 г. № 188-ФЗ.
9. СНиП 31-06-2008. Общественные здания и сооружения.
10. СНиП 31-03-2001. Производственные здания.

УДК 622.691.4.053

Ю.Ю. Петрова, С.В. Овчаров

О сборе и подготовке данных по объектам окружения для целей Системы управления техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов

Основными составляющими техногенного риска в рамках задач Системы управления техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов (СУТСЦ ЛЧ МГ) Единой системы газоснабжения (ЕСГ) ОАО «Газпром» являются ожидаемые прямой ущерб от одной аварии и частота аварий на участках газопроводов [1, 2]. Для проведения расчетов составляющих и показателей техногенного риска на протяженных участках магистральных газопроводов предварительно необходимо собрать и обработать большой объем информации, весомой составной частью которой являются данные по объектам социального, хозяйственно-промышленного и природного окружения газопроводов. Таким образом, в масштабе всей газотранспортной системы (ГТС) ОАО «Газпром» весьма актуальным становится вопрос о выработке единого подхода к сбору и подготовке данных по объектам окружения ГТС, а также созданию единого геоинформационного хранилища. Данный вопрос осложняется многообразием инфраструктуры, окружающей магистральные газопроводы.

Проанализировав наиболее часто встречающиеся объекты окружения ГТС и их основные характеристики, для задач СУТСЦ ЛЧ МГ авторами было разработано классификационное описание объектов социального, хозяйственно-промышленного и природного окружения [3]. Классификационное описание содержит 59 основных типовых объектов (здание, автомобильная и железная дороги, линия электропередач (ЛЭП) и т.д.) с характерным набором атрибутов. Рассматриваемые объекты окружения в рамках задач СУТСЦ ЛЧ МГ должны анализироваться не только как объекты, подверженные возможному негативному влиянию со стороны ГТС, но и как объекты, представляющие угрозу ее функционированию. Кроме того, все технологические объекты ГТС (узлы запорной арматуры, узлы запуска и приема очистных устройств, газоизмерительные станции и т.д.) также должны учитываться при расчете ущерба аналогично объектам окружения.

Идентификация объектов окружения проводится на территории, прилегающей к газопроводу, в полосе шириной 1000 м (по 500 м вправо/влево от оси МГ) с определением:

- пространственной информации (географических координат и геометрических параметров объектов);
- характеристик (атрибутов) объекта (материала изготовления, назначения, владельца, стоимости, распределения людей и т.п.).

Наиболее вероятными источниками получения пространственной информации являются картографические материалы. Цифровые карты вдоль магистральных газопроводов создаются методом векторизации существующих бумажных топографических карт различных масштабов. Обязательным является обновление данных об объектах на момент создания цифровой карты (и далее с определенным периодом) по материалам аэро- и космосъемки, а при необходимости – по данным полевого дешифрирования. Для уточнения атрибутов объектов необходимо проведение дополнительных мероприятий: запрос и анализ кадастровых данных, вертолетные обследования, сбор информации мобильными группами сотрудников линейно-производственных управлений МГ, полевые работы и т.д.

Ключевые слова:
магистральный газопровод, линейная часть, объект окружения, ущерб, показатели техногенного риска.

Keywords:
trunk gas pipeline, line part, ambient facility, harm, industrial risk parameters.

Отдельной задачей является определение точного или расчетного значений стоимости объектов и распределения людей по объектам и прилегающей территории. Под стоимостью объекта в данном случае следует понимать текущую (балансовую) стоимость основных средств за вычетом суммы накопленной амортизации, по которой актив отражается в учете и финансовой отчетности предприятия. Подробно аспекты определения значений стоимости объектов окружения и количества находящихся в них людей описаны в статье [3].

В состав геоинформационной системы СУТЦ ЛЧ МГ требуется включить электронные картографические материалы, покрывающие всю территорию вдоль исследуемых газопроводов. В соответствии с [4] технологическая схема должна содержать основную нитку МГ, ответвления, лупинги, перемычки, запорную арматуру, переходы через естественные и искусственные препятствия, узлы подключения компрессорных станций, узлы пуска и приема очистных устройств, газоизмерительные станции, пункты регулирования давления газа, конденсатосборники, установки электрохимической защиты, контрольные пункты систем телемеханики, противопожарные средства.

Масштаб планов трасс рекомендуется брать не менее 1 : 10000 (1 см – 100 м). На планах должны быть отражены сведения об особенностях трассы МГ и ближайших (в полосе шириной 1 км вдоль трубопровода) объектах окружения: железных и автомобильных дорогах, ЛЭП, инженерных коммуникациях, населенных пунктах, зданиях, сооружениях, сельскохозяйственных и промышленных предприятиях, озерах, реках, лесных массивах, сельскохозяйственных и других.

Необходимая при подготовке картографическая информация, материалы аэро- и космосъемки должны удовлетворять следующим требованиям:

- векторные карты должны соответствовать по нагрузке топографическим картам масштаба 1 : 25000 (1 : 10000 для отдельных областей при необходимости);
- аэрокосмические снимки должны иметь разрешение 2–2,5 м;
- обзорные векторные карты должны соответствовать по нагрузке топографическим картам масштаба 1 : 1000000.

Для понижения уровня конфиденциальности необходимо производить «разгрузку»

карт от некоторых типов объектов. По тематическому содержанию карты должны соответствовать ГОСТ Р [5]. Все объекты, карты и аэрокосмические снимки должны быть представлены в двух системах координат – географической (для возможности стыковки) и метрической (для осуществления расчетов и измерений). Кроме того, для вычислений возможно использование местной системы координат.

Рассмотрим подробнее процедуру подготовки данных для расчетов составляющих и показателей техногенного риска в рамках СУТЦ ЛЧ МГ. Изучаемый подход базируется на классической схеме расчета всех составляющих ущерба от одной потенциальной аварии [1]. Последовательные этапы работы включают:

- сбор и предварительный анализ исходных данных по участку газопровода: проектной, исполнительной и эксплуатационной технической документации; результатов диагностических обследований, геопространственных данных; уточнение природно-климатических условий вдоль трассы газопровода;
- создание геопространственной основы для отображения результатов (техническая обработка и географическая привязка изображений) [5–8];
- идентификацию природных и инфраструктурных объектов окружения газопровода в полосе шириной 1000 м (по 500 м влево/вправо от оси газопровода) (рис. 1).

Идентификация объектов предполагает следующие действия:

- выявление и картирование системы природных и инфраструктурных объектов, создание sph-файлов, формирование базы данных по всем объектам с указанием координат полигонов (либо точечных объектов) и связанных с ними атрибутов;
- определение и оценку основных характеристик (атрибутов) природных и инфраструктурных объектов;
- разбиение проекции рассматриваемой территории на прямоугольные или шестигранные ячейки одинаковой площади, полностью покрывающие ее без пересечения (аналогично приведенному на рис. 2);
- выявление состава природных или инфраструктурных объектов (части природного или инфраструктурного объекта), находящихся в каждой ячейке.

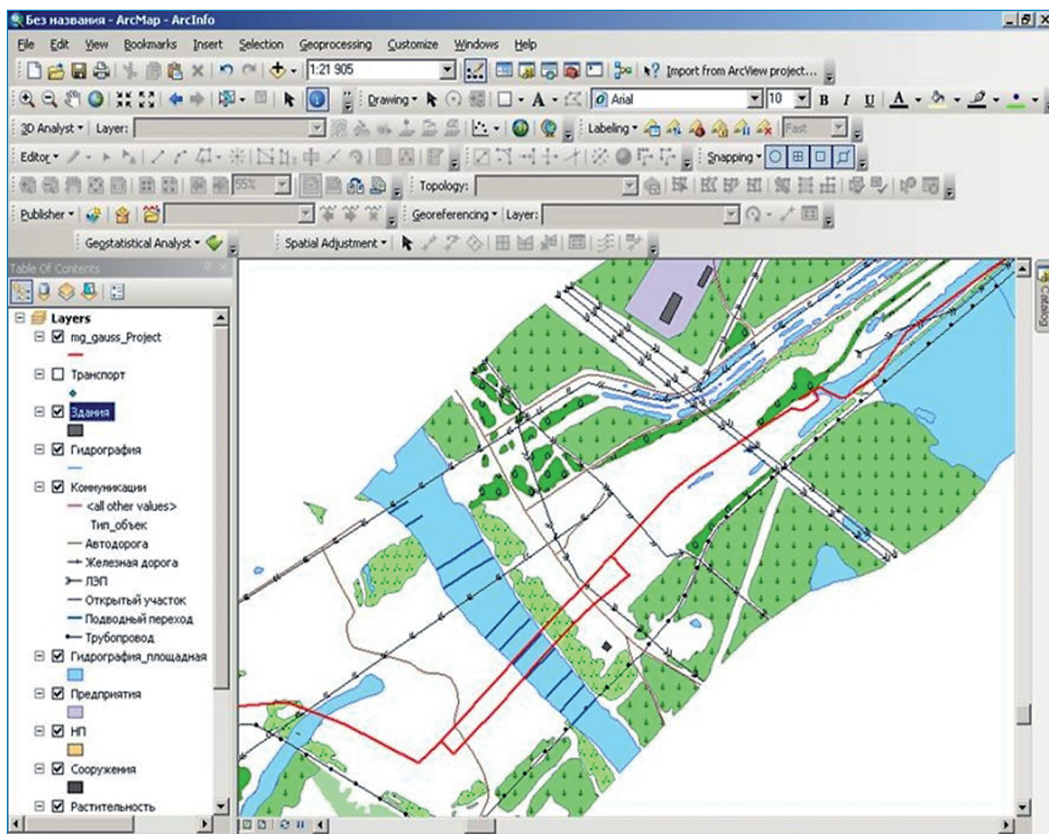


Рис. 1. Полоса 500 м влево и вправо от оси газопровода с выявленными природными и инфраструктурными объектами

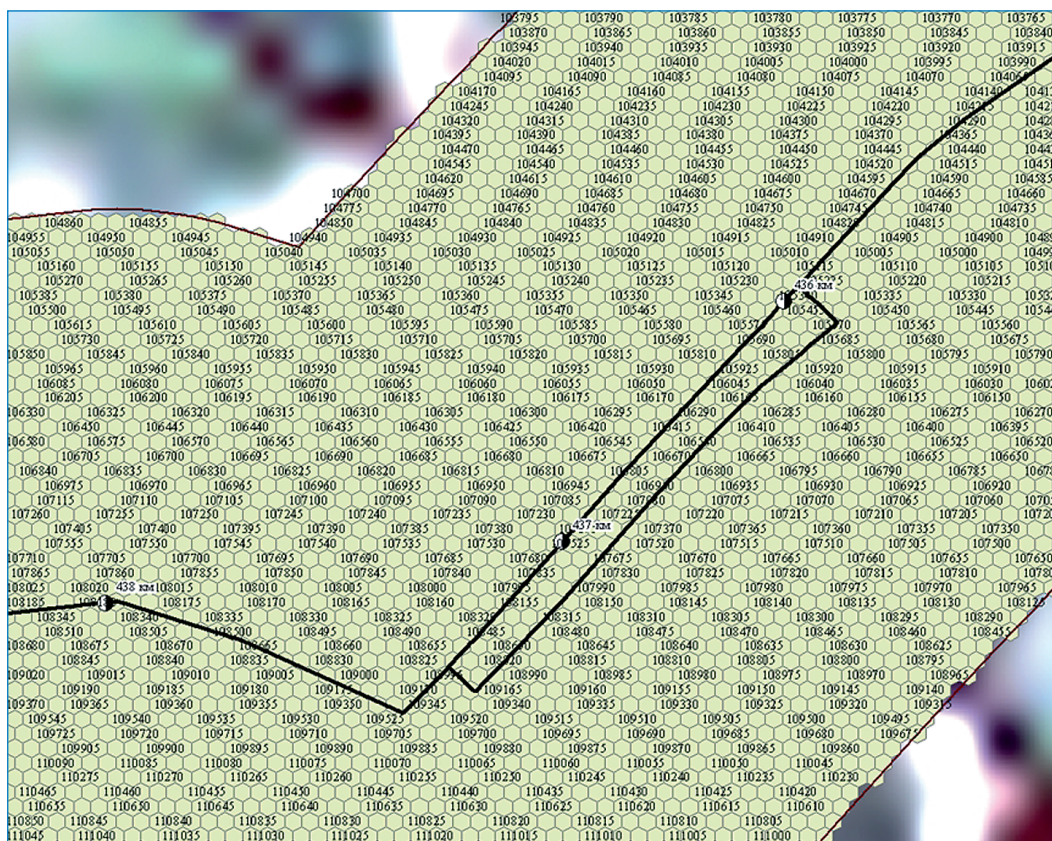


Рис. 2. Разбиение территории вдоль газопровода на шестигранные ячейки [9]

Разбиение территории на ячейки обосновано удобством определения удельных стоимостей объектов и количества находящихся в них людей, а также оценки пораженных в случае аварии площадей объектов при расчетах ожидаемого ущерба в денежном эквиваленте.

В основу первого методического подхода по сбору данных положены географическая привязка и идентификация трассы МГ и объектов окружения на базе картографических материалов с применением современных геоинформационных технологий. Преимуществами данного подхода являются точность получаемых данных, а также возможность применения геоинформационных систем не только для сбора, но и для хранения, обработки информации и отображения полученных результатов.

Учитывая высокую стоимость и трудоемкость подготовки и обработки космоснимков, авторами рассматривается альтернативный вариант сбора данных по объектам окружения, базирующийся на заполнении специально разработанных опросных таблиц для эксплуатирующих организаций по всем исследуемым участкам МГ.

В альтернативном варианте предлагается модифицировать алгоритм расчета ущерба

таким образом, чтобы избежать использования географических координат при идентификации участков МГ и объектов окружения. Для уменьшения времени проведения расчетов классическую схему расчета ущерба предлагается упростить, заменив полный расчет составляющей экологического ущерба (ущерба лесным массивам и сельскохозяйственным угодьям) на экспресс-расчет. Оценки ущербов от аварии на участке МГ проводятся в местной системе координат, связанной с осью МГ.

Вводятся следующие допущения:

- идентификация газопровода проводится по линейной координате;
- идентификация мест расположения объектов социального и хозяйственно-промышленного окружения проводится по линейной координате газопровода и наименьшему расстоянию от МГ (проекция на ось МГ);
- идентификация расположения объектов природного окружения (леса, сельскохозяйственные угодья, болота, водоемы и др.) проводится по линейной координате газопровода, т.е. каждому участку МГ ставится в соответствие тип объекта природного окружения, на территории которого он расположен. Далее при выполнении расчетов на каждом участке предпо-



Рис. 3. Идентификация объектов природного окружения

лагается, что в зону потенциального поражения от аварии попадает только природный объект данного типа, без учета остальных. Например, если расчетный участок газопровода (на рис. 3 выделен желтым цветом) проходит по природному объекту типа «лесной массив» (граничащему на некотором отдалении с сельскохозяйственными угодьями), то данный природный объект принимается доминирующим на прилегающей к участку территории. При расчете экологического ущерба на исследуемом участке МГ считается, что в зону потенциального поражения (на рис. 3 обведена красным цветом) попадает только лесной массив, без учета сельскохозяйственных угодий.

В зависимости от сложности сбора информации объекты окружения можно разделить на три группы:

- объекты, попадающие в охрannую зону (пересечения МГ с автомобильными и железными дорогами, пересечения с ЛЭП и другими коммуникациями, технологическое оборудование);
- объекты, попадающие в зону нормативных минимальных расстояний;
- объекты, находящиеся на расстояниях от МГ, превышающих нормативные минимальные расстояния.

При данном подходе предполагается, что в охрannой зоне и зоне нормативных минимальных расстояний информация об объектах окружения уже имеется в эксплуатирующих организациях, которые могут ее собрать и представить в опросных таблицах для последующей обработки и выполнения расчетов. Тем не менее, информация об объектах, находящихся за пределами зон минимальных нормативных расстояний, должна собираться в соответствии с первым подходом на основе картографической информации.

Таким образом, накопление информации при втором подходе может осуществляться поэтапно.

Предложенные методические подходы к сбору и обработке данных по объектам окружения ЛЧ МГ подробно рассмотрены в работе [10], где также представлены соответствующие указанным подходам алгоритмы расчета ущерба и результаты их апробации.

Список литературы

1. СТО Газпром 2-2.3-351-2009. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». – М.: Газпром, 2009. – 378 с.
2. Рекомендации по учету влияния технико-технологических, природно-климатических и других факторов при прогнозировании аварийности на МГ ОАО «Газпром» (утв. начальником Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» Б.В. Будзуляком 27.03.2007 г.). – М.: Газпром, 2007.
3. Овчаров С.В. Методические подходы к оценке стоимости объектов окружения и количества находящихся в них людей в рамках задач СУТСЦ ЛЧ МГ / С.В. Овчаров, Ю.Ю. Петрова // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 55–60.
4. Р Газпром 2-2.3-691-2013. Методика формирования программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром». – М.: Газпром, 2012. – 126 с.
5. ГОСТ Р 51605. Карты цифровые топографические. Общие требования.
6. ГОСТ Р 51794-2008. Глобальные навигационные спутниковые системы. Системы координат. Методы преобразований координат определяемых точек.
7. ГОСТ Р 52572-2006. Географические информационные системы. Координатная основа. Общие требования.
8. Р Газпром 2-2.3-550-2011. Методические рекомендации по дешифрированию и аналитической обработке материалов аэрокосмической съемки для оценки технического состояния газопроводов. – М.: Газпром, 2011. – 34 с.
9. Подготовка данных различных видов обследований участков магистральных газопроводов для Системы управления техническим состоянием и целостностью ЛЧ МГ ЕСГ ОАО «Газпром»: технич. отчет. – М., 2011. – 156 с.
10. Петрова Ю.Ю. Методические подходы к подготовке данных по объектам окружения в рамках задач Системы управления техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов / Ю.Ю. Петрова, С.В. Овчаров, С.В. Нефедов // Газотранспортные системы: настоящее и будущее: сб. докл. V Межд. науч.-технич. конф. (GTS-2013). – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – С. 59–64.

УДК 614.8:622.691.4

Ю.В. Гамера, С.В. Овчаров

К вопросу о барических воздействиях при дефлаграционном горении метана на опасных производственных объектах газотранспортных систем

Ключевые слова:

авария, опасный производственный объект, газотранспортная система, параметры барического воздействия, дефлаграционное горение метана.

Keywords:

accident, hazardous production facility, gas transmission system, baric impact parameters, methane deflagration combustion.

Одними из основных поражающих факторов при авариях на опасных производственных объектах (ОПО) трубопроводного транспорта природного газа являются термическое и барическое воздействия при возможном горении (взрыве) реакционноспособной газозвушной смеси (ГВС). Важнейшей задачей специалиста, выполняющего анализ риска для таких ОПО, является достоверный расчет пространственного распределения физических характеристик указанных поражающих факторов, поскольку по его результатам определяются размеры зон разрушения зданий и сооружений, масштабы зон поражения людей и в конечном счете делаются выводы об обеспечении или необеспечении требуемого уровня промышленной безопасности на ОПО. Совершенно очевидно, что достижение достоверных расчетных результатов возможно только при использовании адекватных математических моделей, описывающих физически обоснованные аварийные сценарии, учитывающие специфику реагирующего опасного вещества и технико-технологические особенности анализируемого ОПО.

В статье рассмотрены основные особенности дефлаграционного горения ГВС и на этой основе предлагаются методические подходы к расчету поражающих факторов таких процессов на ОПО с обращением сжатого природного газа (метана).

В зависимости от режима протекания процесса горение образующейся при аварийной разгерметизации газового технологического оборудования ГВС может вызывать распространение в окружающем пространстве одного или нескольких поражающих факторов.

При дефлаграционном и детонационном режимах взрывного превращения вещества основным поражающим фактором является барическое воздействие. В процессе развития дефлаграционного горения скорость распространения его фронта за счет автотурбуликации и турбуликации на препятствиях возрастает от скорости нормального горения до некоторой величины, определяемой как свойствами самой смеси (в частности, размерами ее детонационной ячейки), так и характеристиками окружающей среды (степенью загроможденности, размерами зоны загазованности и т.д.). Критическое сочетание перечисленных параметров может перевести процесс дефлаграционного («вспышкообразного») горения в детонацию, ассоциируемую в обычных понятиях со взрывом. Несмотря на возможность перехода дефлаграции в детонацию, указанные режимы горения принципиально отличаются как по механизмам распространения фронта горения, так и по основным барическим характеристикам сгорания – избыточному давлению и импульсу фаз сжатия и разрежения. Детонационный режим характеризуется высоким значением амплитуды давления и малым значением импульса как фазы сжатия, так и фазы разрежения при относительном равенстве продолжительности обеих фаз. Определяющими характеристиками в детонационном режиме являются энергетические характеристики смеси. Особенности дефлаграционного режима являются относительно малая амплитуда давления и большая продолжительность воздействия фаз сжатия и разрежения, причем длительность последней в несколько раз больше. Параметры горения в таком режиме зависят не только и не столько от энергетических характеристик смеси, сколько от скорости фронта горения (V_f).

Особенности детонационного и дефлаграционного режимов в конечном счете приводят к тому, что наблюдаемый характер разрушений может быть разным при осуществлении каждого из них. Так, превалирование по длительности фазы разрежения над фазой сжатия при дефлаграционном режиме во многих случаях объясняет и характер разрушений (наружу, а не внутрь зданий при «внешних взрывах»). Из описанных выше различий между двумя режимами быстрого горения следует, что полученные в результате изучения взрывов (детонационный процесс) закономерности нельзя безоговорочно обобщать на дефлаграционное горение. В частности, с этой точки зрения некорректными являются оценки барических воздействий от дефлаграционного горения топливно-воздушной смеси (ТВС) в открытом пространстве, проводимые по базирующимся на экспериментальных данных по взрывам (детонации) конденсированных взрывчатых веществ методиком, изложенным в п. 1 Приложения 3 к [1]. Указанное положение неоднократно подчеркивалось в технической литературе [2, 3].

Рассматривая дефлаграционное горение ТВС в открытом пространстве, следует отметить, что отсутствие репрезентативной модели для определения скорости фронта горения ТВС привело к необходимости создания экспертных таблиц ее оценки. Данные экспертной таблицы, составляющие основу методики, изложенной в РД 03-409-01 [3] (данная методика изложена также в п. 2 Приложения 3 к [1] Приложении Е к [4]), построены путем аппроксимации экспериментальных результатов в рамках так называемой «сферической» модели горения. Указанная модель подразумевает, что процесс горения распространяется в сферическом объеме гомогенной окостехиометрической смеси и инициируется поджигом в центре.

Применительно к метановоздушным облакам в зависимости от степени загроможденности пространства методика [3] дает 4 режима дефлаграционного горения, представленных в табл. 1.

Пространственное распределение избыточного давления и импульса в фазе сжатия падающей волны при этом будет описываться соотношениями:

$$\begin{aligned} \Delta P(R_0 \geq 1,18) &= 118,2w^2 \left(\frac{2,88}{R_0} - \frac{1,69}{R_0^2} \right); \\ \Delta P(R_0 < 1,18) &= \Delta P(1,18); \\ i(R_0 \geq 1,18) &= 0,103 m_{\text{ТНТ}}^{1/3} w(1-0,4w) \times \\ &\times \left(\frac{2,08}{R_0} + \frac{1,21}{R_0^2} - \frac{1,05}{R_0^3} \right); \\ i(R_0 < 1,18) &= i(1,18); \\ R_0 &= \frac{R}{m_{\text{ТНТ}}^{1/3}}; \\ w &= 2,521 \cdot 10^{-3} V_{\Gamma}; \\ m_{\text{ТНТ}} &= k K \frac{q M_{g0}}{Q_{\text{ТНТ}}}; \\ K &= 1 \text{ при } C_{\Gamma} \leq C_{\text{СТ}}; \\ K &= \frac{C_{\text{СТ}}}{C_{\Gamma}} \text{ при } C_{\Gamma} > C_{\text{СТ}}, \end{aligned} \quad (1)$$

где R – расстояние от центра облака, м; $m_{\text{ТНТ}}$ – массовый энергетический тротильный эквивалент смеси, кг; $q = 50$ МДж/кг – удельная энергия сгорания метана; $Q_{\text{ТНТ}}$ – удельный тепловой эквивалент тротила на единицу массы, принимается равным 4,24 МДж/кг; M_{g0} – масса выброса, кг; $C_{\text{СТ}}$ – концентрация метана в стехиометрической смеси; C_{Γ} – концентрация метана в облаке; k – коэффициент, учитывающий положение облака в пространстве (для облака, целиком расположенного над землей, $k = 1$; для лежащего на земле – $k = 2$). Для удобства в (1) (в отличие от методики [3]) в качестве

Таблица 1

Экспертная таблица для определения взрывного превращения метана

Вид окружающего пространства	Характеристика окружающего пространства	Режим взрывного превращения	Скорость фронта пламени, V_{Γ} , м/с
1	Наличие источников турбулентных струй размером не менее 0,15 м	3	200÷300
2	Сильно загроможденное пространство	4	150÷200
3	Средне загроможденное пространство	5	$43M_{g0}^{1/6}$
4	Слабо загроможденное пространство	6	$26M_{g0}^{1/6}$

нормировочной величины для расстояния выбрано не значение $\sqrt[3]{kKqM_{g0}/P_0}$ (P_0 – атмосферное давление), а величина $\sqrt[3]{kKqM_{g0}/Q_{\text{ТНТ}}}$.

Отметим, что особенностью описанной методики [3] является то, что в ней не рассматривается важное связующее звено, необходимое для возникновения дефлаграционного горения, – процесс приготовления реакционноспособного объема. А ведь именно в ходе указанного процесса определяются как расположение центра облака, так и масса газа, участвующего в создании барического поражающего фактора, а значит, в конечном счете и рассчитываемые на основе (1) поля избыточного давления и импульса. С этой точки зрения представляется логичным для анализа последствий аварий с неполной разгерметизацией оборудования со сжатым газом использовать физическую теорию выбросов конечной продолжительности [5], в соответствии с которой все напорные выбросы можно разделить на выбросы, приводящие к образованию изначально негорючего компактного облака (мгновенные), промежуточные и струйные выбросы с переобогаченным горючим ядром. Критерием для определения вида выброса по [5] является значение безразмерного комплекса δ ($\delta \geq \delta_c$ – мгновенный; $\delta_c > \delta \geq \delta_j$ – промежуточный; $\delta \leq \delta_j$ – струйный):

$$\delta = \left(\frac{\rho_{g0}}{M_{g0}} \right)^{1/3} \left(\frac{P_{g0}}{P_0} \right)^\zeta \sqrt{\frac{4S_0}{\pi}}, \quad (2)$$

где ρ_{g0} и P_{g0} – соответственно начальные плотность и давление истекающего газа; S_0 – площадь отверстия истечения; δ_c , δ_j – параметры, зависящие от условий истечения и свойства газа; ζ – параметр, зависящий только от условий истечения.

В табл. 2 приведены значения критических параметров δ_c и δ_j для выбросов метана при следующих условиях: при постоянном высоком давлении (давление больше или равно критическому давлению $P_{cr} = P_0 \left(\frac{\gamma+1}{2} \right)^{\frac{\gamma}{\gamma-1}}$, γ – показатель адиабаты); при постоянном низком давлении ($P_{g0} < P_{cr}$); при опорожнении сосуда высокого давления ($P_{g0} \geq P_{cr}$).

Данные табл. 2 свидетельствуют о том, что диапазон изменений δ для переходного режима достаточно узкий. Кроме того, многочисленные экспериментальные исследования по искусственному воспламенению струйных потоков показали, что в струе в дефлаграционном режиме сгорают лишь отдельные турбулентные вихри с максимальным давлением на фронте $\sim 2,5$ кПа [6], а для основной массы газа в таких условиях характерным является диффузионный режим горения. Исходя из этого консервативно можно принять, что основным источником барического воздействия от дефлаграционного горения ТВС в открытом пространстве при авариях с неполной разгерметизацией оборудования являются выбросы, для которых $\delta \geq \delta_j$. Данные выбросы приводят к образованию компактного облака,двигающегося за счет сил инерции (вихревое кольцо). Причем масса выброса ограничена, что следует из формулы

$$\sqrt[3]{M_{g0}/\rho_{g0}} \leq \delta_j^{-1} (P_{g0}/P_0)^\zeta \sqrt{4S_0/\pi}. \quad (3)$$

В случае полной мгновенной разгерметизации сосуда в соответствии с моделью мгновенного выброса в стандартной атмосфере [7] исходное облако будет представлять собой в целом негорючий гомогенный концентрационный термик положительной плавучести (горючим является узкий слой на периферии), состоящий практически полностью из чистого газа и всплывающий за счет сил плавучести. Эволюция облаков обоих типов (вихревого кольца и термика) достаточно подробно описана в работах [8, 9] (в которых показано, что в ходе движения как вихревого кольца, так и термика временные зависимости содержания реакционноспособной смеси в облаках обоих видов имеют максимумы, соответственно, максимумы имеют и временные зависимости $m_{\text{ТНТ}}(t)$). На момент достижения максимального значения ($\max(m_{\text{ТНТ}}(t)) = \bar{m}_{\text{ТНТ}}$) центр облака смещается на расстояние Δ в направлении выброса при движении вихревого кольца или вертикально вверх при всплытии термика. Для метановых облаков значения $\bar{m}_{\text{ТНТ}} = 5,6M_{g0}$, а значе-

Таблица 2

Значения критических диаметров δ_c и δ_j при выбросах метана

Низкое давление		Высокое давление		Опорожнение сосуда	
$\zeta = 0$		$\zeta = 1/6$		$\zeta = 1/12$	
δ_j	δ_c	δ_j	δ_c	δ_j	δ_c
0,155	0,509	0,195	0,647	0,252	0,834

ния Δ определяются по безразмерным координатам «верхней» (X_b) и «нижней» (X_l) кромок облака по направлению движения и максимального безразмерного радиуса облака (R_c) поперек движения, определяемых по нижнему концентрационному пределу воспламенения (табл. 3).

Для перехода к размерным величинам табл. 3 необходимо умножить безразмерные значения на размерный множитель $\sqrt[3]{M_{g0} / \rho_{g0}}$ для вихревого кольца или $\sqrt[3]{M_{g0} / \rho_{ga}}$ для концентрационного термика (ρ_{ga} – плотность метана при нормальных условиях).

Анализируя вертикальные выбросы по данным табл. 3, можно утверждать, что в указанном случае вне зависимости от типа облака на момент достижения максимального значения $\bar{m}_{\text{ТНТ}}$ нижняя кромка облака не будет касаться подстилающей поверхности, а подъем центра облака фиксированной массы выброса при движении за счет инерции будет значительно больше, нежели за счет сил плавучести. Отсюда для указанных выбросов консервативно можно описывать движение облака как всплытие термика, считая, что, согласно экспертной табл. 1, единственно возможным режимом импульсного превращения метана в нем будет 6-й режим со значением $k = 1$, а значит при вычислениях полей избыточного давления и импульса падающей волны по (1) на уровне земли нужно принять:

$$R_0 = \frac{\sqrt{\Delta^2 + X^2}}{\bar{m}_{\text{ТНТ}}^{1/3}}; w = 6,55 \cdot 10^{-2} M_{g0}^{1/6};$$

$$\Delta = \frac{X_b + X_l}{2} \sqrt[3]{M_{g0} / \rho_{ga}} = 4,48 \sqrt[3]{M_{g0} / \rho_{ga}}, \quad (4)$$

где X – расстояние, измеряемое от проекции центра облака на подстилающую поверхность.

Несколько по иному механизму, нежели в открытом пространстве, формируются барические нагрузки при дефлаграционном горении метана в помещении. Здесь уже невозможно говорить в общем случае о «сферической» модели горения. Граничные условия (наличие стен) и сам характер развития дефлаграции (ускорение фронта пламени в начале процесса)

ведут к тому, что в каждый момент фронт пламени стремится принять форму помещения. При этом, поскольку любое барическое возмущение передается со скоростью звука, значительно превышающей скорость фронта пламени, давление распределяется равномерно по объему. Рост давления в помещении при дефлаграционном сгорании ТВС (при прочих равных условиях) определяется устойчивостью ограждающих конструкций. Последнее положение и используют для ограничения барических воздействий в помещении, оснащая их легкобрасываемыми конструкциями. Необходимая для обеспечения приемлемого уровня избыточного давления суммарная площадь однотипных легкобрасываемых конструкций при этом вычисляется с помощью Приложения Н к [4]. Указанное Приложение позволяет решать и обратную задачу – по известной площади легкобрасываемых конструкций и свойствам горючей смеси определять ожидаемое максимальное избыточное давление в процессе дефлаграционного горения (ΔP_{max}) (положение о допустимости инвертирования методики прописано в п. Н.2.2 [4]). Для оклостехиометрической метановоздушной смеси выражение для ΔP_{max} (кПа) может быть записано как

$$\Delta P_{\text{max}} = 1,63 \cdot 10^{-2} \left(\frac{\chi V^{2/3}}{\mu S} \right)^2, \quad (5)$$

где μ и χ – коэффициент расхода и степень турбулизации горения (определяются из дополнительных соображений); V – объем здания, м³; S – площадь легкобрасываемых конструкций, м².

Приведенная формула (4) базируется на многочисленных экспериментальных исследованиях как для помещений [10], так и для сосудов [11]. Тем не менее, судить о величине барических воздействий по одному лишь значению ΔP_{max} не совсем правомерно. общепризнанным [12] является описание барического воздействия совокупностью двух параметров – избыточного давления и импульса. В доступных источниках, к сожалению, данный вопрос практически не обсуждался. Вместе с тем, можно ожидать, что по сравнению с открытым

Таблица 3

Размеры метановых облаков при достижении максимального содержания реакционноспособной смеси в них

Вихревое кольцо			Концентрационный термик		
X_b	X_l	R_c	X_b	X_l	R_c
60,1	16,4	0,274	7,03	1,92	0,801

пространством дефлаграция в помещениях должна приводить к значительным квазистационарным нагрузкам. Обработка авторами статьи экспериментальных данных, полученных для сосудов различных объемов в [11], показала, что при внутренних дефлаграционных взрывах импульс давления i (кПа·с) с точностью 10 % определяется равенством

$$i = 0,1 \Delta P_{\max} V^{1/3}. \quad (6)$$

Оценки барических воздействий по соотношениям (5) и (6) носят консервативный характер, так как предполагают, что в момент инициализации горения смесь по своему составу является близкой к стехиометрической во всем объеме помещения.

Изложенные выше соображения позволяют сделать ряд выводов касательно описания и расчета барических воздействий при дефлаграции метановоздушных смесей на площадочных объектах.

1. Дефлаграционное горение является одним из возможных режимов окисления ТВС в открытом пространстве. Распространять на указанный режим эмпирические данные, полученные в условиях детонации, некорректно.

2. Для адекватных оценок параметров падающей воздушной волны сжатия на уровне земли, образующейся вследствие дефлаграционного сгорания метановоздушного облака, необходимо учитывать движение последнего в атмосфере (при полном разрушении резервуара – всплытие термика) и ограниченность массы выброса в вихревом кольце.

3. Наиболее приемлемым (с точки зрения экспериментального подтверждения) способом оценки параметров барического воздействия при «вспышкообразном» (дефлаграционном) горении природного газа внутри помещений, оборудованных легкосбрасываемыми конструкциями, является их вычисление по соотношениям (5) и (6).

Список литературы

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств» (утв. приказом Ростехнадзора от 11.03.2013 г. № 96).
2. Ефремов К.В. Расчет зон разрушений зданий и сооружений при внешних взрывах топливно-воздушных смесей на опасных производственных объектах / К.В. Ефремов, М.В. Лисанов, А.С. Софьин и др. // Безопасность труда в промышленности. – 2011. – № 9 – С. 70–77.
3. РД 03-409-01. Методика оценки последствий аварийных взрывов топливно-воздушных смесей (утв. Постановлением Госгортехнадзора России от 26.06.2001 г. № 25).
4. ГОСТ Р 12.3.047-2012. Пожарная безопасность технологических процессов. Общие требования. Методы контроля (введ. в действ. Приказом от 27.12.2012 г. № 1971-ст.).
5. Якуш С.Е. Гидродинамика и горение газовых и двухфазных выбросов в открытой атмосфере: дис. ... докт. физ.-матем. наук: 01.02.05 / С.Е. Якуш. – М., 2000.
6. СТО РД Газпром 39-1.10-084-2003. Методические указания по проведению анализа риска для опасных производственных объектов газотранспортных предприятий ОАО «Газпром». – Т. 1. – М: ИРЦ Газпром, 2003.
7. Белоцерковский О.М. Динамика пространственных вихревых течений в неоднородной атмосфере. Вычислительный эксперимент / О.М. Белоцерковский, В.А. Андрущенко, Ю.Д. Шевелев. – М: Янус – К, 2000. – 455 с.
8. Гостинцев Ю.А. Турбулентный термик в стратифицированной атмосфере / Ю.А. Гостинцев, А.Ф. Солодовник, В.В. Лазарев и др. – Черногловка, 1985. – 46 с.
9. Адушкин В.В. Энергетические характеристики взрыва и параметры ударных волн в воздухе при детонации водородосодержащих облаков в свободной атмосфере / В.В. Адушкин, Ю.А. Гостинцев, В.Е. Фортов. – Черногловка, 1995. – 85 с.
10. Sapko M.J. Flame and Pressure Development of Large-Scale CH₄-Air-N₂ Explosions: Report of Investigation / M.J. Sapko, A.L. Furno, J.M. Kucka; US Bureau of Mines. – RI 8176. – Wash., 1976. – 32 p.
11. Мольков В.В. Динамика сгорания газа в негерметичном сосуде: дис. ... канд. физ.-матем. наук: 01.04.17 / В.В. Мольков. – М., 1983.
12. Бейкер У. Взрывные явления. Оценка и последствия: в 2-х кн. – Кн. 1 / У. Бейкер, П. Кокс, П. Уэстайн и др.; пер. с англ. Я.Б. Зельдовича и Б.Е. Гельфанда. – М.: Мир, 1986. – 319 с.

ПРОЧНОСТЬ ГАЗОПРОВОДОВ НА СТАДИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ, СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОПРОВОДОВ

УДК 621.643

М.А. Курганова, Е.С. Носова, А.В. Рассохина, О.В. Трифонов, В.П. Черний

Методика определения геометрических параметров усиленных патрубков трубопроводов

Усиленные патрубки (УП, «велдолеты») представляют собой толстостенные детали трубопроводов, привариваемые к магистральной трубе для получения ответвления от трубопровода.

Согласно иностранным нормативным документам [1, 2], конструкции (виды) усиленных патрубков трубопроводов классифицируются как угловые (УП-У, рис. 1а) и стыковые (УП-С, рис. 1б), отличающиеся типом сварного шва приварки (вварки) усиленных патрубков в основную трубу (магистраль).

Применение усиленных патрубков в качестве альтернативы традиционным тройниковым соединениям и прямым врезкам представляется перспективным, поскольку позволяет избежать недостатков, присущих традиционным типам конструкции тройниковых соединений.

В частности, прямые врезки без усиливающих накладок не обеспечивают компенсацию потери несущей способности, связанной с концентрацией напряжений на контуре отверстия в магистральной трубе. Ввиду этого диапазон их возможного применения по соотношению диаметров весьма ограничен. Нормы для их применения в ОАО «Газпром» практически не разработаны.

Ключевые слова:

усиленный патрубок, велдолет, геометрические размеры, метод замещения площадей, прочность.

Keywords:

reinforced fitting pipe, weldolet, geometric sizes, method of area replacement, strength.

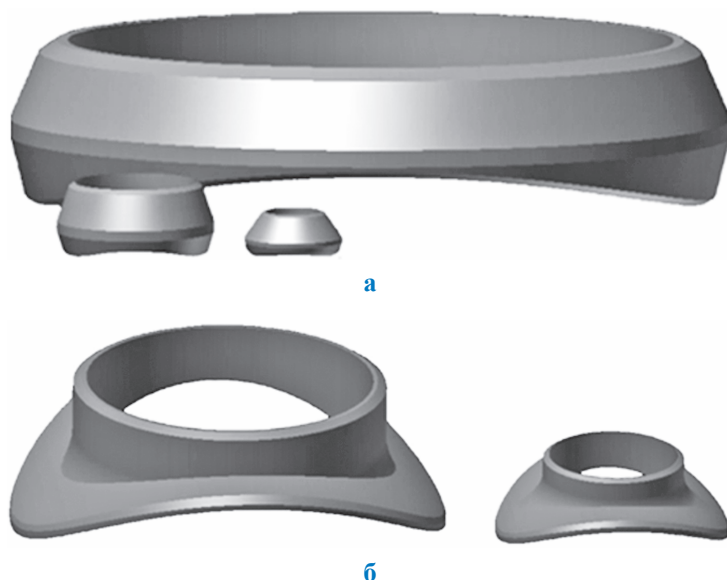


Рис. 1. Конструкции усиленных патрубков:
а – угловые; б – стыковые

Недостатки применения прямых врезок с усиливающими накладками обусловлены сложностью выполнения и контроля внутреннего шва приварки накладки к патрубку и магистральной трубе, короблениями накладки при сварке [3] и т.д. В результате этого значительно повышается вероятность наличия дефектов сварного шва, возникновения и развития трещин в материале патрубка и магистрали.

В настоящее время нормативная методика, регламентирующая расчет на прочность и определение геометрических параметров усиленных патрубков, отсутствует.

Предложенная в настоящей работе методика основана на принципе преемственности по отношению к действующим и достаточно апробированным методикам расчета штампованных, штампосварных и сварных без усиливающих элементов тройников [4–6].

Методика расчета на прочность усиленных патрубков отличается в части определения толщин стенок магистрали и ответвления в зависимости от области их применения:

- для магистральных газопроводов (МГ) с рабочим давлением до 10 МПа, которые проектируются по СП 36.13330.2012 [7];
- МГ с рабочим давлением свыше 10 МПа, которые проектируются по СТО Газпром 2-2.1-249-2008 [5], и промышленных трубопроводов, проектируемых по СТО Газпром 2-2.1-383-2009 [6].

Авторы используют в данной статье следующие обозначения:

D_h – наружный диаметр магистральной трубы трубопровода, мм;

D_0 – внутренний диаметр ответвления усиленного патрубка, измеряемый в продольной плоскости симметрии на уровне образующей наружной поверхности магистральной трубы, мм;

D_b – наружный диаметр ответвления, мм;

H_1 – высота расчетной зоны усиления патрубка, мм;

L_1 – полудлина расчетной зоны усиления патрубка, мм;

r_0 – радиус закругления наружной поверхности сечения усиленного патрубка в продольной плоскости симметрии, мм;

t_h – расчетная толщина стенки условной трубы, имеющей диаметр магистральной трубы и материал магистральной трубы, мм;

t_b – расчетная толщина стенки условной трубы, имеющей диаметр присоединяемой

трубы к усиленному патрубку и материал присоединяемой трубы, мм;

T_h – фактическая (принятая) номинальная толщина стенки магистрали, мм;

T_b – фактическая (принятая) номинальная толщина стенки ответвления, мм;

W – диаметр зоны усиления усиленного патрубка, мм;

E – диаметр наружный усиленного патрубка, мм;

H – высота усиленного патрубка, мм;

M – условная толщина усиления, мм;

α – угол наклона сварного стыка, град.

Условие прочности усиленного патрубка типа УП-У

Данное условие основано на принципе замещения площадей и соответствует по схеме и принципам расчета методике, применяемой для тройниковых соединений.

Размеры усиленного патрубка должны назначаться таким способом, чтобы выполнялось условие

$$A_1 + m_2 A_2 + m_3 A_3 \geq A. \quad (1)$$

Входящие в неравенство (1) требуемая площадь A и составляющие расчетной площади усиления усиленного патрубка A_1 , A_2 , A_3 определяются на основании геометрических размеров (рис. 2) по формулам

$$A = t_h D_0, \quad (2)$$

$$A_1 = D_0 (T_h - t_h), \quad (3)$$

$$A_2 = 2H_1 (T_b - t_b), \quad (4)$$

$$A_3 = H_1 (E - D_b) + 1/4 (W - E)^2 \operatorname{tg} \alpha. \quad (5)$$

При этом для определения площади A_3 используется приближенное выражение.

Геометрические размеры в формулах (2)–(5) находятся из выражений

$$H_1 = \min \{2,5T_h; 2,5T_b + M\}, \quad (6)$$

$$D_0 = D_b - 2T_b, \quad (7)$$

$$M = \sqrt{\frac{1}{8} (W - D_b)(W - E) \operatorname{tg} \alpha}, \quad (8)$$

$$W = E + (E - D_0) / \operatorname{tg} \alpha. \quad (9)$$

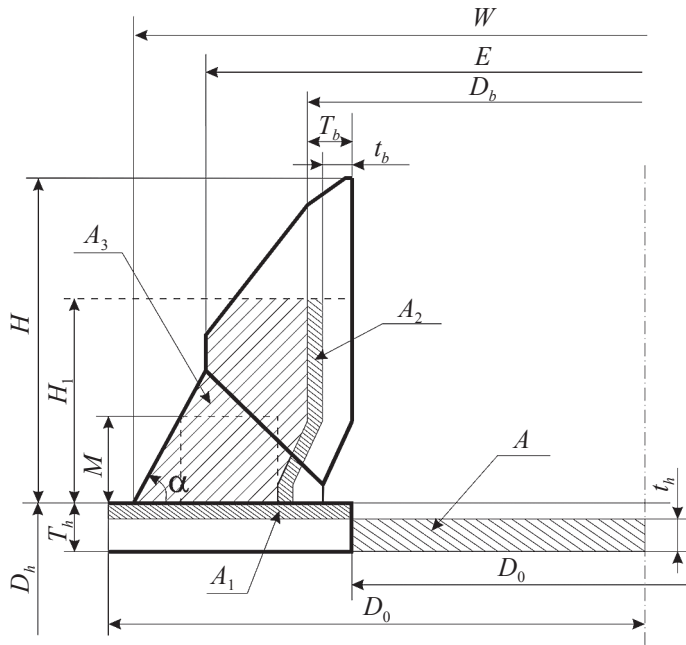


Рис. 2. Сечение усиленного патрубка типа УП-У продольной плоскостью симметрии (фрагмент)

Коэффициенты m_2 и m_3 в соотношении (1) определяются из условий:

$$m_2 = R_{ynb} / R_{ynh}, \text{ если } R_{ynb} < R_{ynh}$$

$$m_2 = 1, \text{ если } R_{ynb} \geq R_{ynh}$$

$$m_3 = R_{ynf} / R_{ynh}, \text{ если } R_{ynf} < R_{ynh}$$

$$m_3 = 1, \text{ если } R_{ynf} \geq R_{ynh} \tag{10}$$

где R_{ynh} – нормативный предел текучести материала магистральной трубы, МПа; R_{ynb} – нормативный предел текучести материала трубы ответвления, МПа; R_{ynf} – нормативный предел текучести материала усиленного патрубка, МПа.

Условие прочности усиленного патрубка типа УП-С

Данное условие (рис. 3) основано на принципе замещения площадей и соответствует по схеме и принципам расчета методике, применяемой для штампованных тройников. При этом считается, что толщины усиленного патрубка совпадают с соответствующими толщинами примыкающих труб (магистральной трубы и трубы ответвления).

Размеры усиленного патрубка должны назначаться так, чтобы выполнялось условие (1).

Входящие в выражение (1) требуемая площадь A и составляющие расчетной площади усиления усиленного патрубка A_1, A_2, A_3 определяются на основании геометрических размеров рис. 3 по формулам

$$A = K t_h D_0, \tag{11}$$

$$A_1 = (2L_1 - D_0)(T_h - t_h), \tag{12}$$

$$A_2 = 2H_1(T_b - t_b), \tag{13}$$

$$A_3 = H_1(W - D_b), \text{ если } H_1 \leq r_0;$$

$$A_3 = \left[r_0 + \frac{(2k_D - k_H)}{2k_D} (H_1 - r_0) \right] (W - D_b),$$

если $r_0 < H_1 < r_0 + k_D(H - r_0)$;

$$A_3 = [r_0 + \frac{1}{2}k_D(H - r_0)](W - D_b),$$

если $H_1 \geq r_0 + k_D(H - r_0)$. \tag{14}

Коэффициенты K, k_D, k_H и геометрические размеры в формулах (11)–(14) находятся из выражений

$$K = 0,7, \text{ если } \frac{D_b}{D_h} \leq 0,15;$$

$$K = 0,6 + \frac{2}{3} \frac{D_b}{D_h}, \text{ если } 0,15 < \frac{D_b}{D_h} \leq 0,60;$$

$$K = 1, \text{ если } \frac{D_b}{D_h} > 0,60, \tag{15}$$

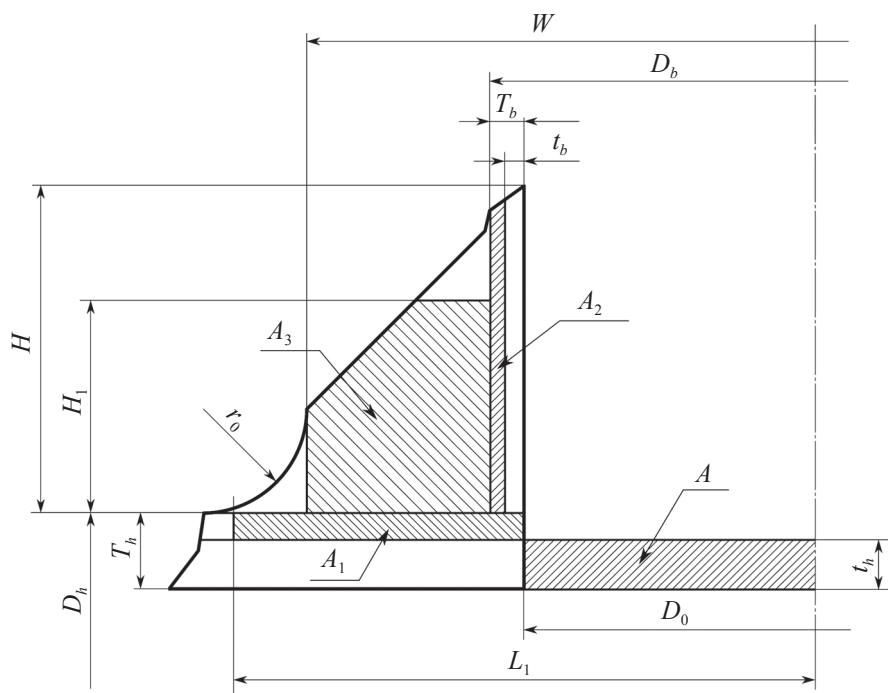


Рис. 3. Сечение усиленного патрубка типа УП-С продольной плоскостью симметрии (фрагмент)

$$L_1 = D_0,$$

$$H_1 = 0,7\sqrt{D_b T_b},$$

$$D_0 = D_b - 2T_b,$$

$$k_D = \frac{W - D_b}{W - D_0},$$

$$k_H = \frac{H_1 - r_0}{H - r_0}.$$

Определение расчетных толщин стенок условных труб t_h и t_b для магистральных газопроводов и трубопроводов стабильного конденсата с рабочим давлением до 10 МПа осуществляется в соответствии с СП 36.13330.2012 [7].

Определение расчетных толщин стенок условных труб t_h и t_b для МГ с рабочим давлением свыше 10 и до 28,45 МПа включительно и промышленных трубопроводов с рабочим давлением до 32,0 МПа осуществляется в соответствии с [5, 6].

Алгоритм определения размеров усиленного патрубка

Исходными данными для определения размеров усиленного патрубка являются заданные величины диаметров D_h , D_b , толщин стенок T_h , T_b и нормативные характеристики материалов магистральной трубы, трубы ответвления и усиленного патрубка.

(16) Для усиленного патрубка типа УП-С до-

полнительными параметрами, устанавливаемыми производителем, являются высота H и диаметр зоны усиления патрубка W .

(17) Для усиленного патрубка типа УП-У до-

полнительным параметром, устанавливаемым производителем, является диаметр наружный патрубка E .

(18) Алгоритм определения размеров УП состоит из следующих шагов:

1) определяются расчетные толщины стенок магистрали t_h и ответвления t_b . Фактические толщины стенок T_h и T_b не могут быть меньше расчетных, округленных в большую сторону с точностью до 0,1 мм;

2) определяются дополнительные геометрические параметры патрубков в соответствии с (6)–(9) для УП-У и (15)–(20) для УП-С;

3) определяются требуемая площадь A и составляющие расчетной площади усиления усиленного патрубка A_1 , A_2 , A_3 в соответствии с формулами (2)–(5) для УП-У и (11)–(14) для УП-С;

4) проверяется условие прочности; минимально допустимый размер патрубка соответствует знаку равенства в соотношении (1);

5) при невыполнении условия прочности необходимо увеличить параметр E для УП-У или W для УП-С; повторить расчет по п. 2–4 алгоритма.

Пример определения размеров усиленного патрубка типа УП-У

В качестве примера применения разработанной методики рассмотрим расчет минимально необходимого наружного диаметра E усиленного патрубка типа УП-У для стандартных рядов диаметров магистрали и ответвления.

Принимаем, что соотношение диаметров D_h / D_b не превышает 0,5. Категория прочности материала магистрали, ответвления и усиленного патрубка – К60.

При расчете предполагалось, что фактические толщины магистрали и ответвления совпадают с расчетными: $T_h = t_h$, $T_b = t_b$, т.е. усиление происходит только за счет составляющей площади A_3 .

Исходные данные для расчета приведены в табл. 1. Результаты расчета – в табл. 2.

Как видно, при заданном диаметре магистрали с ростом диаметра ответвления увеличиваются значения требуемого диаметра УП, поскольку растет требуемая площадь A .

При фиксированном диаметре ответвления с ростом диаметра магистрали значения требуемого диаметра УП также растут, так как увеличиваются расчетная толщина стенки магистрали и, соответственно, требуемая площадь A .

На рис. 4 дополнительно показаны графики зависимости наибольшей толщины усиленного патрубка $(E - D_0) / 2$ от отношения диаметров D_b / D_h для четырех значений диаметра магистрали D_h .

На рис. 5 отражен график безразмерного параметра $(E - D_0) / 2D_0$, характеризующего относительную наибольшую толщину усиленного патрубка от отношения диаметров D_b / D_h для тех же значений диаметра магистрали. С ростом отношения D_b / D_h относительная толщина усиленного патрубка уменьшается и выходит на постоянное значение, равное примерно 0,2. Интересно отметить, что для магистральных труб больших диаметров ($D_h > 530$ мм) кривые практически сливаются.

Таблица 1

Исходные данные расчета усиленного патрубка

Предел текучести, МПа	485
Предел прочности, МПа	590
Угол сварного валика, α , град.	60
Рабочее давление, P , МПа	11,8
Коэффициент надежности по давлению, n	1,1
Категория участка (магистрали и ответвления)	В
Расчетные коэффициенты в соответствии с [5]	$F_{yh} = 0,50; F_{uh} = 0,43$

Таблица 2

Результаты расчета наружного диаметра усиленного патрубка типа УП-У

$D_b \backslash D_h$	10,0	20,0	25,0	30,0	40,0	51,0	83,0	102,0	159,0	219,0	273,0	325,0	355,6	426,0	530,0
40,0	10,7	23,8	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
51,0	10,7	23,8	30,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
83,0	10,7	23,8	30,2	36,6	49,2	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–
102,0	10,7	23,8	30,2	36,6	49,2	62,9	–	–	–	–	–	–	–	–	–
159,0	11,0	24,2	30,7	37,2	50,1	64,1	103,9	–	–	–	–	–	–	–	–
219,0	11,6	25,6	32,2	38,6	51,1	65,0	105,7	129,4	–	–	–	–	–	–	–
273,0	12,1	26,9	33,9	40,6	53,5	67,3	106,8	130,8	–	–	–	–	–	–	–
325,0	12,5	28,2	35,4	42,4	55,8	69,9	108,9	131,9	201,8	–	–	–	–	–	–
356,0	12,8	28,9	36,3	43,4	57,1	71,4	110,8	133,3	202,7	–	–	–	–	–	–
426,0	13,4	30,5	38,3	45,7	59,9	74,8	115,2	138,1	204,5	277,2	–	–	–	–	–
530,0	14,3	32,8	41,1	49,0	64,0	79,5	121,4	144,9	207,6	280,2	345,5	–	–	–	–
630,0	15,1	35,0	43,8	52,1	67,7	83,8	127,0	151,1	214,7	282,5	348,5	411,3	–	–	–
720,0	15,8	36,8	46,0	54,7	70,9	87,5	131,9	156,5	220,8	285,2	350,8	414,1	451,0	–	–
820,0	16,6	38,8	48,5	57,5	74,3	91,5	137,0	162,2	227,4	292,3	352,9	416,7	454,0	538,9	–
1020,0	18,2	42,7	53,1	62,9	80,8	99,1	146,9	173,1	240,0	306,0	364,3	420,9	458,7	544,8	670,4
1220,0	19,7	46,3	57,5	67,9	86,9	106,1	156,1	183,3	251,9	319,0	378,0	434,0	466,7	549,5	676,5
1420,0	21,1	49,8	61,7	72,7	92,7	112,8	164,8	193,0	263,2	331,5	391,2	447,8	480,9	556,2	681,5

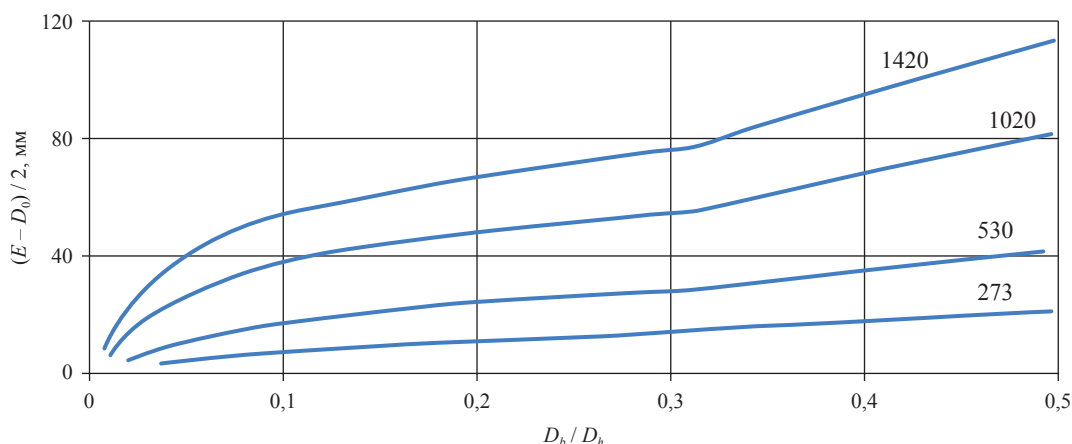


Рис. 4. Зависимости наибольшей толщины усиленного патрубка $(E - D_0) / 2$ от отношения диаметров D_b / D_h

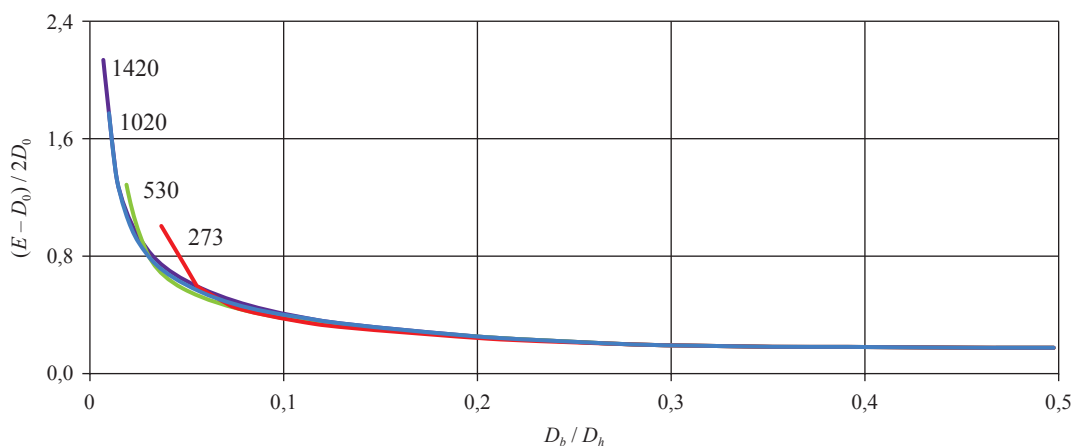


Рис. 5. Зависимость безразмерного параметра $(E - D_0) / 2D_0$ от отношения диаметров D_b / D_h

Разработана методика проверки прочности и определения геометрических параметров усиленных патрубков трубопроводов, основанная на принципе замещения площадей и сохраняющая преемственность по отношению к широко применяемым в отечественной и зарубежной практике методам определения геометрических параметров тройниковых соединений.

Учитывая эмпирический характер и консервативность данного подхода, следует считать актуальной последующую разработку уточненной методики расчета усиленных патрубков, основанной на численном моделировании напряженно-деформированного состояния конструкции методом конечных элементов. Такая методика позволит учесть в явном виде силовые и моментные нагрузки на тройниковое соединение при оценке его прочности.

Список литературы

1. ASME B 31.3-2002 Process Piping. – ASME Code for pressure piping, B31. – 2002. – 346 p.
2. MSS SP-97-2006 Integrally Reinforced Forged Branch Outlet Fittings. – Socket Welding, Threaded and Buttwelded Ends. – 2006. – 12 p.
3. Зандберг А.С. Преимущества использования толстостенных патрубков (веллолетов) для прямых врезок в трубопровод / А.С. Зандберг, А.П. Ладыжанский, А.А. Сажаев // Сфера нефтегаз. – 2011. – № 4. – С. 138–140.
4. ASME B31.8-2010 Gas Transmission and Distribution Piping Systems.
5. СТО Газпром 2-2.1-249-2008. Магистральные газопроводы.
6. СТО Газпром 2-2.1-383-2009. Нормы проектирования промышленных трубопроводов.
7. СП 36.13330.2012. Магистральные трубопроводы (актуализир. ред. СНиП 2.05.06-85*).

УДК 622.691.4

В.М. Шарыгин, А.Н. Тильков, В.И. Баламутов, Ю.А. Маянц, А.В. Ушаков

Обоснование возможности восстановления несущей способности газопроводов без остановки транспорта газа

С увеличением сроков эксплуатации магистральных газопроводов (МГ) возрастает актуальность вопросов разработки технологий по повышению эффективности магистрального транспорта в соответствии с Перечнем приоритетных научно-технических проблем ОАО «Газпром» на 2011–2020 гг. (п. 5.5).

Решение данной проблемы во многом связано с применением ремонтных технологий, позволяющих продлить ресурс эксплуатируемых МГ, обеспечить их длительную работоспособность в эксплуатационных условиях без снижения рабочего давления транспортируемого газа. Многомиллиардные в масштабах газотранспортной отрасли ежегодные затраты на капитальный ремонт газопроводов заставляют изыскивать эффективные комплексные решения по снижению этих затрат не в ущерб надежности и безопасности эксплуатации газотранспортной системы. Одним из таких решений является технология ремонта дефектных участков газопровода без остановки транспортировки газа.

Сложность задачи выявляется в процессе рассмотрения вопросов:

- оценки степени опасности дефектов стенок труб МГ при эксплуатации;
- оценки степени опасности дефектов металла труб и сварных соединений при производстве ремонтных работ в траншее на провисающем участке газопровода под давлением транспортируемого газа и определения безопасного значения этого давления;
- определения эффективности ремонтных технологий с применением упрочняющих устройств с учетом установочного давления, при котором производится их монтаж;
- излишне консервативной оценки прочностного ресурса труб, бывших в эксплуатации 30–35 и более лет, ведущей к повышенным объемам вырезки дефектных участков и, как следствие, к значительному росту материальных и трудовых затрат.

Рассматривая ремонт газопроводов без прекращения транспортировки газа, необходимо иметь в виду, что речь идет о выборочном ремонте, когда длина вскрываемого участка не превышает допустимой длины провисающего пролета из условий соответствия данного участка требованиям прочности и устойчивости при воздействии давления газа, весовой нагрузки, температурного перепада и других возможных воздействий.

Ремонт газопроводов упрочняющими конструкциями без прекращения транспортировки газа выполняется при определенном допустимом давлении. В действующих нормативных документах [1, 2] существуют разночтения по величине этого давления, в частности при проведении огневых работ, необходимых при установке сварных муфт. Например, в СТО Газпром [1] (п. 4.1.6) отмечено, что участки газопроводов, на которых проводятся огневые работы, должны быть освобождены от газа до избыточного давления 100 Па, т.е. практически до нуля. В 2007 г. введен в действие СТО Газпром [2] (п. 11.9.3.1, 11.9.3.2), разрешающий ремонт газопроводов с допустимым рабочим давлением транспортируемого газа с учетом максимальной глубины дефектов и потери прочности нагретого металла в месте приварки муфты к трубе, причем эта потеря эквивалентна уменьшению номинальной толщины стенки на 2,4 мм.

Ключевые слова:

ремонт газопроводов, восстановление несущей способности без остановки транспорта газа, упрочняющие конструкции, муфтовые технологии, композиты.

Keywords:

gas pipeline repair, recovery of carrying capacity without gas transmission termination, reinforcing structures, pipe technologies, composites.

Приведенный пример свидетельствует о развитии подхода к оценке степени опасности дефектов при ремонтных работах, основанного на достаточном опыте их проведения в траншее под давлением транспортируемого газа. Такой опыт приобретен в газотранспортных предприятиях ОАО «Газпром», в частности в ООО «Газпром трансгаз Ухта», когда возникали ситуации, связанные с недопустимостью прекращения транспортировки газа при проведении выборочных ремонтов. Соответственно, была разработана и введена в действие временная инструкция [3], разрешающая ремонт дефектов газопроводов стальными сварными муфтами без остановки транспорта газа, а через 1,5 года – СТО Газпром [2].

Инструкция [3] была разработана с учетом требований Ростехнадзора РФ, отраслевых и общероссийских нормативно-технических документов по охране труда и технике безопасности. С использованием инструкций [2, 3] на конденсатопроводах и газопроводах диаметром 530÷1420 мм ООО «Газпром трансгаз Ухта» установлено более 2800 сварных стальных муфт, причем большинство из них – без остановки транспортировки газа. До выхода инструкции [3] относительные объемы вырезки отбракованных участков газопроводов составляли 56–80 %, а после ее выхода колебались на уровне 5–9 %, т.е. снизились на порядок, что позволило сэкономить огромные средства на закупку новых труб.

Другой пример неадекватности требований по снижению рабочего давления в газопроводе в зависимости от его дефектного состояния относится к земляным работам при вскрытии участка газопровода для его переизоляции [1]. Если на вскрываемом участке не выявлены факторы, снижающие прочность трубопровода, то траншею разрабатывают без снижения давления газа [1] (п. 4.3.3), а если имеются дефекты глубиной $0,3\delta$ (δ – толщина стенки, мм) и более, то давление необходимо снизить до атмосферного [1] (п. 4.3.4). Однако уровень опасности дефекта определяется не только его глубиной, но и длиной. Например, коррозионная язва глубиной 0,8 δ и длиной 0,05 м снижает прочность трубы диаметром 1420 × 16,5 мм на 6 %, а протяженный дефект глубиной 0,25 δ и длиной 1 м – на 20 %. Но в первом случае мы вынуждены сбросить давление газа на 100 %, а во втором – только на 30 %. Такие результаты получаются, если воспользоваться критерием

работоспособности дефектного участка в соответствии с СТО Газпром [4].

В нормативных документах имеются разные подходы в выборе разрушающего напряжения, величина которого определяет уровень опасности любого дефекта. Это может быть предел прочности металла трубы (σ_B) [4] или напряжения течения металла ($\sigma_{\text{теч}}$) [5], причем значение σ_B выше значения $\sigma_{\text{теч}}$ в среднем на 15 % для коррозионных дефектов, а для стресс-коррозионных трещин $\sigma_{\text{теч}}$ может оказаться ниже значения предела текучести (σ_T). Многочисленные полигонные испытания бывших в эксплуатации труб с дефектами различных типов, проведенные в 1994–2012 гг. на базе ООО «Газпром трансгаз Ухта», показали, что для коррозионных гладких дефектов, искусственных дефектов в виде продольных надразезов шириной 3–20 мм, вмятин и гофр глубиной до $0,07D_n$ (D_n – наружный диаметр трубы, мм) давление разрушения обусловлено напряжениями, соответствующими пределу прочности трубной стали с учетом геометрических параметров дефектов, связанных с потерей толщины стенки трубы, а для гофр и вмятин влияние их параметров (глубина, размеры в плане) на разрушающее давление не установлено, т.е. труба фактически разрушается как бездефектная и, как правило, не в местах расположения дефектов данного типа.

Значения разрушающего давления для стресс-коррозионных дефектов были установлены в ходе расследования аварийных разрушений МГ, причина которых квалифицирована как коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) или стресс-коррозия. За 1993–2007 гг. зарегистрировано 42 аварии по причине КРН на МГ диаметром 1020–1420 мм на трассах ООО «Газпром трансгаз Ухта», причем очаг разрушения находился на трубах, выполненных практически из всех применяемых марок стали – как отечественного производства типов 17Г1С, 17Г2СФ, 14Г2САФ, 14Г2СФ, так и импортного (Германия, Япония, Италия, Франция) классов прочности К40–К47.

В процессе изучения изломов стенки труб в очаге разрушения определяли профили трещин, по данным сертификатов устанавливали, а затем уточняли в ходе механических испытаний образцов механические характеристики металла труб, вырезанных из разрушенных участков. В результате обобщения этих данных установили, что достаточно точной формулой,

прогнозирующей разрушающее давление газа для всех аварийных разрушений с погрешностью в пределах 3–5 % от фактического разрушающего давления, является зависимость, полученная в работе [5]:

$$P_p = 1,23 P_T \frac{1 - \bar{d}}{1 - \bar{d}/Q}, \quad (1)$$

где P_p – разрушающее давление, МПа; $\bar{d} = d / \delta$ – относительная глубина дефекта;

$$Q = \sqrt{1 + \frac{0,8\ell^2}{\delta(D_n - \delta)}} - \text{коэффициент Фолиаса};$$

P_T – давление, вызывающее напряжения в стенке трубы, равные σ_r , МПа; ℓ – длина дефекта, мм.

Например, для трубы диаметром $1420 \times 16,5$ мм из стали X70 $\sigma_r = 470$ МПа, $P_T = 11,2$ МПа. Для длинных трещин $\ell \geq D_n$ можно с запасом принять $\bar{d} / Q \approx 0$, тогда значение $P_p = 13,75 (1 - \bar{d})$ МПа. Выберем в качестве P_p рабочее давление 7,4 МПа, тогда $\bar{d} = 0,46$, т.е. при эксплуатации будут разрушаться длинные трещины глубиной $0,46\delta$ и выше. На практике трубы диаметром $1420 \times 16,5$ мм разрушались в диапазоне глубины дефектов около $(0,45-0,5)\delta$.

Если для анализа опасности стресс-коррозионных трещин также использовать критерий работоспособности из СТО Газпром [4], применяемый для коррозионных дефектов, то допускаемое давление $P_{\text{доп}}$ определяется по формуле

$$P_{\text{доп}} = \frac{P_p}{K}, \quad (2)$$

где K – проектный коэффициент запаса прочности, определяемый по формуле

$$K = \frac{0,9\gamma n_p k_1 k_n}{m}, \quad (3)$$

где n_p , k_1 , k_n , m – коэффициенты, определяемые

в соответствии со СНиП [6]; $\gamma = 1 - \frac{n_p P}{R_1}$ – коэф-

фициент, учитывающий рабочее (нормативное) давление на дефектном участке газопровода.

Для вышеприведенных исходных данных проектный коэффициент $K = 1,58$, соответственно, давление $P_{\text{доп}} = 7,4/1,58 = 4,7$ МПа. Следовательно, дефект глубиной $\bar{d} = 0,46\delta$ может эксплуатироваться при давлении газа не более 4,7 МПа.

Рассмотрим результаты экспериментальных исследований прочностного ресурса в процессе стендовых испытаний труб диаметром 1220–1420 мм с протяженными колониями мелких стресс-коррозионных трещин глубиной до 1,0–1,4 мм, бывших в эксплуатации от 25 до 32 лет. Эта работа проводилась по договору между филиалом ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта и ООО «Газпром трансгаз Ухта» в 2009–2012 гг. Нагрузка в цикле $0 - P_{\text{раб}} - 0$ (для трубы диаметром 1220×12 мм $P_{\text{раб}} = 5,4$ МПа, для трубы диаметром $1420 \times 16,5$ мм $P_{\text{раб}} = 7,4$ МПа).

Испытано пять труб: две диаметром 1220 мм, три диаметром 1420 мм. Предусматривалось выполнить не менее 10 тыс. циклов или зафиксировать разрушение объекта испытаний при достигнутом числе циклов. Результаты показали следующее: трубы диаметром 1220 мм разрушились при достижении количества циклов 3500 и 5120 ед.; все трубы диаметром 1420 мм не разрушились по продольным дефектам, наблюдались лишь случаи потери герметичности кольцевых сварных швов, которые ремонтировались сваркой, после чего испытания продолжались. Количество циклов доводили до 11–12,7 тыс., затем испытания прекращали. Примечательно, что трубы диаметром 1220 мм разрушились не по стресс-коррозионным трещинам, а по продольным сварным швам непосредственно посередине наружного валика, причем дефектов до испытаний в очагах разрушения не было зафиксировано. Изменений размеров трещин после испытаний также не обнаружено.

Результаты данных испытаний говорят о достаточном прочностном ресурсе труб, а также о преувеличении опасности подобных дефектов, тем более, что механические свойства металла дефектных зон, полученные при испытаниях образцов после циклических испытаний, показали их соответствие паспортным данным, поэтому можно резко снизить объемы вышлифовки мелких трещин, ограничившись переизоляцией таких участков газопроводов.

При использовании критерия оценки опасности стресс-коррозионных трещин в соответствии с инструкцией [7] подлежат вырезке трубы с трещинами глубиной $d \geq 0,2\delta$, трещины начиная с глубины $d \geq 0,017\delta$ (для трубы сечением $1420 \times 15,7$ мм $d \geq 0,3$ мм) подвергаются вышлифовке. Поскольку работы по вышлифовке стресс-коррозионных трещин запрещено проводить под давлением газа, то следует

жесткий, невзирая на экспериментальные данные, вывод о невозможности ремонта таких дефектов без остановки транспортировки газа.

Упомянутый выше критерий работоспособности дефектного участка напрямую не связан с безопасностью проведения ремонтных работ в траншее и характеризует уровень эксплуатационной надежности участка газопровода после ремонта. Рассматриваемая авторами задача состоит в выборе адекватной величины безопасного давления, при котором возможно проводить ремонт дефектов, не прекращая транспортировку газа. Вполне понятно, что значение безопасного давления P_6 должно быть всегда ниже рабочего давления, но это условие не всегда соблюдается. Так, в инструкции [8] приводится формула для безопасного давления при известных параметрах дефектов в условиях отсутствия воздействий машин и механизмов на трубопровод:

$$P_6 = k_{61}k_{62}P_p, \quad (4)$$

где k_{61} – коэффициент безопасности, учитывающий возможное изменение напряженного состояния трубопровода при его вскрытии или обследовании; k_{62} – коэффициент безопасности, учитывающий маловероятную возможность того, что фактическое разрушающее давление окажется ниже расчетного из-за аномального снижения прочностных свойств трубы, возникновения существенных непроектных нагрузок и других неучитываемых факторов, принимаемый равным 0,9.

Используются два значения k_{61} в зависимости от длины вскрываемого участка $L_{\text{вы}}$: при $L_{\text{вы}} < 15$ м $k_{61} = 0,9$; $L_{\text{вы}} = 15\text{--}26$ м $k_{61} = 0,8$.

Следует заметить, что формула (4) при установке муфт дает завышенные значения P_6 , в результате чего возрастает опасность ремонтных работ. Так, для участка газопровода минимальное значение $P_p = KP$. Если рассматривается участок категории III, то $K \approx 1,6$, а произведение $k_{61}k_{62} = 0,9 \cdot 0,9 = 0,81$ (длина шурфа $L_{\text{вы}} < 15$ м). По формуле (4) $P_6 = 0,81 \cdot 1,6P = 1,30P$. Получается, что безопасное давление выше рабочего, что противоречит логике.

Авторы предлагают следующую формулу определения P_6 :

$$P_6 = k_6 P_p, \quad (5)$$

где k_6 – коэффициент безопасности, с помощью которого учитывают возможное изменение напряженного состояния участка МГ при его вскрытии, обследовании и ремонте; P_p – проходное рабочее давление транспортируемого газа, определяемое по формуле

$$P_p = \sqrt{P^2 - (P^2 - P_{\text{кд}}^2) \frac{x}{L_{\text{КС}}}}, \quad (6)$$

P – рабочее давление на выходе подающей компрессорной станции (КС), МПа; $P_{\text{кд}}$ – конечное давление на входе принимающей КС, МПа; x – расстояние от падающей КС до ремонтируемого участка газопровода, км; $L_{\text{КС}}$ – расстояние между КС, км.

Значение коэффициента k_6 выбирают в зависимости от отношения фактической длины $L_{\text{ф}}$ вскрытого участка МГ к расчетной длине L_{max} по табл. 1 при известных типах и размерах дефектов.

Максимальную безопасную длину L_{max} провисающего пролета газопровода определяют по методике расчета, приведенной в работе [9], с учетом дефектного состояния участка, используя критерий работоспособности по СТО Газпром [4].

Для обеспечения безопасности проведения работ при ремонте действующего газопровода приварными стальными муфтами проходное рабочее давление P_p в газопроводе должно быть снижено до величины $P_{\text{доп}}$ из условия потери прочности нагретого металла в месте приварки муфты к трубе, определяемой по формуле

$$P_{\text{доп}} = k_1 \frac{\delta - c}{\delta_n} P_p, \quad (7)$$

где $P_{\text{доп}}$ – максимально допустимое давление на участке газопровода при проведении работ при сварке, врезке и перекрытии полости трубы, МПа; k_1 – коэффициент сварного шва, принимаемый равным: 1,0 – для прямошовных электросварных дуговой сваркой и бесшо-

Таблица 1

Значения коэффициента безопасности k_6

Параметр	Значения параметров		
$L_{\text{ф}}/L_{\text{max}}$	менее 0,2	0,2–0,5	более 0,5
k_6	0,7	0,6	0,5

вных труб, 0,8 – для спиральношовных труб; c – часть толщины стенки трубы со сниженным пределом текучести материала в результате нагрева при сварке, принимается равной 2,4 мм; δ_n – номинальная толщина стенки трубы в месте приварки, мм.

Значение безопасного давления принимают меньшим из значений P_6 по формуле (5) и $P_{\text{доп}}$ по формуле (7).

При недостаточной информации о типах и размерах дефектов на вскрываемом участке газопровода фактическую длину L_ϕ вскрытия следует ограничивать (в соответствии с табл. 1) диапазоном $L_\phi = (0,2 \dots 0,5)L_{\text{max}}$ и использовать значение $k_6 = 0,6$. При этом значение $1/k_6$ должно быть не менее значения коэффициента запаса k_4 для среднего класса безопасности участка газопровода с транспортировкой газа под давлением P_n (в соответствии СТО Газпром [11]).

Ремонт дефектных участков производится при выполнении критерия ремонтпригодности в соответствии с Р Газпром [10] с коррекцией в сторону ужесточения, руководствуясь положениями инструкции [7]. Условия ремонтпригодности удовлетворяются, если расчетные значения размеров дефекта не превышают допустимых (табл. 2, 3) для участков категорий III, IV, отремонтированных упрочняющими конструкциями типа муфт.

Силовая эффективность муфтовой конструкции определяется ее параметрами, технологией установки, а также значением давления транспортируемого газа. Чем ниже установленное значение этого давления, тем выше коэффициент усиления муфты. Но следует учесть, что слишком низкое давление газа сни-

жает производительность газопровода или делает невозможной перекачку газа. Если руководствоваться временными техническими требованиями [12], то установочное давление газа для всех муфт будет находиться в диапазоне 0,16–1,6 МПа, что исключает транспортировку газа. Оптимальным вариантом с точки зрения авторов будет назначение установочного давления равным безопасному, т.е. $P_{\text{уст}} = P_6$. В этом случае и транспортировка газа будет обеспечена, и главное условие безопасности будет соблюдено, а выбор конкретного типа муфты будет определяться параметрами ремонтируемого дефекта и силовой эффективностью муфты, выраженной по формуле

$$k_{\text{сд}} = \frac{P_k}{P_n}, \quad (8)$$

где P_k – контактное давление муфты на трубу при подъеме давления газа, МПа.

Чем выше значение $k_{\text{сд}}$, тем выше силовая эффективность муфты, причем этот коэффициент не зависит от $P_{\text{уст}}$ и определяется в процессе стендовых испытаний трубного образца с установленной муфтой.

Силовая эффективность неприварных муфт, кроме муфт с болтовой затяжкой, устанавливаемых без остановки транспортировки газа под давлением $P_{\text{уст}}$, определяется по формуле

$$P_{\text{эф}} = P_{\text{уст}} + (P_n - P_{\text{уст}})(1 - k_{\text{сд}}), \quad (9)$$

где $P_{\text{эф}}$ – эффективное давление, определяемое как разность между проходным рабочим давлением P_n и контактным давлением муфты на участке ее установки при подъеме давления

Таблица 2

Значения предельно допустимой относительной глубины дефектной зоны (ε_m) в зависимости от типа дефекта, его длины и ширины, не превышающей D_n

Тип поверхностного дефекта	Длина и глубина дефекта		
	$\ell \leq D_n$	$0,5D_n < \ell \leq D_n$	$\ell > D_n$
Трещина	0,45	0,35	0,20
Все типы поверхностных дефектов, кроме трещин	0,70	0,60	0,50

Таблица 3

Значения предельно допустимой относительной глубины дефектной зоны в зависимости от типа дефекта, его длины и ширины, превышающей D_n

Тип поверхностного дефекта	Длина и глубина дефекта		
	$\ell \leq D_n$	$0,5D_n < \ell \leq D_n$	$\ell > D_n$
Трещина	0,40	0,30	0,20
Все типы поверхностных дефектов, кроме трещин	0,65	0,55	0,50

от $P_{уст}$ до P_n ; для муфт с предварительной болтовой затяжкой $P_{эф}$ не зависит от $P_{уст}$, МПа:

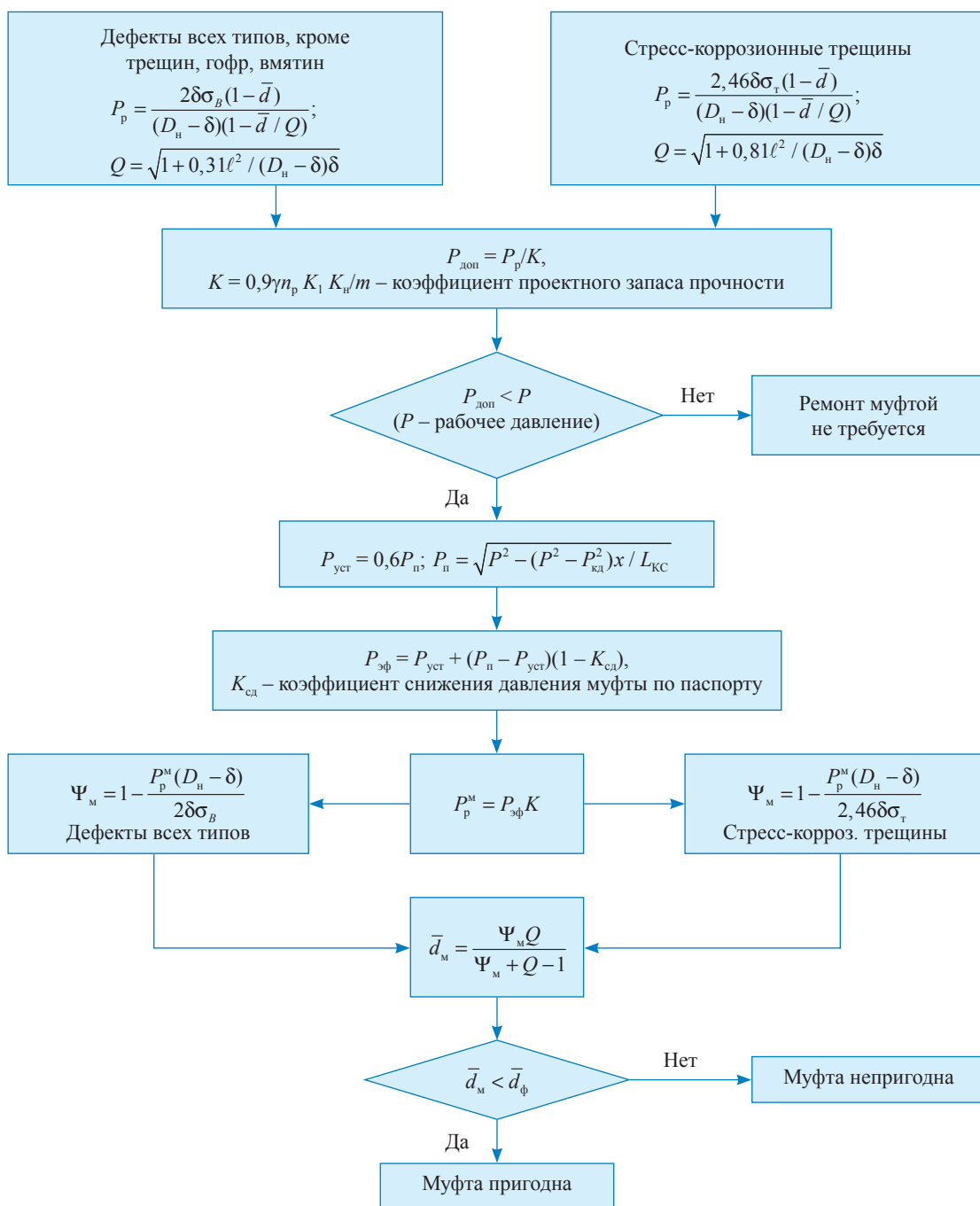
$$P_{эф} = P_n - P_k, \quad (10)$$

где P_k – усредненное контактное давление ремонтной стеклопластиковой муфты (PCM) на трубу при установке, МПа.

Возрастание давления P_k при подъеме давления от $P_{уст}$ до P не учитывается и идет в запас силовой эффективности РСМ. Значение P_k рассчитывается согласно СТО Газпром [13].

Выбор муфты зависит от возможности обеспечения работоспособности дефектного участка с заданными параметрами самого опасного дефекта (длина, глубина) в соответствии с представленным алгоритмом расчета (рисунок).

Определяют значения P_p в зависимости от типа дефекта и его размеров, затем $P_{доп}$ сравнивают со значением P , если $P_{доп} < P$, то требуется ремонт муфтой. Последовательно находят значения $P_{уст}$, P_n , $P_{эф}$, разрушающего давления P_p^m для дефекта с установленной муфтой. Затем определяют безразмерный параметр поврежденности



Блок-схема расчета по выбору муфт для ремонта дефектов газопровода

ψ_m дефектного участка с учетом его упрочнения муфтой в зависимости от типа дефекта.

Зная параметр ψ_m , определяют относительную глубину \bar{d}_m ремонтируемого дефекта данной муфтой:

$$\bar{d}_m = \frac{\psi_m Q}{\psi_m + Q - 1}. \quad (11)$$

Критерий пригодности муфты выражается в выполнении условия:

$$\bar{d}_m \geq \bar{d}_\phi, \quad (12)$$

где \bar{d}_ϕ – фактическая (измеренная) относительная глубина дефекта.

Приведенный алгоритм используется для выбора неприварных муфт (стальных, стеклопластиковых, композитных с заполнением пространства между трубой и стальной муфтовой оболочкой полимерным твердеющим составом и др.). Для приварных муфт прочность дефектного участка обеспечивается несущей муфтовой стальной оболочкой с заполнением композитом межтрубного зазора или без него.

Ремонт с применением упрочняющих конструкций назначают для следующих типов дефектов: протяженных стресс-коррозионных трещин, дефектов язвенной коррозии, механических дефектов, вмятин, гофр, расслоений.

Для ремонта применяют муфты, руководствуясь стандартами СТО Газпром [2, 13, 14], а также Временными техническим требованиями к полимерно-композитным и стальным муфтам [12, 15].

При обнаружении в процессе комплексного обследования участка газопровода неремонтопригодных дефектов на дефектные участки устанавливают неприварные муфты на срок до плановой остановки эксплуатации газопровода со стравливанием газа для вырезки и замены дефектных труб с муфтами на новые трубы.

При осуществлении приведенного в данной работе комплексного подхода по адекватной оценке опасности дефектов, выборе безопасного давления, установочного давления, муфтовых технологий ремонта с учетом их силовой эффективности возможно осуществление технологии выборочного ремонта без остановки транспортировки газа и сведением к минимуму объемов вырезки дефектных труб на заключительной стадии ремонта со стравливанием газа.

Результаты данной работы сформулированы и оформлены в документе Р Газпром «Технология ремонта наружных дефектов линейной части магистральных газопроводов без остановки транспорта газа», утвержденном и введенном в действие в ОАО «Газпром».

Список литературы

1. СТО Газпром 14-2005. Типовая инструкция по безопасному проведению огневых работ на газовых объектах ОАО «Газпром».
2. СТО Газпром 2-2.3-137-2007. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть II.
3. Временная инструкция на ремонт дефектов труб и сварных соединений действующих магистральных газопроводов и конденсатопродуктопроводов ООО «Севергазпром» \varnothing 530–1420 мм стальными сварными муфтами (введ. 01.04.2006 г.) – Ухта: Севергазпром. – 2006. – 38 с.
4. СТО Газпром 2-2.3-112-2007. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами.
5. Купершляк-Юзефович Г.М. Расчет разрушающего давления в газопроводах, подверженных коррозионным растрескиваниям под напряжением / Г.М. Купершляк-Юзефович, Ю.Г. Разумов // Строительство трубопроводов. – 1996. – № 6. – С. 17–18.
6. СНиП 2.05.06-85*. Магистральные трубопроводы / Госстрой СССР. – М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985. – 52 с.

7. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов (с изм. № 1; утв. нач. Департамента по транспорту, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» О.Е. Аксютиным 18.11.2008 г.). – М.: Газнадзор, 2008.
8. ВРД 39-1.10-033-2001. Инструкция по обеспечению безопасности при обследовании газопроводов, подверженных стресс-коррозии (введ. в действие Приказом ОАО «Газпром» от 6.07.2001 г. № 48).
9. Айнбиндер А.Б. Расчет магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость / А.Б. Айнбиндер, А.Г. Камерштейн. – М.: Недра. – 1982. – 344 с.
10. Р Газпром 2-2.3-595-20011. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Правила назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов Единой системы газоснабжения ОАО «Газпром».
11. СТО Газпром 2-2.3-184-2007. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методика по расчету и обоснованию коэффициентов запаса прочности и устойчивости магистральных газопроводов на стадии эксплуатации и технического обслуживания.
12. Временные технические требования к стальным муфтам с заполнением межтрубного пространства композитным материалом (утв. ОАО «Газпром» от 19.08.2011 г.).
13. СТО Газпром 2-2.3-335-2009. Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по ремонту дефектных участков трубопроводов стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой.
14. СТО Газпром 2-2.3-425-2010. Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промышленных и магистральных газопроводов. Часть IV (введ. 07.10.2010 г.) – 102 с.
15. Временные технические требования к полимерно-композитным муфтам для ремонта линейной части магистральных газопроводов (утв. ОАО «Газпром» от 19.08.2011 г.).

УДК 622.692.4.053

Д.Н. Запевалов, М.А. Петровский, Ю.А. Маянц, А.В. Елфимов

Приемка магистральных трубопроводов после строительства, ремонта и реконструкции как инструмент обеспечения надежности их функционирования

Магистральные трубопроводы представляют собой сложные имущественно-производственные комплексы, предназначенные для транспортировки жидких или газообразных углеводородов от мест добычи до потребителей или перевалки на другой вид транспорта. Магистральные трубопроводы в большинстве своем располагаются на территории нескольких муниципальных образований и оказывают существенное влияние на безопасность расположенных в их непосредственной близости объектов инфраструктуры и пересекаемых естественных и искусственных препятствий, коммуникаций.

Зачастую магистральные трубопроводы обеспечивают энергоснабжение и функционирование крупных промышленных предприятий, а также жилых комплексов, включая целые города (например, Норильск).

Основные риски причинения вреда, связанные с разрушением или повреждением магистральных трубопроводов, обусловлены возможностью негативного влияния на пересекаемые или относительно близко расположенные объекты третьих лиц, а также возможностью нарушения или полного прекращения функционирования объектов, энергообеспечение которых осуществляется путем поставок углеводородов по магистральным трубопроводам.

Учитывая, что магистральные трубопроводы, транспортирующие углеводороды, относятся к категории опасных производственных объектов, очевидна необходимость соблюдения в отношении них требований, установленных Федеральным законом «О промышленной безопасности», документов Федерального надзорного органа, уполномоченного в области промышленной безопасности (Ростехнадзор), а также реализации соответствующих подходов к обеспечению их надежного и безопасного функционирования.

С целью обеспечения требуемого уровня надежности и безопасности функционирования магистральных трубопроводов при их проектировании и сооружении применяются технические решения, технологии, материалы, оборудование и технические средства, отвечающие современным требованиям и нормативно-правовым актам. Для определения соблюдения установленных к магистральным трубопроводам требований выполняется оценка соответствия.

Федеральный закон [1] устанавливает обязательность проведения оценки соответствия зданий и сооружений, а также связанных со зданиями и сооружениями процессов строительства, монтажа и наладки в целях удостоверения соответствия характеристик здания или сооружения, строительство которого завершено, установленным требованиям перед вводом здания или сооружения в эксплуатацию.

Согласно Федеральному закону [2], одной из форм оценки соответствия является приемка и ввод в эксплуатацию законченного строительством, реконструкцией, капитальным ремонтом объекта. Оценка соответствия может и должна производиться в рамках проведения процедуры приемки в эксплуатацию путем проверки соответствия построенного объекта требованиям технических регламентов и нормативных документов, утвержденных в установленном порядке.

Ключевые слова:

участок магистрального трубопровода, ремонт, реконструкция, застройщик, приемочная комиссия, проектная организация.

Keywords:

trunk pipeline section, repair, reconstruction, developer, acceptance committee, design organization.

До вступления в силу Федерального закона [3] общий порядок приемки законченных строительством объектов регламентировался строительными нормами и правилами [4]. Общие требования к приемке, отражающие специфику магистральных трубопроводов, регламентированы строительными нормами и правилами и ведомственными строительными нормами Миннефтегазстроя [5, 6].

Федеральный закон [3] устанавливает качественно иной порядок приемки законченных строительством, реконструкцией, капитальным ремонтом объектов, в том числе магистральных трубопроводов, чем это регламентировали строительные нормы и правила [4]. Принятие решения о выдаче разрешения на ввод в эксплуатацию законченного строительством, реконструкцией объекта осуществляется уполномоченным федеральным органом исполнительной власти на основе представления документов, указанных в ст. 55 указанного Федерального закона, в том числе о соответствии построенного объекта требованиям проектной документации и технических регламентов, заключения органа государственного строительного надзора, а также акта приемки объекта капитального строительства (в случае осуществления строительства, реконструкции на основании договора).

В условиях формирования системы технического регулирования, установленной Федеральным законом [2], началось динамичное развитие систем стандартов на уровне организаций, занимающихся строительством, эксплуатацией и капитальным ремонтом магистральных трубопроводов. Разрабатываемые нормативные документы уровня стандартов организаций направлены на обеспечение собственных требований организаций с учетом специфики региональных и других условий, оказывающих влияние на функционирование магистральных трубопроводов, и поскольку они могут не согласовываться с федеральными органами, велика вероятность рассогласования их требований.

В связи с этим возникает объективная необходимость установления единых требований, соответствующих современному федеральному законодательству, к организации и порядку приемки объектов магистральных трубопроводов после строительства, реконструкции и капитального ремонта.

Непосредственно процедуру приемки в эксплуатацию необходимо осуществлять на

основе многолетней практики ее проведения в соответствии с требованиями строительных норм и правил [4], но с учетом существования базы требований на уровне организаций – собственников магистральных трубопроводов и новых отношений между органами исполнительной власти и хозяйствующими субъектами.

В сложившихся условиях необходим документ, устанавливающий порядок и основные требования к приемке законченного строительством, реконструкцией, ремонтом участков магистральных трубопроводов.

В качестве такого документа может рассматриваться проект ГОСТ Р «Приемка участков магистральных трубопроводов после строительства, ремонта и реконструкции. Общие технические требования» (далее – проект стандарта), разработанный ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в соответствии с Программой работ Технического комитета по стандартизации ТК 23 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа».

Формирование проекта стандарта выполнено с учетом требований нормативных правовых актов Российской Федерации, соответствующих соглашений, действующих в рамках ЕврАзЭС и Таможенного союза, а также строительных норм и правил [4, 5] и ведомственных строительных норм Миннефтегазстроя [6].

Объектом стандартизации является процесс (процедура) приемки участков магистральных трубопроводов, осуществление которого в отношении магистральных трубопроводов осложнено следующими факторами: линейная протяженность; расположение (как правило, на территориях нескольких муниципальных образований); влияние на безопасность пересекаемых естественных и искусственных препятствий, коммуникаций; расположение в непосредственной близости от объектов инфраструктуры и т.д.

Проект стандарта разработан с целью установления требований к организации и осуществлению процедуры приемки участков магистральных трубопроводов после строительства, реконструкции и ремонта с учетом современных норм федерального законодательства в области градостроительной деятельности, гражданского законодательства и документов уполномоченного органа в области осуществления государственного строительного надзора на опасных производственных объектах – Ростехнадзора.

Отсутствие в последнее время единых требований к проведению процедуры приемки привело к возникновению и закреплению на уровне стандартов организаций различных подходов к ее реализации, что в свою очередь обуславливает ситуацию, когда магистральные трубопроводы, предназначенные для транспортировки аналогичных углеводородов, в различных организациях принимаются по-разному.

Различия в требованиях компаний – собственников магистральных трубопроводов к процедурам приемки и контролю качества реализуемых при строительстве технологических операций, соответствия применяемого оборудования, технических средств и материалов, а также форм документирования выполненного контроля могут привести к затруднениям при осуществлении государственного строительного надзора и сложностям при декларировании соответствия предприятиями – производителями продукции, используемой в строительстве.

Это становится особенно актуальным на заключительных этапах приемки, таких как: комплексное опробование под нагрузкой, в процессе которого осуществляется заполнение трубопроводов транспортируемым опасным продуктом; работа оборудования и систем в предусмотренном проектной документацией технологическом процессе на холостом ходу с последующим переводом на работу под нагрузкой и выводом на устойчивый проектный технологический режим, т.е., по сути, осуществляется эксплуатация.

Учитывая специфику рассматриваемых объектов, необходимо исключить возможность возникновения аварий и минимизировать возникновение инцидентов на этапе их комплекс-

ного опробования. Одним из ключевых условий обеспечения надежного и безопасного функционирования магистральных трубопроводов после строительства, реконструкции и капитального ремонта является правильно организованная и реализованная оценка их соответствия, т.е. в данном случае – процедура приемки.

Для решения поставленных задач в отношении магистральных трубопроводов должны быть установлены основные этапы и условия реализации процедуры приемки, в частности: приемка магистральных трубопроводов в два этапа рабочими и приемочными комиссиями (включая требования к проведению рабочими комиссиями индивидуальных испытаний объектов, систем и оборудования, а также комплексного опробования под нагрузкой); регламентирование назначения, функций и состава рабочих комиссий; установление требований к порядку формирования, согласования и передачи приемосдаточной документации, которая является доказательственными материалами при оценке соответствия.

Проект стандарта учитывает и обобщает требования, разработанные компаниями, осуществляющими приемку и эксплуатацию магистральных трубопроводов, предназначенных для транспортировки газообразных и жидких углеводородов (ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть» и ОАО «АК «Транснефть»).

Таким образом, предпринята попытка регламентирования на федеральном уровне основных мероприятий, выполняемых при приемке магистральных трубопроводов после строительства, ремонта и реконструкции, унифицированных на основе опыта проведения приемки различными компаниями.

Список использованной литературы

1. Федеральный закон Российской Федерации «Технический регламент о безопасности зданий и сооружений» от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ.
2. Федеральный закон Российской Федерации «О техническом регулировании» от 27.12.2002 г. № 184-ФЗ.
3. Градостроительный кодекс Российской Федерации.
4. СНиП 3.01.04-87. Приемка в эксплуатацию законченных строительством объектов. Основные положения.
5. СНиП III-42-80*. Магистральные трубопроводы.
6. ВСН 012-88 Миннефтегазстроя. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ.

УДК 614.8:622.691.4

Ю.А. Маянц, С.В. Карпов, А.С. Алихашкин, С.В. Овчаров

Назначение участков предварительных испытаний и охранных зон при проведении испытаний магистральных трубопроводов

Ключевые слова:

гидравлические испытания, охранная зона, газопровод.

Keywords:

hydraulic tests, protected zone, gas pipeline.

Во время проведения испытаний на прочность нельзя исключить разрушение трубопровода. При этом пневматические испытания трубопроводов характеризуются увеличенными размерами зон возможного поражения по сравнению с гидравлическими испытаниями. В опасных зонах запрещено пребывание людей, поэтому их границы должны охраняться круглосуточно весь период проведения испытания на прочность, начиная от подъема давления свыше 2 МПа. Опасные зоны называют охранными. Охрана границ этих зон зачастую затруднительна даже с применением современных средств контроля и сигнализации, особенно в районах пересечений с дорогами и коммуникациями, нуждающимися в постоянном и периодическом контроле и обслуживании.

За последние десятилетия в России кардинально изменились хозяйственные отношения. Поэтому подход к обеспечению безопасности претерпевает изменения. Так, если во времена существования СССР была вполне допустимой длительная остановка движения транспорта и людей по дорогам в период проведения испытаний инфраструктурного объекта, то в настоящее время такое решение в большинстве случаев повлечет за собой значительные компенсационные выплаты. Проблемы, связанные с вынужденной приостановкой хозяйственной деятельности, возникают и при наличии производственных и сельскохозяйственных объектов в границах охранных зон при испытаниях.

Рассмотрим принципы назначения границ охранных зон.

Приводимые в правилах безопасности [1] размеры охранных зон дискретизированы по двум диапазонам давлений – до 8,1 МПа и более. Проведение пневматических испытаний трубопроводов с рабочим давлением более 10 МПа этими нормами не предусматривается. В СТО Газпром 2-3.5-354-2009 [2] установлены увеличенные размеры охранных зон для газопроводов с повышенным рабочим давлением, зависящие от величины испытательного давления, что учтено при сооружении магистрального газопровода Бованенково – Ухта с рабочим давлением 11,8 МПа.

Основными видами опасных воздействий при проведении испытаний можно считать разлет грунта и фрагментов трубопровода, а также сейсмическое воздействие взрывов. Процесс разлета фрагментов при разрыве трубопровода сложен, и на сегодняшний день его четкое теоретическое обоснование отсутствует. Существуют различные модели, основанные на гипотезах, имеющих эмпирические подтверждения [3, 4]. Поэтому и нормативное обеспечение в этой области неоднозначно.

Вопросы назначения размеров опасных зон косвенно отражены в СТО Газпром 2-2.3-400-2009 [5] при рассмотрении опасных факторов при взрыве газопровода. Действие опасных факторов определяется дальностью разлета фрагментов трубопровода.

В области взрывных работ накоплен огромный статистический материал, который позволил обеспечить специалистов-взрывников эмпирическими расчетными формулами и методиками, основанными на статистических данных, например РТМ 36.9-88 [6].

На основании методик расчета разлета осколков при взрывах ВВ (химических взрывчатых веществ) в [6] приведено уравнение максимального радиуса разлета

осколков при разрыве пневматически испытываемого трубопровода, м:

$$R = b \sqrt[4]{\frac{q}{K}}, \quad (1)$$

где K – коэффициент сопротивляемости среды действию взрыва [7], кг/м³; $b = 170 \text{ м}^{1/2}$ – коэффициент; q – тротильный эквивалент погонного метра трубопровода со сжатым газом, кг/м:

$$q = \frac{P_1 \pi D^2}{4(k-1)Q_{\text{тр}}} \cdot \left[1 - \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{k-1}{k}} \right], \quad (2)$$

$Q_{\text{тр}}$ – энергия взрыва тротила, МДж/кг ($Q_{\text{тр}} = 4,24 \cdot 10^6 \text{ Дж/кг}$) [8]; D – внутренний диаметр трубопровода, м; k – показатель адиабаты (для воздуха $k = 1,4$); P_1 – начальное давление в трубопроводе, МПа; P_2 – конечное давление, МПа ($P_2 = 0,1 \text{ МПа}$).

Гарантировать тип грунта засыпки едва ли возможно. Поэтому следует ориентироваться на минимальное значение коэффициента сопротивляемости среды действию взрыва $K = 0,37 \text{ кг/м}^3$ [7].

При заполнении трубопровода водой под давлением тротильный эквивалент сжатой воды определяется следующим образом [8], кг/м:

$$q_w(p) = \frac{(1-B)\pi D^2}{8AQ_{\text{тр}}} p^2, \quad (3)$$

где $A = 810 \text{ МПа}$; $B = 0,654$; p – избыточное давление в трубопроводе, МПа.

На графике (рис. 1) показаны максимальные радиусы разлета осколков при гидравлических и пневматических испытаниях трубопровода диаметром 820 мм в зависимости от давления испытаний. Там же отражены нормативные размеры охранных зон, устанавливаемые согласно [9].

Небольшое отличие расчетных и нормативных размеров охранных зон свидетельствует о том, что, вероятнее всего, принцип расчета разлета осколков при эквивалентном по энергии взрыве BB был взят за основу при разработке указанных правил безопасности.

Необходимо отметить, что иностранные компании, специализирующиеся на анализе рисков, при расчетах последствий разрывов газопроводов также используют расчетные методики для взрывов BB . Фактические данные не противоречат такой методике расчетов (таблица). Для сравнительного расчета принимались минимальное значение коэффициента сопротивляемости среды действию взрыва ($0,37 \text{ кг/м}^3$) и показатель адиабаты метана (1,31).

Обеспечение охраны опасных зон таких размеров чрезвычайно затруднено и требует остановки трафика и работ на территории большой протяженности на длительный период времени.

Вопрос обеспечения локальной безопасности на участках пересечений с коммуникациями и приближений к имуществу хозяйствующих субъектов не мог не решаться ранее, однако не нашел отражения в нормативной

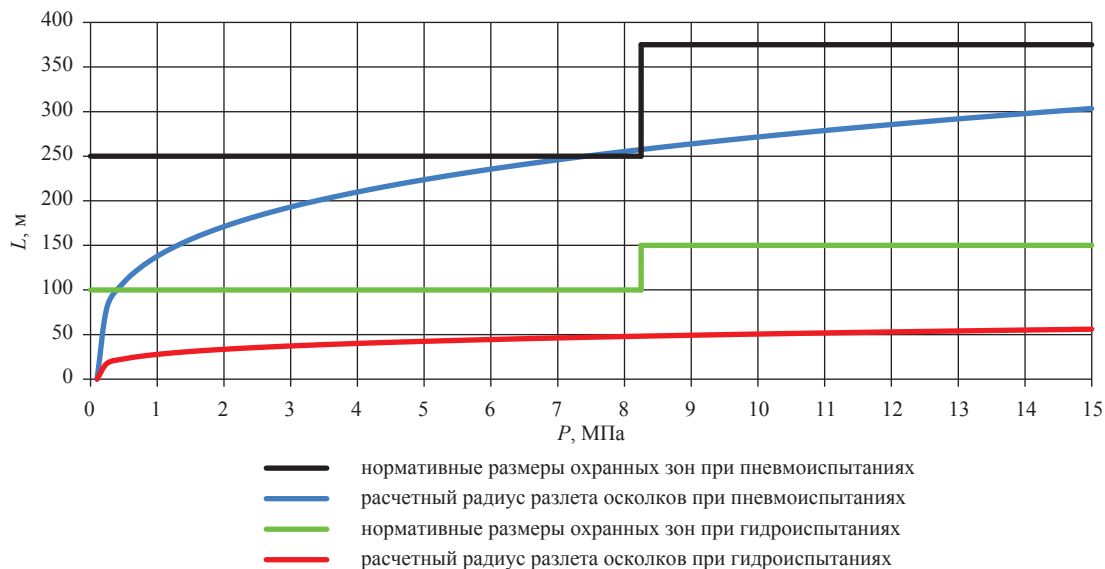


Рис. 1. Максимальный радиус разлета осколков при пневматических и гидравлических испытаниях трубопровода диаметром 820 мм в зависимости от давления испытаний

Параметры аварий на газопроводах

Дата аварии	Место взрыва	Диаметр трубопровода, мм	Толщина стенки, мм	Глубина до верхней образующей, м	Давление, МПа	Разлет осколков, м	Расчетный разлет осколков, м
04.03.1965	Нагчиточес, штат Луизиана, США	610	6,35	1	5,3	107	198
09.06.1974	Билетон, штат Вирджиния, США	762	7,92		4,95	91	217
15.02.1994	Берсеолл, штат Саскачеван, Канада	1067	12	1,5	8,32	125	298
23.03.1994	Эдисон, штат Нью-Джерси, США	914	17,1	3,7	6,7	244	258
15.04.1996	вблизи р. Ля Салле, штат Манитоба, Канада	864	12,7	1,3	5,0	40	231
19.08.2000	Карлсбад, штат Нью-Мексико, США	762	8,51		5,8	87	227
01.05.2003	вблизи оз. Таппс, штат Вашингтон, США	660	7,14		4,65	76	199
08.08.2003	Стек, штат Оклахома, США	660	6,35		4,96	9	203
30.07.2004	Гисленгиен, Бельгия	1000		1,7	8,0	200	286

документации. В то же время выполненный ретроспективный анализ нормативных документов по проектированию и строительству магистральных трубопроводов позволяет утверждать, что ранее участки предварительных гидравлических испытаний назначались в первую очередь для обеспечения условий локальной безопасности.

Рассмотрим вопрос обеспечения локальной безопасности при проведении предварительных гидравлических испытаний отдельных, относительно коротких участков трубопровода.

К участкам, где необходимо обеспечить локальную безопасность, относятся: участки переходов через автомобильные и железные дороги; участки приближения к имущественным объектам хозяйствующих субъектов, в том числе пересечения с коммуникациями; зоны обслуживания пересекаемых коммуникаций (например, линии правительственной связи, линии электропередач высокого напряжения (более 500 кВ)); участки вблизи строительной площадки или промысла, приближения к населенным пунктам и т.п.

Предварительные испытания, обеспечивающие безопасность, должны выполняться гидравлическим способом, а так как объем полости испытываемого участка относительно невелик, то технологически их проведение в зимний период не вызывает особенных затруднений при использовании незамерзающих жидкостей.

При реальных давлениях испытаний и диаметрах трубопроводов радиус разрушения при гидравлических испытаниях меньше величины заглупления верхней образующей трубопровода. Поэтому при гидравлических испыта-

ниях разрыв трубопровода с выбросом осколков труб и грунта из траншеи не происходит. Опасность поражения людей при гидравлических предварительных испытаниях возникает от струйного воздействия жидкости, истекающей через сквозной дефект. Однако, учитывая, что при истечении жидкости под большим давлением на определенном расстоянии от отверстия происходит мелкодисперсное распыление жидкости (рис. 2), при подземном размещении трубопровода эта опасность мала.

Следует отметить, что в соответствии с зарубежными документами [10, 11] при гидравлических испытаниях устанавливаются два радиуса опасных зон:

- для персонала со средствами индивидуальной защиты – 20 м;
- людей без средств индивидуальной защиты – 40 м.

При этом иностранные стандарты требуют строгого соблюдения мер по контролю отсутствия остаточного воздуха в полости испытываемого трубопровода.

Если давление испытаний на 10 % выше рабочего, разрыв трубопровода при рабочем давлении исключается. При предварительных испытаниях давление также должно более чем на 10 % превышать давление следующего этапа испытаний. В действующих нормативных документах обычно применяется размерный ряд давлений последовательных этапов испытаний: 1,5 – 1,25 – 1,1.

На последующем этапе испытаний предварительно испытанный участок будет безопасным. Поэтому его можно считать исключенным из длины взрывоопасного трубопровода.



Рис. 2. Разрыв плети трубопровода при проведении экспериментальной опрессовки

Разрушение при заключительных испытаниях возможно только на прилегающем к испытанному участку.

Разброс грунта и фрагментов оболочки трубы, определяющий опасную зону для людей и надземных объектов, не должен достигать участка, на котором должна обеспечиваться безопасность.

В случае наличия в охранной зоне испытываемого трубопровода объектов, на которых необходимо обеспечить условия локальной безопасности, при проектировании следует предусмотреть участки предварительных гидравлических испытаний. Вокруг объектов, где должна быть обеспечена безопасность, необходимо построить эквидистанты величиной R , равной максимальному радиусу разлета фрагментов трубопровода при испытаниях (рис. 3).

Пересечения этих эквидистант с трубопроводом будут являться границами участков, на которых должны планироваться предварительные гидравлические испытания. В этих местах должна предусматриваться повышенная категория участка трубопровода, позволяющая

проводить испытания давлением, более чем на 10 % превышающим давление следующего этапа испытания на прочность.

На рис. 4 показано назначение длин категорированных участков на переходах МГ через железные дороги. Для обеспечения безостановочного трафика по пересекаемой трубопроводом дороге испытания необходимо проводить в нижеизложенном порядке.

Сначала проводится предварительное гидравлическое испытание участка I категории, который имеет протяженность до 40 м от осей крайних путей, на давление не менее $1,5 P_{\text{раб}}$.

Затем назначается второй участок гидравлических предварительных испытаний, от концов которого невозможен долет осколков до железнодорожных путей. Этот участок определяется на основании СНиП 2-05.06-85* для железных дорог и автодорог I и II категорий как участок подземного газопровода категории II и испытывается гидравлически на давление не менее $1,25 P_{\text{раб}}$. И лишь после этого можно проводить общее пневматическое испытание трубопровода на давление $1,1 P_{\text{раб}}$.

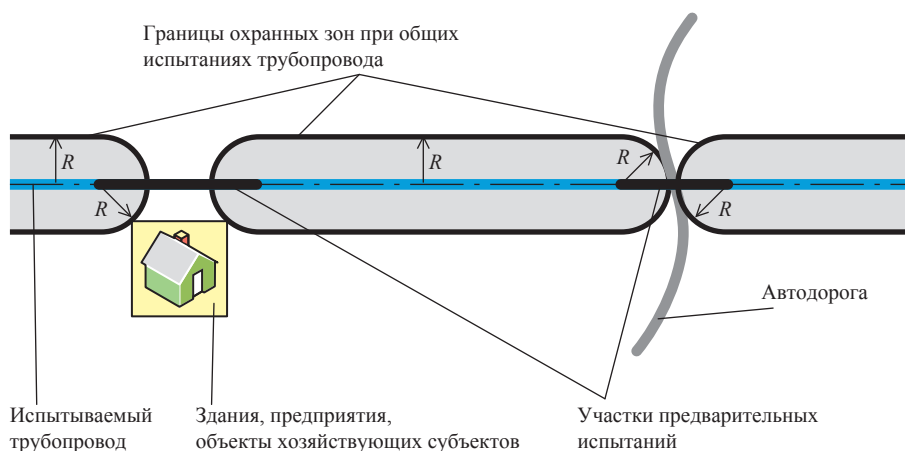


Рис. 3. Принцип назначения участков предварительных испытаний, обеспечивающий необходимые размеры охранных зон (R) при проведении заключительных испытаний

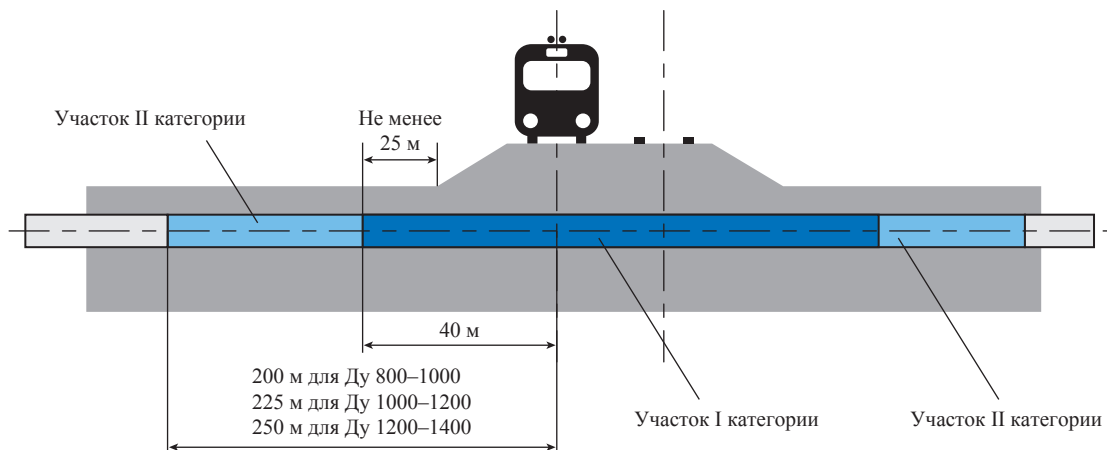


Рис. 4. Назначение длин категорированных участков на переходах МГ через железные дороги общей сети:

R (охранная зона пневмоиспытаний) – 250 м для трубопроводов Ду 800–1400;

R (охранная зона гидроиспытаний) – 150 м для трубопроводов Ду 800–1400 (ПБ 08-624-03)

Предварительные гидравлические испытания участков трубопровода, где должна обеспечиваться безопасность, необходимо проводить с условием обеспечения отсутствия воздуха в участке.

Для обеспечения условий локальной безопасности при испытаниях трубопровода необходимо назначать участки для предварительных гидравлических испытаний, которые должны проводиться при удалении воздуха из полости участка.

Предварительные гидравлические испытания отдельных участков трубопровода позволя-

ют на этапе проектирования установить границы охранных зон при испытаниях трубопровода таким образом, чтобы исключить остановку трафика на пересекаемых трубопроводом дорогах, обеспечить непрерывное обслуживание коммуникаций, не останавливать работы на сооружениях хозяйствующих субъектов.

Указанные требования следует внести в нормативные документы по обеспечению безопасности, проектированию и испытаниям. Это позволит обеспечить повышение безопасности при испытаниях и существенное снижение издержек при их проведении.

Список литературы

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» (введ. приказом Ростехнадзора РФ от 12.03.2013 г. № 101).
2. СТО Газпром 2-3.5-354-2009. Порядок проведения испытаний магистральных газопроводов в различных природно-климатических условиях. – М.: Газпром экспо, 2010.
3. Селезнев В.Е. Методы и технологии численного моделирования газопроводных систем / В.Е. Селезнев, В.В. Алешин, Г.С. Клишин. – М.: Едиториал УРСС, 2002. – 448 с.
4. Бейкер У. Взрывные явления. Оценка и последствия: в 2-х кн. / У. Бейкер, П. Кокс и др. – М.: Мир, 1986.
5. СТО Газпром 2-2.3-400-2009. Методика анализа риска для опасных производственных объектов газодобывающих предприятий ОАО «Газпром». – М.: Газпром экспо, 2010.
6. РТМ 36.9-88. Руководство по проектированию и производству взрывных работ при реконструкции промышленных предприятий и гражданских сооружений. – М.: Минмонтажспецстрой СССР, 1988.
7. Эпов Б.А. Основы взрывного дела / Б.А. Эпов. – М.: Воениздат, 1974.
8. Шагов Ю.В. Взрывчатые вещества и пороха / Ю.В. Шагов. – М.: Воениздат, 1976.
9. Правила техники безопасности при строительстве магистральных стальных трубопроводов (утв. Министерством строительства предприятий нефтяной и газовой промышленности СССР 11.08.1981 г.).
10. General Specification GS EP PLR 501 «Hydrostatic testing of pipelines» (Total).
11. Проект «Сахалин-II», Проект производства работ «Гидроиспытание трубопровода» 5600-С-90-84-Р-1011-00.

УДК 622.691.4.053

Ю.А. Маянц, С.В. Карпов, Д.И. Ширяпов

Анализ подходов к назначению величины испытательного давления на магистральных газопроводах

Для поддержания надежной и бесперебойной эксплуатации в течение всего жизненного цикла газопровод должен отвечать требованиям нормативных документов, в том числе в части конструктивной прочности.

Этой цели служит система контроля качества продукции на трубных заводах, включающая испытание труб пробным давлением в заводских условиях. В процессе сооружения газопровода стыковые сварные соединения подвергают дефектоскопии неразрушающими методами контроля, а отдельные участки газопроводов повышенной категории – предварительным гидравлическим испытаниям на прочность.

Давления испытания участков трубопровода на прочность в зависимости от этапов испытаний, категорий участков и их характеристик назначают выше проектного рабочего давления в 1,5; 1,25 и 1,1 раза, но не выше давления испытаний труб в заводских условиях (при гидравлических испытаниях).

Ввод в эксплуатацию построенного газопровода осуществляют лишь после его успешного заключительного испытания на прочность статическим внутренним давлением, превышающим рабочее и устанавливаемое действующими нормативными документами. Заключительные испытания на прочность в настоящее время продолжают оставаться единственным достаточно надежным свидетельством возможности ввода газопровода в эксплуатацию.

В работе [1] отмечалось, что встречаются случаи, когда после устранения дефекта, выявленного при испытаниях, следующее разрушение трубопровода в месте нового дефекта происходит при более низких давлениях, чем предыдущее.

В этой связи представляют интерес исследования А. Даффи, Р. Эйбера и У. Макси [2], проведенные при испытаниях образцов труб одной плавки диаметром 914 мм, толщиной стенки 10 мм из стали с пределом текучести не ниже 411,9 МПа с искусственно нанесенными поверхностными V-образными надрезами длиной 84, 152 и 192 мм и глубиной 5 мм.

Указанные образцы труб нагружались почти до разрушающего давления и затем выдерживались при этом давлении до тех пор, пока они не разрушались вследствие пластической деформации и роста трещин.

Было выявлено, что при давлении ниже разрушающего возможно разрушение, которое наступает не сразу, а по прошествии некоторого времени. Показано, что чем больше давление выдержки отличается от разрушающего, тем позже наступает разрушение при испытании (табл. 1).

Учитывая, что испытания проводились на разных образцах, можно допустить разброс свойств, вызванных местными вариациями толщины стенки и некоторым разбросом значений предела текучести материала в районе дефекта.

Авторы работы [2] приводят рис. 1 и табл. 2, отражающие общие выводы по их исследованию.

При кратковременном нагружении величина разрушающего давления достигает P_{\max} ; ΔP – величина уменьшения разрушающего давления при длительной выдержке.

Было отмечено, что при давлении ниже разрушающего на 5,4 % и более разрушения образцов труб с дефектами не наблюдалось.

Ключевые слова:

газопровод, испытания, давление.

Keywords:

gas pipeline, tests, pressure.

Таблица 1

Характеристики некоторых поверхностных дефектов, подвергшихся выдержке под давлением несколько ниже разрушающего

№ образца	$\sigma_{0,5}$, кг/мм ²	σ_B , кг/мм ²	Длина поверхностного дефекта, мм	Разрушающее давление, ати	Длительность выдержки, мин	ΔP , атм
1.1	51,8	64,2	84	113	0	0
1.2	51,8	64,2	84	111	720 ¹	-2
1.3	51,8	64,2	84	110	431	-3
1.4	51,8	64,2	84	105	1210	-8
2.1	51,2	64,3	152	90	0	0
2.2	51,2	64,3	152	88	10	-2
2.3	51,2	64,3	152	85	222	-5
2.4	51,2	64,3	152	83 ²	1345 ²	-7
3.1	48,3	62,8	190	76	21	0
3.2	48,3	62,8	190	73	0	-3
3.3	48,3	62,8	190	74	3	-2
3.4	48,3	62,8	190	70	24	-6

Примечание

¹ Основание V-образного надреза дало трещину, хотя ни течи, ни разрыва не последовало; однако датчики перемещения у конца надреза показали близость момента разрушения.

² При выдержке разрушения не наступило.

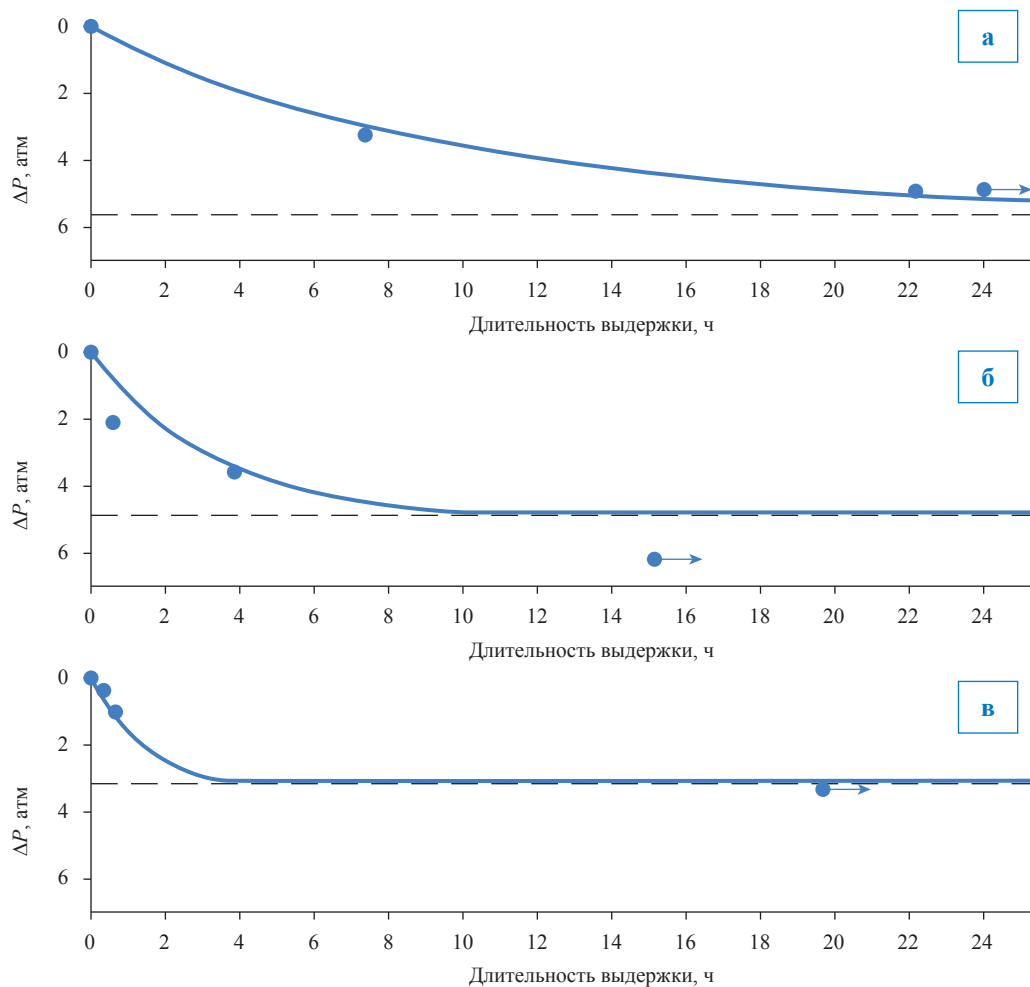


Рис. 1. Графики испытаний труб [2]:

а – длина дефектов – 84 мм, глубина – 5 мм; **б** – длина дефектов – 152 мм, глубина – 5 мм;
в – длина дефектов – 190 мм, глубина – 5 мм

Таблица 2

Данные о снижении разрушающего давления при длительной выдержке под давлением [6]

Размер дефекта, мм	ΔP_{\max} , ати (атмосфер технических избыточных)	P_{\max} , ати	$(\Delta P_{\max}/P_{\max}) \times 100$, %
84	5,6	113	5,0
152	4,9	90	5,4
190	3,2	73	4,3

Этот нижний уровень давления, при котором еще происходит рост дефекта, был назван К.Ф. Тиффани [4] «пороговым уровнем интенсивности напряжений». При этом важным выводом стало то, что разрушающее напряжение отличается примерно на 5 % от предела длительной прочности при любых размерах дефектов для трубных сталей.

Испытания повышенным давлением, преследовавшие цель «вырвать» дефектные трубы на испытываемом участке, проводились, в частности, в 1993–1995 гг. в рамках переиспытания гидравлическим способом и комплексного обследования действующей системы магистральных трубопроводов в ООО «Газпром трансгаз Югорск» [3]. Переиспытания проводились на участках со стресс-коррозионными дефектами. В процессе переиспытания участка газопровода при подъеме давления наблюдалось разрушение дефекта, давление снижалось до атмосферного, дефект устранялся, после чего аналогичные циклы повторялись до разрушения очередного дефекта или достижения давления испытания.

Такой порядок переиспытаний позволил исследовать поведение дефектов, подвергшихся малоцикловым нагружениям. Из 28 разрушившихся дефектов, которые подверглись воздействию нескольких циклов нагружения (2 и более), наибольший интерес вызывают те дефекты, у которых величины давлений на отдельных циклах, не приведших к разрушению, оказались выше давления последнего, разрушающего цикла. Насчитывалось 7 таких дефектов (табл. 3).

Полученные давления были пересчитаны с учетом высотных отметок, что позволило получить диаграммы нагружения этих дефектов (рис. 2, 3).

Примечательно поведение дефектов 1.3, 1.4 газопровода Ямбург – Елец I и дефекта 2.2 газопровода Уренгой – Центр I, которые разрушились через несколько циклов после максимального нагружения.

Поведение этих дефектов демонстрирует последовательное снижение порогового давления в последних циклах нагружения. Этот эффект показывает, что многократное достижение

Таблица 3

**Величины давления в участках системы магистральных газопроводов
Красноурьинского ЛПУМГ при циклических нагружениях, МПа**

№ дефекта	Номера циклов нагружения дефектов, $N_{ц}$								I	II	
	1	2	3	4	5	6	7	8			
Ямбург – Елец I (1420 × 15,7)											
1.1	8,11	9,01	8,91							1,11	1,11
1.2	8,55	9,45	9,35	9,7	9,94	9,9				0,4	0,4
1.3	8,15	9,05	8,95	9,3	9,54	9,5	9,51			0,31	-0,11
1.4	8,76	9,66	9,56	9,91	10,15	10,11	10,12	9,86		2,86	2,57
Уренгой – Центр I (1420 × 15,7)											
2.1	7,5	8,1	8,6	8,7	8,8	8,4				4,55	4,55
2.2	7,5	8,1	8,6	8,7	8,8	8,4	8,3			5,68	1,19
Уренгой – Петровск (1420 × 16,5)											
3.1	7,7	9,1	9,7	9,89	9,4					4,95	4,95

Примечания

I – снижение давления при разрыве относительно максимального давления нагружения дефекта (%);

II – снижение давления при разрыве относительно предпоследнего цикла нагружения дефекта (%).

Зеленым цветом окрашены значения давления циклов максимального нагружения дефектов, не приведших к разрушению. Желтым цветом – давления разрушения дефектов на последнем цикле нагружения.

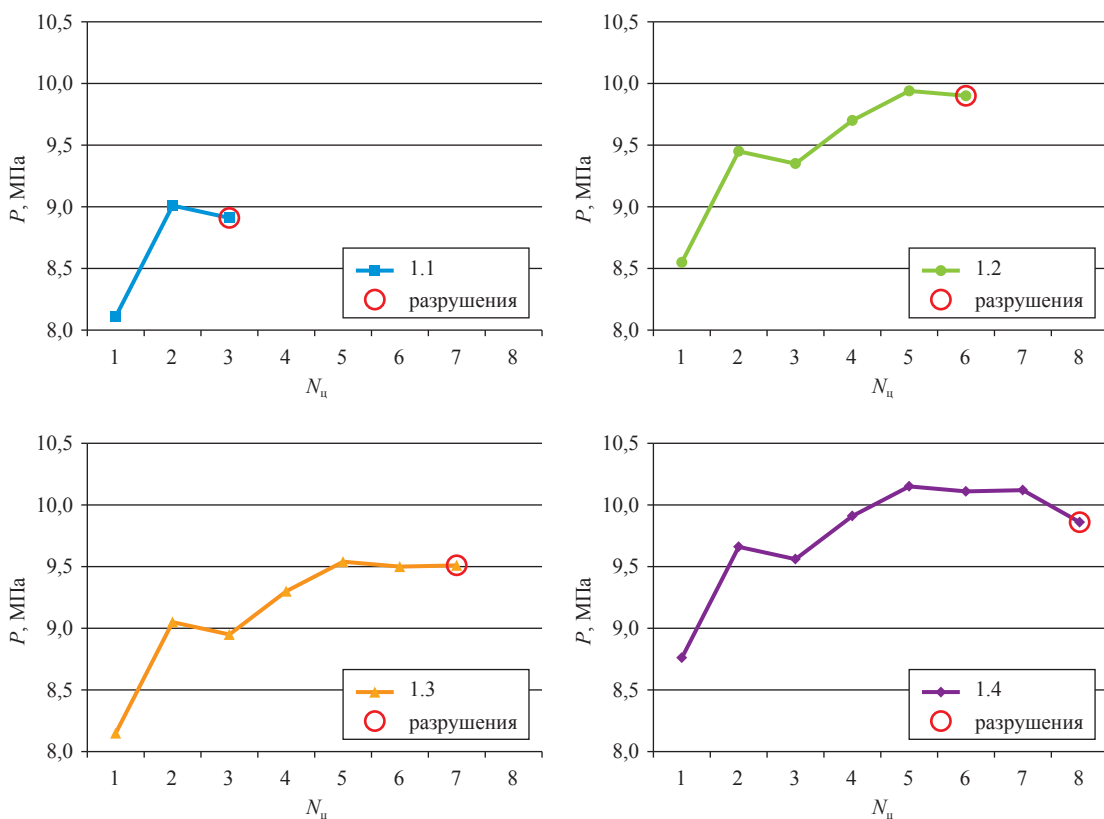


Рис. 2. Диаграммы циклического нагружения дефектов 1.1–1.4 до разрушения на газопроводе Ямбург – Елец I

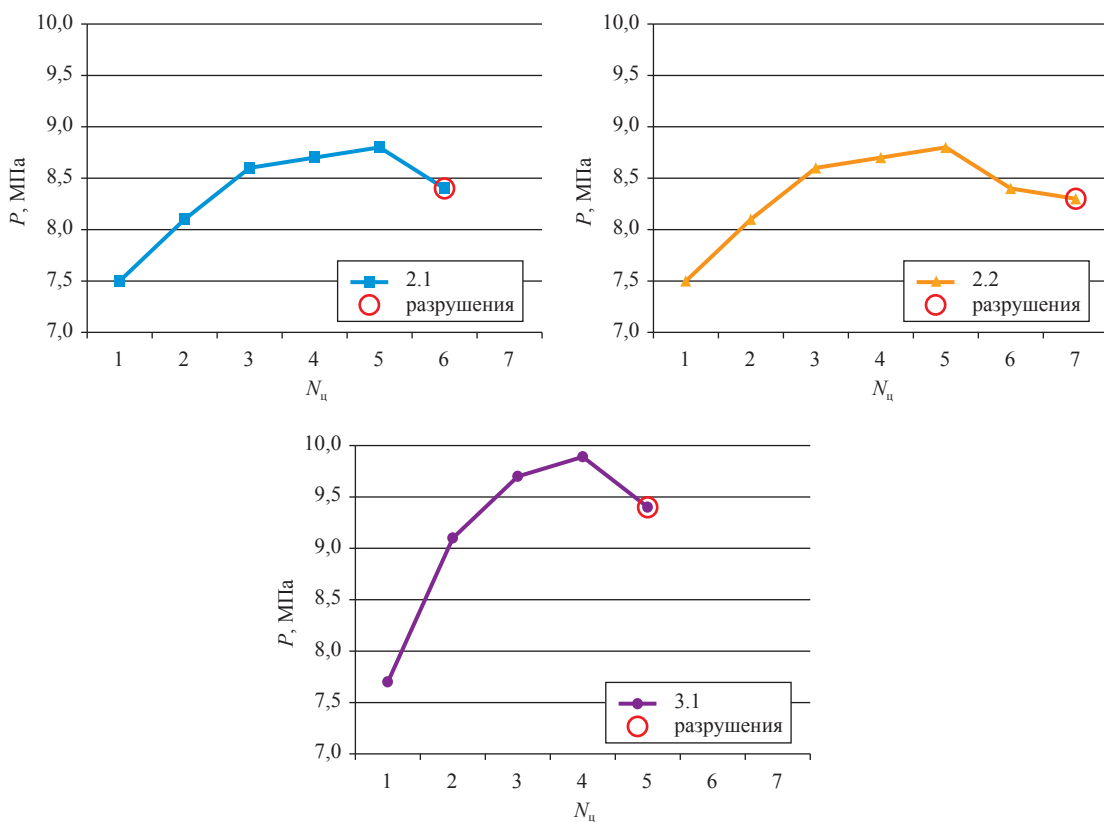


Рис. 3. Диаграммы циклического нагружения дефектов 2.1, 2.2 и 3.1 до разрушения на газопроводах Уренгой – Центр I и Уренгой – Петровск

порогового давления может снижать его при каждом следующем цикле нагружения без разрушения.

Таким образом, дефекты трубопровода характеризуются двумя характерными давлениями:

- пороговым давлением, при достижении и превышении которого дефект развивается;
- разрушающим давлением, при достижении которого происходит разрыв.

При давлении в трубопроводе ниже порогового дефекты не претерпевают изменений, и разрушения не наблюдаются в течение долгого времени (если только развитие дефектов не происходит по причине коррозии либо стресс-коррозии).

При проведении переиспытаний [3] был обнаружен эффект скачкообразного перехода дефектов на более низкий уровень характерных давлений с последующей приостановкой развития.

Этот эффект позволяет утверждать, что при начале снижения давления происходит фиксация характерных давлений, полученных при выдержке давления в трубопроводе при постоянном давлении.

Циклические нагрузки изменяют состояние дефектов, только когда максимальное дав-

ление циклов достигнет величины порогового давления. В противном случае они не будут влиять на рост дефекта.

Учитывая необходимость обеспечения некоторого запаса надежности, следует принять, что давление испытания на прочность должно быть выше рабочего в 1,1 раза, что соответствует существующим нормативным требованиям.

Результаты проведенных испытаний [3] подтверждаются также выводами более поздних исследований Х. Хейнса, Дж. Кифнера и М. Розенфельда [5] о не более чем 5%-ном отличии порогового напряжения от разрушающего.

Проведенный анализ подходов к вопросу назначения величины испытательного давления для магистральных газопроводов в целом подтвердил обоснованность существующих взглядов.

Показано, что давление при испытаниях участков магистрального газопровода на прочность необходимо назначать таким образом, чтобы в процессе последующей эксплуатации не достигалось величины порогового давления, что исключает развитие дефектов, инициированных внутренним давлением в процессе испытаний трубопровода.

Список литературы

1. Березин В.Л. Испытание магистральных нефтепродуктопроводов как метод повышения их надежности: тематич. науч.-технич. обзор / В.Л. Березин, В.В. Постников, Э.М. Ясин. – ВНИИОЭНГ, 1972. – (Серия «Транспорт и хранение нефти и нефтепродуктов»).
2. Даффи А. О поведении дефектов в сосудах давления / А. Даффи, Р. Эйбер, У. Макси; под. ред. Ю.М. Работнова // Новые методы оценки сопротивления металлов хрупкому разрушению: сб. ст. – М.: Мир, 1972.
3. Галиуллин З.Т. Переиспытание и комплексное обследование магистральных газопроводов, подверженных стресс-коррозии: обз. инф. / З.Т. Галиуллин, С.В. Карпов, М.И. Королев и др. – М.: ИРЦ Газпром, 1996. – 35 с. – (Серия «Транспорт и подземное хранение газа»).
4. Тиффани К.Ф. Прикладные вопросы вязкости разрушения / К.Ф. Тиффани, Дж.Н. Мастерс. – М.: Мир, 1968.
5. Хейнс Х. Гидроиспытания трубопровода: о выборе времени выдержки под давлением / Х. Хейнс, Д. Кифнер, М. Розенфельд // Oil & Gas Journal Russia. – 2012. – № 11.

УДК 621.643.2

Т.С. Есиев, К.А. Войдер, М.Г. Глухов

Анализ влияния холодной пластической деформации, возникающей в процессе изготовления, на механические свойства основного металла и металла сварных соединений отводов холодного гнутья из спиральношовных труб

Ключевые слова:

магистральный газопровод, строительство, холодная гибка, изготовление отводов, кривая холодного гнутья, рабочее давление, спиральношовная труба.

Keywords:

trunk gas pipeline, construction, cold bending, branch manufacture, cold bending curve, operating pressure, helical pipe.

В настоящее время отечественной нормативной документацией (ГОСТы, СНИПы) и стандартами ОАО «Газпром» (СТО Газпром, Р Газпром) не регламентировано изготовление отводов холодной гибки из спиральношовных труб.

В ОАО «Газпром» состоялось совещание по вопросу рассмотрения возможности использования спиральношовных труб при изготовлении холодного гнутья отводов, предназначенных для магистральных газопроводов на рабочее давление до 9,8 МПа. По итогам совещания ООО «Газпром ВНИИГАЗ» было поручено проведение необходимых испытаний. Испытания проводились ООО «Газпром ВНИИГАЗ» совместно с ОАО «Волжский трубный завод». Предварительно была разработана Программа исследования технологического процесса изготовления и оценки эксплуатационных свойств кривых холодного гнутья, изготовленных из спиральношовных труб с диаметрами 1020–1420 мм, которая была утверждена постоянно действующей комиссией ОАО «Газпром» по приемке новых видов трубной продукции.

Для решения поставленной задачи были выполнены следующие работы:

- теоретический анализ напряженно-деформированного состояния при гнутье спиральношовных труб;
- выбраны оптимальные режимыгиба на основе построенной модели с учетом конструктивных особенностей спиральношовных труб;
- изготовлены отводы по оптимальному (ОПТР) и критическому режимамгибки (КРТР);
- проведены лабораторные испытания образцов основного металла и сварных соединений;
- проведены гидростатические испытания внутренним давлением до разрушения.

Теоретический анализ напряженно-деформированного состояния при гнутье спиральношовных труб был выполнен ООО «Инженерный центр «Механические испытания и расчеты» (г. Санкт-Петербург). Расчеты [3] позволили установить следующее:

- ориентация сварного шва трубы в трубогибочном станке незначительно влияет на величину остаточных деформаций в процессегибки;
- утонение в зоне растяжения (ЗР) представляется незначительным, в момент когда в зоне сжатия (ЗС) начинается процесс образования гофр;
- вычисленные размеры зон, охваченных пластическим деформированием при единичном углегибки в 1° , позволили оценить величину шага подачи трубы, при котором исключается наложение деформаций друг на друга на последующих шагахгибки.

По результатам проведенного математического моделирования и аналогичных предыдущих исследований для изготовления отводов с угломгибки 6° (максимально допустимый по ГОСТ 24950-81 [1]) из труб класса прочности K60 и диаметром 1420 мм были определены основные расчетные параметры гнутья:

- для ОПТР шаггибки – 330 мм, единичный уголгиба – $0,4^\circ$;
- для КРТР шаггибки – 830 мм, единичный уголгиба – 1° .

Для изготовления отводов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были разработаны операционно-технологические карты холодной гибки труб по ОПТР и КРТР.

На испытания были представлены три спиральношовные трубы (по ТУ 14-156-76-2007 [4]) без изоляционного покрытия, диаметром 1420 мм, с толщиной стенки 21,6 мм, класса прочности К60 производства ОАО «Волжский трубный завод». Из труб были изготовлены 2 отвода по ОПТР и 1 отвод по КРТР гибки, на которых сравнивали механические свойства основного металла и спиральных сварных соединений в ЗР и ЗС относительно недеформированной зоны (НЗ).

Один отвод, изготовленный по ОПТР, был предназначен для проведения гидроиспытаний до разрушения и определения его конструкционной прочности.

Для определения продольных деформаций при ОПТР и КРТР, возникающих в результате изготовления отводов, на трубы перед гибкой наносили кернение на наружную поверхность вдоль оси с шагом 50 мм с двух диаметрально противоположных сторон. При проведении гибки трубы ориентировали таким образом, чтобы кернения располагались в области максимальных растягивающих и сжимающих деформаций.

Отводы были изготовлены ЗАО «Соединительные детали трубопроводов» (г. Челябинск) на итальянском трубогибном станке Pipe Bending Machines для диаметров от 1200–1500 мм (48–60"). Для уменьшения овальности на торцах отвода применяли распорки. Следует отметить, что расчетные параметры ОПТР и КРТР гибки были несколько скорректированы исходя из фактических возможностей трубогибного оборудования. При изготовлении отводов как по оптимальному, так и по критическому режимам образования гофр, имеющих размеры сверх допустимых норм, не произошло. Результаты измерений расстояний между кернениями, выполненных после гибки, показали, что продольная деформация в зонах сжатия и растяжения практически одинаковая и составляет в среднем около 1,5 %. При этом в отводе, изготовленном по ОПТР, максимальная продольная деформация составила в ЗР 2,20 %, в ЗС – 2,56 %, а в отводе, изготовленном по КРТР, в ЗР – 2,60 %, в ЗС – 3,02 %. На отводах была нанесена разметка зон вырезки темплетов для проведения

механических испытаний (были проведены ОАО «РосНИТИ») [5].

Для анализа влияния холодной пластической деформации на свойства отводов, изготовленных по разным режимам, были выполнены следующие виды механических испытаний: на растяжение, ударный изгиб, статическую трещиностойкость, статический изгиб. Образцы для данных испытаний были изготовлены из темплетов, вырезанных из трех зон (НЗ, ЗС, ЗР). Образцы отбирались в поперечном и продольном направлениях относительно оси отводов.

Испытания на растяжение основного металла отводов проводились на плоских пропорциональных образцах типа I при температуре +20 °С, согласно ГОСТ 1497-84 [6]. Пределы прочности (σ_B) и текучести ($\sigma_{0,2}$) и относительное удлинение (δ_5) определялись на образцах из темплетов, вырезанных из отводов с максимальными пластическими деформациями в ЗР и ЗС. На рис. 1, 2 представлены отклонения прочностных и пластических свойств (в %) основного металла в ЗР и ЗС относительно НЗ в поперечном и продольном направлениях, в отводах после процесса гибки по ОПТР и КРТР.

В результате гибки в обоих отводах наблюдаются следующие тенденции изменения механических свойств:

- предел прочности независимо от зоны и направления вырезки образцов изменяется незначительно – до 12 % по отношению к НЗ;
- предел текучести в поперечном направлении увеличивается как в ЗР, так и в ЗС от 1 до 23 % по отношению к НЗ;
- в продольном направлении в ЗР предел текучести увеличивается до 10 %, а в ЗС снижается до 10 %;
- относительное удлинение в поперечном направлении обоих отводов снижается. Максимальное снижение – до 17,7% – происходит в ЗР отвода, изготовленного по КРТР.

В отводе, изготовленном по КРТР, все тенденции изменения прочностных свойств более выражены.

Испытания на растяжение сварных соединений проводились на плоских образцах типа XIII и цилиндрических пятикратных типа III (по ГОСТ 6996-66 [7]) при температуре +20 °С. При испытании поперечных плоских образцов со сварным соединением разрушение происходило по основному металлу. Независимо от режима гнутья в ЗС и ЗР наблюдалась тенденция

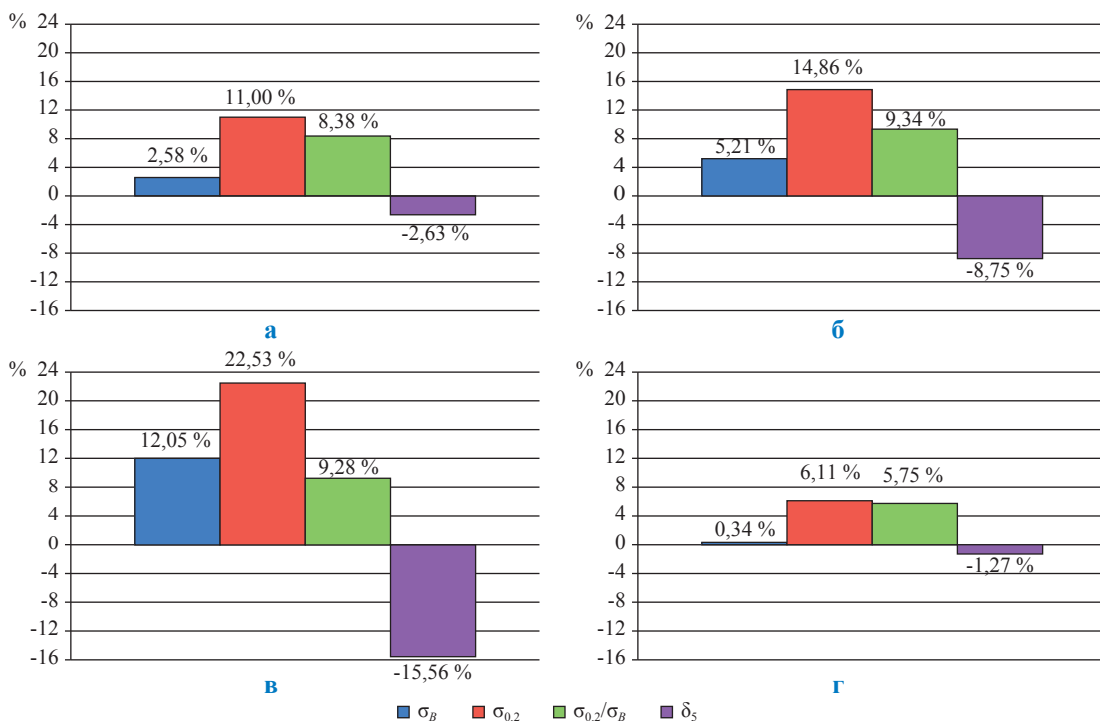


Рис. 1. Отклонение прочностных и пластических показателей основного металла в ЗР и ЗС в поперечном направлении:
 а – НЗ и ЗР отвода из трубы № 1384 (ОПТР); б – НЗ и ЗС отвода из трубы № 1384 (ОПТР);
 в – НЗ и ЗР отвода из трубы № 1428 (КРТР); г – НЗ (плавка 572588) и ЗС (плавка 572583) отвода из трубы № 1428 (КРТР)

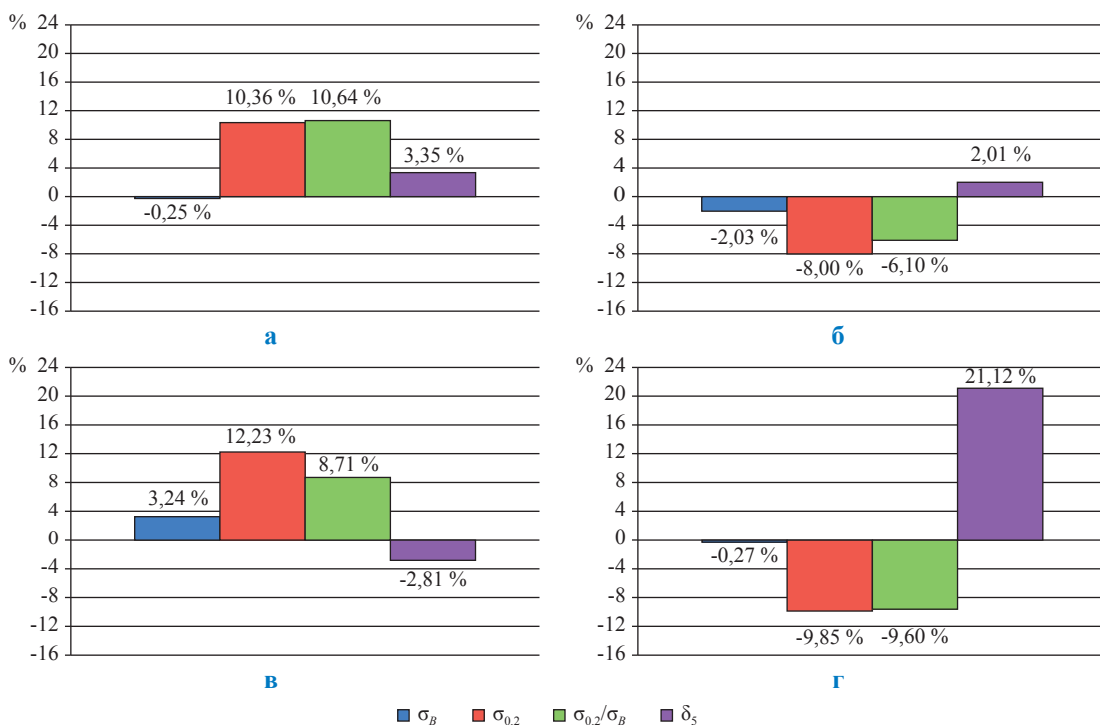


Рис. 2. Отклонение прочностных и пластических показателей основного металла в ЗР и ЗС в продольном направлении:
 а – НЗ и ЗР отвода из трубы № 1384 (ОПТР); б – НЗ и ЗС отвода из трубы № 1384 (ОПТР);
 в – НЗ (плавка 572588) и ЗР (плавка 572583) отвода из трубы № 1428 (КРТР);
 г – НЗ и ЗС отвода из трубы № 1428 (КРТР)

к незначительному увеличению предела прочности как в продольном, так и поперечном направлениях (рис. 3, 4). В продольном направлении предел прочности шва увеличивается меньше, чем в поперечном. Отмеченные изменения прочностных свойств сварных швов укладываются в среднестатистическое отклонение и, вероятно, не являются следствием влияния деформации на их свойства.

Испытания на ударный изгиб основного металла отводов проводились на продольных и поперечных образцах типа II (по ГОСТ 9454-75 [8]) при температуре -20 °С. Результаты испытаний на ударную вязкость основного металла показали, что основной металл отводов имеет разный уровень ударной вязкости (рис. 5). Ударная вязкость основного металла трубы отвода, изготовленного по КРТР, выше, чем ударная вязкость исходного металла отвода, изготовленного по

ОПТР. Это обусловлено различием свойств исходной заготовки для трубы, т.е. листа. Анализ результатов испытаний поперечных и продольных образцов свидетельствует о том, что направление вырезки образцов не оказывает существенного влияния на величину ударной вязкости основного металла отводов.

Красной линией отмечено требование к ударной вязкости по техническим условиям на спиральные трубы. После гибки ударная вязкость основного металла отвода из трубы, изготовленного по ОПТР, в ЗС и ЗР практически не изменилась. В отводе, изготовленном по КРТР, ударная вязкость снизилась во всех направлениях. При этом более интенсивное снижение ударной вязкости наблюдается в ЗС. Несмотря на снижение ударной вязкости, ее величина с большим запасом удовлетворяет предъявляемым требованиям к данным трубам.

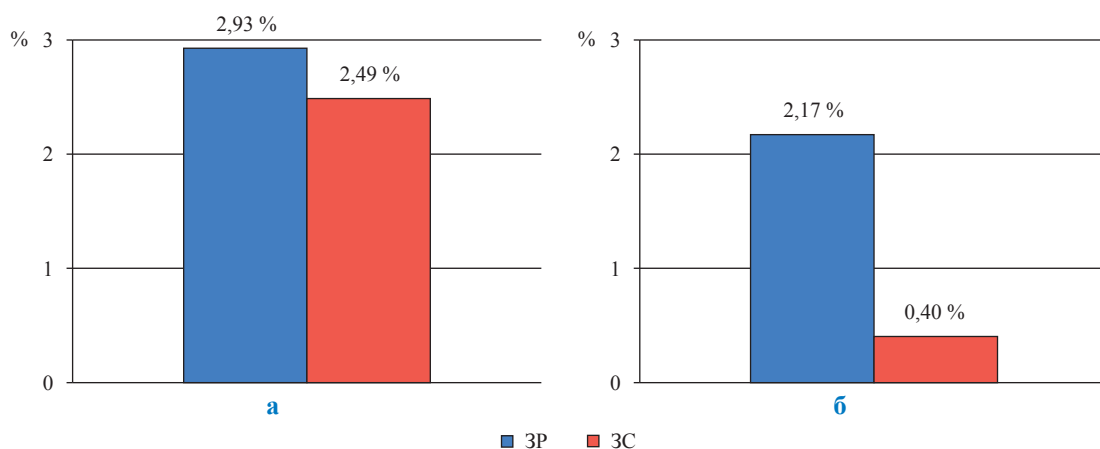


Рис. 3. Отклонения прочностных свойств сварного шва (σ_B) в ЗР и ЗС относительно НЗ в поперечном направлении:
а – из трубы № 1384 (ОПТР); б – из трубы № 1428 (КРТР)

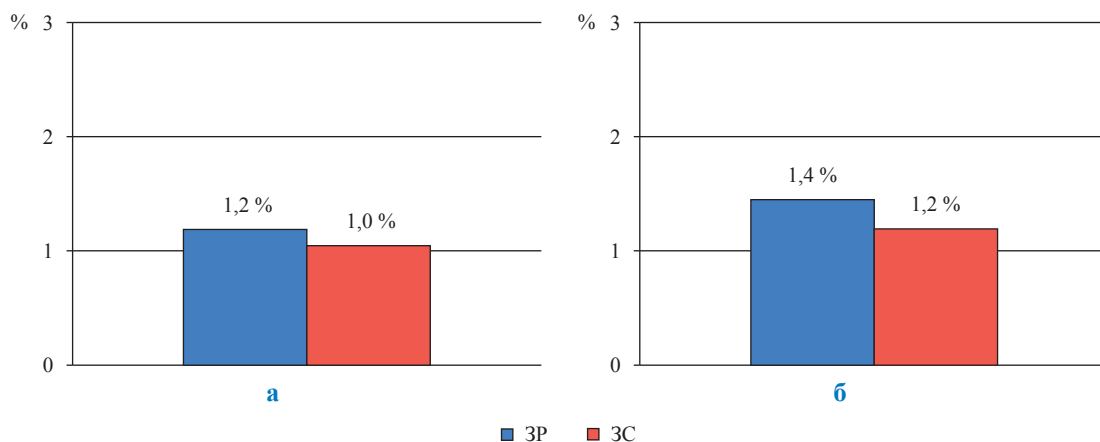


Рис. 4. Отклонения прочностных свойств сварного шва (σ_B) в ЗР и ЗС относительно НЗ в продольном направлении:
а – из трубы № 1384 (ОПТР); б – из трубы № 1428 (КРТР)

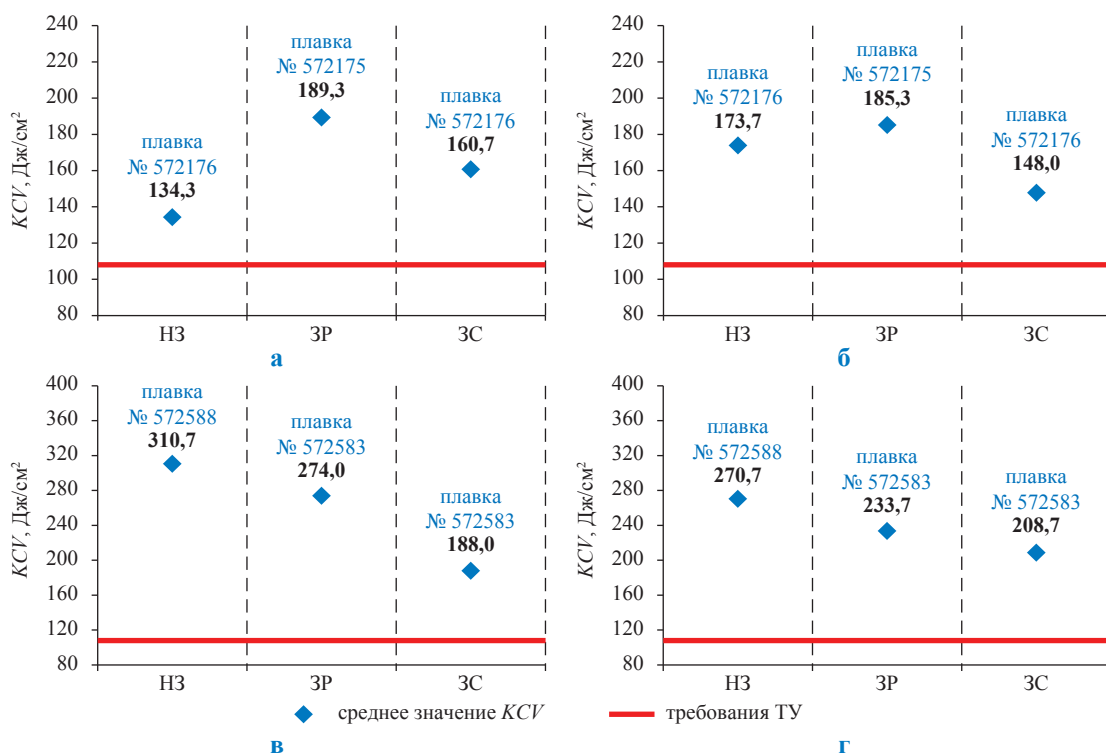


Рис. 5. Ударная вязкость основного металла:

а – отвод из трубы № 1384 (ОПТР), поперечное направление; б – отвод из трубы № 1384 (ОПТР), продольное направление; в – отвод из трубы № 1428 (КРТР), поперечное направление; г – отвод из трубы № 1428 (КРТР), продольное направление

Испытания на ударный изгиб спирально-сварного соединения проводились на поперечных образцах по центру шва и линии сплавления (по ГОСТ 9669-66 [9]) при температуре -20°C . Результаты испытаний на ударную вязкость сварного соединения представлены на рис. 6. После деформации наблюдается, что ударная вязкость по центру сварного шва снижается и находится на границе допустимых требований. Испытания показали, что значение ударной вязкости в начальном состоянии и после операции гибки по линии сплавления выше, чем по центру сварного соединения. После деформации ударная вязкость по линии сплавления снижается в большей степени, нежели по центру шва, но остается в пределах допустимых норм.

При проведении испытаний образцов основного металла и сварных соединений на трещиностойкость определялось критическое раскрытие в вершине трещины (CTOD) при температуре -20°C (в соответствии с требованиями BS 7448-1:1991 [10] и BS 7448-2:1997 [11] соответственно). Испытания основного металла показали, что при изначально низких зна-

чениях параметра трещиностойкости (менее 0,20 мм) в отводе, изготовленном по ОПТР, после гибки в зонах сжатия и растяжения данный параметр практически не меняется. Иная картина наблюдается отводе из трубы, изготовленном по КРТР. При изначально высоких значениях раскрытия в вершине трещины (более 0,87 мм до деформации) в обоих направлениях после операции гибки показатель резко снижается. Испытания образцов сварных соединений с расположением надреза с трещиной по центру шва и по линии сплавления показали, что после гибки происходит падение показателя трещиностойкости, причем большее падение происходит в отводе, изготовленном по КРТР.

Испытания спиральных сварных соединений отводов на статический изгиб проводились в соответствии с ГОСТ 6996-66 [9] при температуре $+20^{\circ}\text{C}$ как для наружного, так и для внутреннего швов. Все образцы, отобранные из спиральношовного соединения отводов, показали положительные результаты испытаний на статический загиб, т.е. на внутреннем и наружном швах после изгиба на 180° трещин не обнаружено.

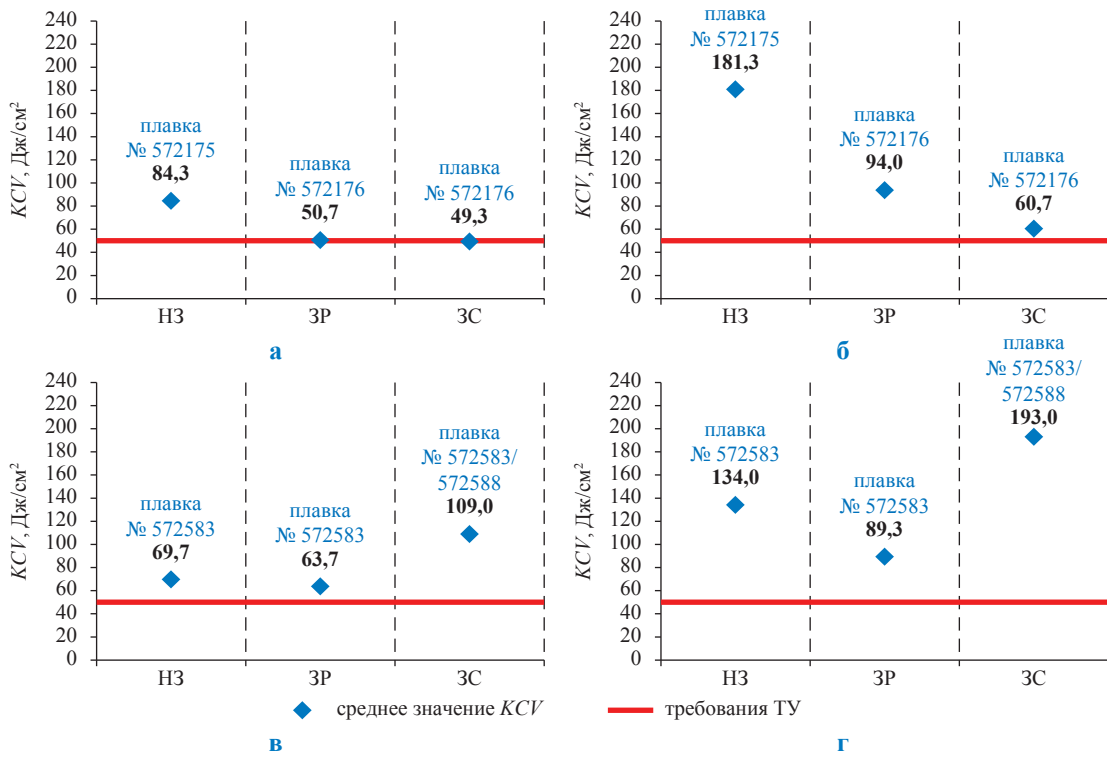


Рис. 6. Ударная вязкость сварного соединения в поперечном направлении:
а – отвод из трубы № 1384 (ОПТР), центр шва; б – отвод из трубы № 1384 (ОПТР),
линия сплавления; в – отвод из трубы № 1428 (КРТР), центр шва;
г – отвод из трубы № 1428 (КРТР), линия сплавления

Гидравлическое испытание до разрушения третьего спиральношовного соединения отвода, изготовленного по ОПТР, проводилось на ОАО «Трубодеталь». Испытание внутренним гидростатическим давлением отвода проводили до разрушения, которое произошло при давлении 19,8 МПа по основному металлу в стороне от области гибки посредством образования продольной трещины в вершине выпучины.

Общая длина разрушения по траектории распространения трещины составила 3350 мм, вдоль оси отвода – 2610 мм. Трещина не пересекла сварной шов, а распространилась вдоль зоны термического влияния. Разрушение произошло вязко при напряжениях, превышающих предел прочности (около 650 МПа). На рис. 7 представлены результаты гидравлических испытаний.

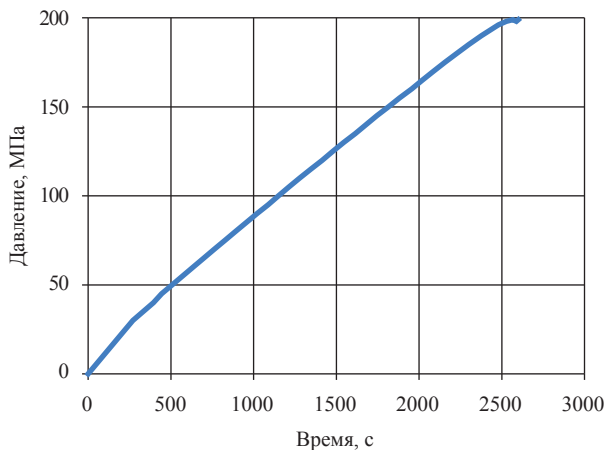


Рис. 7. Результаты гидравлических испытаний

Возможность изготовления отводов холодной гибки в соответствии с требованиями нормативных документов подтверждена практически.

Операция гибки приводит к увеличению прочностных и снижению вязко-пластических свойств основного металла спиральношовной трубы, не оказывая существенного влияния на качество сварных соединений.

Гидравлические испытания показали, что разрушение отвода произошло на прямом участке по основному металлу отвода при напряжениях в стеке трубы, превышающих предел прочности.

На основании анализа результатов проведенных испытаний при выборе спиральношов-

ных труб класса прочности К60 для изготовления отводов холодной гибки рекомендуется руководствоваться следующими критериями:

- предел текучести основного металла трубы должен быть не более 520 Н/мм²;
- относительное удлинение основного металла должно быть не менее 23 %;
- ударная вязкость по центру шва и линии сплавления должна быть не менее 80 Дж/см².

При выполнении перечисленных условий (в случае правильного выбора режима гибки) механические свойства отводов в деформируемых зонах будут соответствовать требованиям нормативных документов на трубы, из которых они изготовлены.

Список литературы

1. ГОСТ 24950-81. Отводы гнутые и вставки кривые на поворотах линейной части стальных магистральных трубопроводов. Технические условия.
2. СНИП III-42-80. Магистральные трубопроводы.
3. Проведение теоретического анализа напряженно-деформированного состояния при гнутье спиральношовных труб и лабораторных исследований основного металла и сварного соединения испытаний кривых холодного гнутья изготовленных из спиральношовных труб: отчет по этапу № 1. – ООО ИЦ «МИР».
4. ТУ 14-156-76-2007. Трубы стальные электросварные спиральношовные диаметром 1420 мм для работы под давлением до 9,8 МПа (100 кгс/см²).
5. Технологическое сопровождение процесса изготовления кривых холодного гнутья, изготовленных из спиральношовных труб диаметром 1420 мм с толщиной стенки 21,6 мм, класса прочности К60: отчет о НИР. – РосНИТИ.
6. ГОСТ 1497-84. Металлы. Методы испытаний на растяжение.
7. ГОСТ 6996-66. Сварные соединения. Методы определения механических свойств.
8. ГОСТ 9454-78. Металлы. Метод испытания на ударный изгиб при пониженных, комнатной и повышенных температурах.
9. ГОСТ 6996-66. Сварные соединения. Методы определения механических свойств.
10. BS 7448-1:1991. Fracture mechanics toughness tests. Method for determination of K_{1C}, critical CTOD and critical J values of metallic materials.
11. BS 7448-2:1997. Fracture mechanics toughness tests. Method for determination of K_{1C}, critical CTOD and critical J values of welds in metallic materials.

Сведения об авторах

<i>Алимов Сергей Викторович</i>	Первый заместитель начальника Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром». Тел.: (495)719-30-57. E-mail: S.Alimov@adm.gazprom.ru
<i>Алихашкин Алексей Сергеевич</i>	главный специалист Лаборатории испытаний газопроводов Центра технологий строительства, ремонта и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-91. E-mail: A_Alikhashkin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Баламутов Владимир Иванович</i>	ведущий инженер Лаборатории технологий строительства и ремонта трубопроводов Центра технологий строительства, ремонта и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-44-12. E-mail: V_Balamutov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Бурутин Олег Викторович</i>	заместитель начальника отдела по капитальному ремонту и диагностике КС, ДКС, КС ПХГ и СОГ Управления по транспортировке газа и газового конденсата Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром». Тел.: (495)719-26-75. E-mail: O.Burutin@adm.gazprom.ru
<i>Войдер Кирилл Александрович</i>	заведующий сектором соединительных деталей лаборатории труб и соединительных деталей Лаборатории труб и соединительных деталей Центра развития трубной продукции и технологий сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-48. E-mail: K_Voyder@vniigaz.gazprom.ru
<i>Вялых Игорь Леонидович</i>	начальник Лаборатории технической диагностики трубопроводов и оборудования Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-46-53. E-mail: I_Vyalykh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Гамера Юрий Васильевич</i>	к.ф.-м.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории техногенных рисков и промышленной безопасности Центра гражданской защиты и промышленной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-41-09. E-mail: Y_Gamera@vniigaz.gazprom.ru
<i>Глухов Максим Григорьевич</i>	научный сотрудник Лаборатории труб и соединительных деталей Центра развития трубной продукции и технологий сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-48. E-mail: M_Glukhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Грязин Владимир Евгеньевич</i>	к.т.н., начальник Лаборатории прогноза технического состояния, диагностики и планирования ремонта ГТС Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-66. E-mail: V_Gryazin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Елфимов Александр Васильевич</i>	начальник Лаборатории технологий строительства и ремонта трубопроводов Центра технологий строительства, ремонта и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-46-23. E-mail: A_Elfimov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Есиев Таймураз Сулейманович</i>	к.т.н., начальник Лаборатории труб и соединительных деталей Центра развития трубной продукции и технологий сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-48. E-mail: T_Esiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Запевалов Дмитрий Николаевич</i>	к.т.н., заместитель директора Центра технологий строительства, ремонта и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-96-91. E-mail: d_zapevalov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Зорин Николай Евгеньевич</i>	старший научный сотрудник Лаборатории исследования процессов коррозионного растрескивания под напряжением Центра развития трубной продукции и технологий сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-66. E-mail: N_Zorin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Зотов Дмитрий Андреевич</i>	главный специалист Лаборатории технической диагностики трубопроводов и оборудования Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-46-53. E-mail: D_Zotov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Карпов Сергей Всеволодович</i>	к.т.н., ведущий научный сотрудник Лаборатории испытаний газопроводов Центра технологий строительства, ремонта и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-91. E-mail: S_Karpov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ковех Виктор Михайлович</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории надежности и ресурса ГТС Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-48. E-mail: V_Kovekh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Курганова Ирина Николаевна</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории надежности и ресурса ГТС Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-48. E-mail: I_Kurganova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Курганова Мария Александровна</i>	научный сотрудник Лаборатории научно-методического и нормативного обеспечения Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-48. E-mail: M_Kurganova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Лазарев Владимир Львович</i>	заместитель начальника Лаборатории технической диагностики трубопроводов и оборудования Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-46-53. E-mail: V_Lazarev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Маянц Юрий Анатольевич</i>	заместитель директора Центра технологий строительства, ремонта и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-09. E-mail: Y_Mayants@vniigaz.gazprom.ru
<i>Мелёхин Олег Николаевич</i>	начальник отдела по капитальному ремонту и диагностике Управления по транспортировке газа и газового конденсата Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром». Тел.: (495)719-69-05. E-mail: O.Melekhin@adm.gazprom.ru

<i>Мельникова Анна Валерьевна</i>	главный специалист Лаборатории исследования процессов коррозионного растрескивания под напряжением Центра развития трубной продукции и технологий сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-66. E-mail: A_Melnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Милько-Бутовский Георгий Александрович</i>	главный специалист Лаборатории надежности и ресурса ГТС Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-48. E-mail: G_Milko-Butovsky@vniigaz.gazprom.ru
<i>Морин Игорь Юрьевич</i>	научный сотрудник Лаборатории надежности и ресурса ГТС Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-48. E-mail: I_Morin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Нефёдов Сергей Васильевич</i>	к.т.н., директор Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-90-91. E-mail: s_nefedov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Носова Екатерина Сергеевна</i>	инженер Лаборатории научно-методического и нормативного обеспечения Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-48. E-mail: E_Nosova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Овсянников Евгений Николаевич</i>	научный сотрудник Лаборатории надежности и ресурса ГТС Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-48. E-mail: E_Ovsiannikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Овчаров Сергей Викторович</i>	к.т.н., начальник Лаборатории техногенных рисков и промышленной безопасности Центра гражданской защиты и промышленной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-96-64. E-mail: S_Ovcharov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Панов Михаил Юрьевич</i>	ведущий научный сотрудник Лаборатории надежности и ресурса ГТС Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-48. E-mail: M_Panov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Петрова Юлия Юрьевна</i>	к.ф.-м.н., заместитель начальника Лаборатории техногенных рисков и промышленной безопасности Центра гражданской защиты и промышленной безопасности ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-41-09. E-mail: YYPetrova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Петровский Михаил Алексеевич</i>	советник Генерального директора ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-96-14. E-mail: M_Petrovsky@vniigaz.gazprom.ru
<i>Прокопенко Андрей Юрьевич</i>	ведущий инженер Лаборатории прогноза технического состояния, планирования диагностики, ремонта ГТС Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС, ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-66. E-mail: A_Prokopenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Рассохина Анастасия Владимировна</i>	научный сотрудник Лаборатории научно-методического и нормативного обеспечения Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-48. E-mail: A_Rassokhina@vniigaz.gazprom.ru

<i>Ремизов Алексей Евгеньевич</i>	научный сотрудник Лаборатории технической диагностики трубопроводов и оборудования Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-84. E-mail: A_Remizov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ряховских Илья Викторович</i>	начальник Лаборатории исследования процессов коррозионного растрескивания под напряжением Центра развития трубной продукции и технологий сварки ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-66. E-mail: I_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Сидорочев Михаил Евгеньевич</i>	заместитель начальника Управления по транспортировке газа и газового конденсата Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром». Тел.: (495)719-40-41. E-mail: M.Sidorotchev@Adm.Gazprom.ru
<i>Силкин Виктор Михайлович</i>	к.т.н., заместитель директора Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-48. E-mail: V_Silkin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Столов Владимир Петрович</i>	к.ф.-м.н., начальник Лаборатории надежности и ресурса ГТС Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-48. E-mail: V_Stolov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Тильков Андрей Николаевич</i>	инженер Лаборатории надежности объектов газотранспортной системы Отдела надежности и ресурса Северного коридора ГТС Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: (8216)75-25-81. E-mail: a.tilkov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Трифонов Олег Владимирович</i>	д.т.н., доцент, главный научный сотрудник Лаборатории научно-методического и нормативного обеспечения Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-48. E-mail: O_Trifonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ушаков Александр Васильевич</i>	заместитель начальника Лаборатории технологий строительства и ремонта трубопроводов Центра технологий строительства, ремонта и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-44-12. E-mail: A_Ushakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Черный Владимир Петрович</i>	д.т.н., начальник Лаборатории научно-методического и нормативного обеспечения Центра управления техническим состоянием и целостностью ГТС ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-40-48. E-mail: V_Cherniy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Шарыгин Валерий Михайлович</i>	д.т.н., главный научный сотрудник Лаборатории надежности объектов газотранспортной системы Отдела надежности и ресурса Северного коридора ГТС Филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. Тел.: (8216)75-25-81. E-mail: a.tilkov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Ширяпов Дмитрий Игоревич</i>	к.т.н., начальник Лаборатории испытаний газопроводов Центра технологий строительства, ремонта и защиты от коррозии ООО «Газпром ВНИИГАЗ». Тел.: (498)657-43-91. E-mail: D_Shiryapov@vniigaz.gazprom.ru

Information about the authors

<i>Alimov Sergey Viktorovich</i>	First Deputy Head of Gas Transportation, Underground Storage and Use Authority of Gazprom JSC. Tel.: (495)719–30–57. E-mail: S.Alimov@adm.gazprom.ru
<i>Alikhashkin Aleksy Sergeevich</i>	Chief Specialist of the Gas Pipeline Test Laboratory of the Centre for Pipelines Construction, Repairing and Corrosion Protection Technologies of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657–43–91. E-mail: A_Alikhashkin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Balamutov Vladimir Ivanovich</i>	Chief Engineer of the Pipeline Construction and Repairing Technologies Laboratory of the Centre for Pipelines Construction, Repairing and Corrosion Protection Technologies of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657–44–12. E-mail: V_Balamutov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Burutin Oleg Viktorovich</i>	Deputy Head of the Department for Capital Repair and Diagnostics of CS, BS, UGS CS and GCS of the Gas and Gas Condensate Transportation Agency of the Gas Transportation, Underground Storage and Use Authority of Gazprom JSC. Tel.: (495)719–26–75. E-mail: O.Burutin@adm.gazprom.ru
<i>Cherniy Vladimir Petrovich</i>	Doctor of Engineering, Head of the Scientific-Methodological and Standard Support Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657–40–48. E-mail: V_Cherniy@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gamera Yuriy Vasilyevich</i>	Candidate of Physics and Mathematics, Leading Research Assistant of the Industrial Risks and Industrial Safety Laboratory of the Centre for Civil Protection and Industrial Safety of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657–41–09. E-mail: Y_Gamera@vniigaz.gazprom.ru
<i>Glukhov Maksim Grigoryevich</i>	Research Assistant of the Pipes and Couplings Laboratory of the Pipe Products and Welding Techniques Development Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657–40–48. E-mail: M_Glukhov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Gryazin Vladimir Evgenyevich</i>	Candidate of Engineering, Head of GTS Technical Condition, Diagnostics and Repair Planning Forecast Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657–43–66. E-mail: V_Gryazin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Elfimov Aleksandr Vasilyevich</i>	Head of the Pipeline Construction and Repairing Technologies Laboratory of the Centre for Pipelines Construction, Repairing and Corrosion Protection Technologies of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657–46–23. E-mail: A_Elfimov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Esiev Taimuraz Suleymanovich</i>	Candidate of Engineering, Head of the Pipes and Couplings Laboratory of the Pipe Products and Welding Techniques Development Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657–40–48. E-mail: T_Esiev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Karpov Sergey Vsevolodovich</i>	Candidate of Engineering, Leading Research Assistant of the Gas Pipeline Test Laboratory of the Centre for Pipelines Construction, Repairing and Corrosion Protection Technologies of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657–43–91. E-mail: S_Karpov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Kovekh Viktor Mikhailovich</i>	Leading Research Assistant of the GTS Reliability and Resource Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-40-48. E-mail: V_Kovekh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kurganova Irina Nikolayevna</i>	Leading Research Assistant of the GTS Reliability and Resource Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-40-48. E-mail: I_Kurganova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Kurganova Maria Aleksandrovna</i>	Research Assistant of the Scientific-Methodological and Standard Support Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-40-48. E-mail: M_Kurganova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Lazarev Vladimir Lvovich</i>	Deputy Head of the Pipeline and Equipment Technical Diagnostics Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-46-53. E-mail: V_Lazarev@vniigaz.gazprom.ru
<i>Mayants Yuriy Anatolyevich</i>	Deputy Director of the Centre for Pipelines Construction, Repairing and Corrosion Protection Technologies of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-43-09. E-mail: Y_Mayants@vniigaz.gazprom.ru
<i>Melekhin Oleg Nikolaevich</i>	Head of the Department for Capital Repair and Diagnostics of the Gas and Gas Condensate Transportation Agency of the Gas Transportation, Underground Storage and Use Authority of Gazprom JSC. Tel.: (495)719-69-05. E-mail: O.Melekhin@adm.gazprom.ru
<i>Melnikova Anna Valeryevna</i>	Chief Specialist of the Stress Corrosion Cracking Research Laboratory of the Pipe Products and Welding Techniques Development Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-43-66. E-mail: A_Melnikova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Milko-Butovsky Georgy Aleksandrovich</i>	Chief Specialist of the GTS Reliability and Resource Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-40-48. E-mail: G_Milko-Butovsky@vniigaz.gazprom.ru
<i>Morin Igor Yuryevich</i>	Research Assistant of the GTS Reliability and Resource Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-40-48. E-mail: I_Morin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nefedov Sergey Vasilyevich</i>	Candidate of Engineering, Director of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-90-91. E-mail: s_nefedov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Nosova Ekaterina Sergeevna</i>	Engineer of the Scientific-Methodological and Standard Support Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-40-48. E-mail: E_Nosova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ovcharov Sergey Viktorovich</i>	Candidate of Engineering, Head of the Industrial Risks and Industrial Safety Laboratory of the Centre for Civil Protection and Industrial Safety of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-96-64. E-mail: S_Ovcharov@vniigaz.gazprom.ru

<i>Ovsiannikov Evgeny Nikolayevich</i>	Research Assistant of the GTS Reliability and Resource Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-40-48. E-mail: E_Ovsiannikov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Panov Mikhail Yuryevich</i>	Leading Research Assistant of the GTS Reliability and Resource Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-40-48. E-mail: M_Panov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Petrova Yuliya Yuryevna</i>	Candidate of Physics and Mathematics, Deputy Head of the Industrial Risks and Industrial Safety Laboratory of the Centre for Civil Protection and Industrial Safety of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-41-09. E-mail: YYPetrova@vniigaz.gazprom.ru
<i>Petrovsky Mikhail Alekseyevich</i>	Council of the Director General of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-96-14. E-mail: M_Petrovsky@vniigaz.gazprom.ru
<i>Prokopenko Andrey Yuryevich</i>	Chief Engineer of Head of GTS Technical Condition, Diagnostics and Repair Planning Forecast Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-43-66. E-mail: A_Prokopenko@vniigaz.gazprom.ru
<i>Rassokhina Anastasia Vladimirovna</i>	Research Assistant of the Scientific-Methodological and Standard Support Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-40-48. E-mail: A_Rassokhina@vniigaz.gazprom.ru
<i>Remizov Aleksey Evgenyevich</i>	Research Assistant of the Pipeline and Equipment Technical Diagnostics Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-43-84. E-mail: A_Remizov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ryakhovskikh Ylya Viktorovich</i>	Head of the Stress Corrosion Cracking Research Laboratory of the Pipe Products and Welding Techniques Development Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-43-66. E-mail: I_Ryakhovskikh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sharygin Valery Mikhailovich</i>	Doctor of Engineering, Chief Research Assistant of the Gas Transportation System Facilities Reliability Laboratory of the GTS Northern Corridor Reliability and Resource Department in the Ukhta Branch of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (8216)75-25-81. E-mail: a.tilkov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Shiryapov Dmitry Igorevich</i>	Candidate of Engineering, Head of the Gas Pipeline Test Laboratory of the Centre for Pipelines Construction, Repairing and Corrosion Protection Technologies of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-43-91. E-mail: D_Shiryapov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Sidorotchev Mikhail Evgenyevich</i>	Deputy Head of the Gas and Gas Condensate Transportation Agency of the Gas Transportation, Underground Storage and Use Authority of Gazprom JSC. Tel.: (495)719-40-41. E-mail: M.Sidorotchev@Adm.Gazprom.ru
<i>Silkin Viktor Mikhailovich</i>	Candidate of Engineering, Deputy Director of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-40-48. E-mail: V_Silkin@vniigaz.gazprom.ru

<i>Stolov Vladimir Petrovich</i>	Candidate of Physics and Mathematics, Head of the GTS Reliability and Resource Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-40-48. E-mail: V_Stolov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Tilkov Andrey Nikolaevich</i>	Engineer of the Gas Transportation System Facilities Reliability Laboratory of the GTS Northern Corridor Reliability and Resource Department in the Ukhta Branch of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (8216)75-25-81. E-mail: a.tilkov@sng.vniigaz.gazprom.ru
<i>Trifonov Oleg Vladimirovich</i>	Doctor of Engineering, Chief Research Assistant of the Scientific-Methodological and Standard Support Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-40-48. E-mail: O_Trifonov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Ushakov Aleksandr Vasilyevich</i>	Deputy Head of the Pipeline Construction and Repairing Technologies Laboratory of the Centre for Pipelines Construction, Repairing and Corrosion Protection Technologies of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-44-12. E-mail: A_Ushakov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Voyder Kirill Aleksandrovich</i>	Head of the Couplings Sector of the Pipes and Couplings Laboratory of the Pipe Products and Welding Techniques Development Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-40-48. E-mail: K_Voyder@vniigaz.gazprom.ru
<i>Vyalykh Igor Leonidovich</i>	Head of the Pipeline and Equipment Technical Diagnostics Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-46-53. E-mail: I_Vyalykh@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zapevalov Dmitry Nikolayevich</i>	Candidate of Engineering, Deputy Director of the Centre for Pipelines Construction, Repairing and Corrosion Protection Technologies of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-96-91. E-mail: d_zapevalov@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zorin Nikolay Evgenyevich</i>	Chief Research Assistant of the Stress Corrosion Cracking Research Laboratory of the Pipe Products and Welding Techniques Development Centre of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-43-66. E-mail: N_Zorin@vniigaz.gazprom.ru
<i>Zotov Dmitry Andreyevich</i>	Chief Specialist of the Pipeline and Equipment Technical Diagnostics Laboratory of the Centre for the GTS Integrity and Technical Condition Management of Gazprom VNIIGAZ LLC. Tel.: (498)657-46-53. E-mail: D_Zotov@vniigaz.gazprom.ru

Аннотированный перечень статей

Алимов С.В. Оптимизация долгосрочного планирования диагностики и ремонта линейной части магистральных газопроводов в Системе управления техническим состоянием и целостностью ГТС ОАО «Газпром» / С.В. Алимов, С.В. Нефёдов, Г.А. Милько-Бутовский, И.Н. Курганова // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 5–12.

Методические аспекты задачи оптимизации долгосрочного планирования диагностических обследований и ремонтов линейной части МГ отражают комплексный подход к формированию программ технического диагностирования и ремонта объектов линейной части эксплуатируемых МГ, обеспечивающих требуемый уровень надежности и безопасности с учетом совокупности технических, финансово-экономических и организационных ограничений.

В основе разработанной на данных аспектах методики лежит единая модель принятия управленческих решений по долгосрочному планированию ДО и ТОиР в рамках ограниченного лимита затрат в целом по ГТС. Исходными данными для модели служат расчетные оценки показателей надежности и техногенного риска по представительной совокупности объектов ЛЧ МГ дочерних ГТО, эксплуатирующих более 160 тыс. км МГ. Лимит затрат определяется на каждый текущий год планирования и носит характер внешнего ограничения к оптимизируемому множеству объектов ЛЧ МГ. Роль внутренних ограничений выполняют требования к показателям надежности и риска, по которым принимаются решения в ГТО. Общая математическая постановка задачи оптимизации учитывает двухуровневую структуру управления техническим состоянием и целостностью ГТС в рамках ГТО и ОАО «Газпром» в целом.

Разработанная методика апробирована на конкретных объектах ГТС. Ее применение позволяет повысить эффективность принятия технических и управленческих решений за счет точности и достоверности прогноза технического состояния, оценки риска эксплуатации объектов ГТС; целевого распределения финансовых средств, направляемых на поддержание требуемого технического уровня с учетом ранжирования объектов по важности и угрозам; оптимальности назначения объектов, сроков и объемов ТОиР с ясным целеполаганием – достижением максимально возможных показателей надежности и безопасности по всей ГТС в целом.

Мелехин О.Н. Оценка уровня надежности газотранспортной системы в зависимости от планируемых объемов капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов / О.Н. Мелехин, В.Е. Грязин // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 13–15.

Для оценки уровня надежности ГТС в зависимости от планируемых объемов капитального ремонта линейной части МГ методом переизоляции разработана вероятностная модель аварийности; приведена плотность распределения частоты аварий на линейных участках МГ без учета капитального ремонта. Получена зависимость аварийности от объемов планируемого капитального ремонта.

Исходя из анализа статистических данных показано, что, несмотря на общее старение объектов линейной части ГТС за счет проведения выборочного ремонта, включая переизоляцию, частота аварий на ЛЧ МГ уменьшается.

При разработке статистической модели распределения аварийности на участках ЛЧ МГ принято, что частота аварий на конкретном линейном участке является случайной величиной. Она определяется техническим состоянием участка и может существенно отличаться от среднестатистического значения частоты аварий ГТС в целом. Для описания распределения случайной величины был принят закон распределения Релея, что обосновано следующими факторами:

- частота аварий на линейном участке МГ не может быть отрицательной величиной;
- наибольшее число линейных участков МГ имеют частоту аварий, близкую к среднестатистической для всей ГТС;
- частота аварий на наиболее дефектных участках может во много раз превышать среднестатистическую величину.

На основе разработанной модели проведены расчеты ожидаемой частоты аварий в зависимости от объемов планируемого капитального ремонта. Результаты показали, что для достижения на ЛЧ МГ ОАО «Газпром» аварийности, сопоставимой с уровнем требований международного стандарта ISO/DIS 16708 (приемлемым уровнем считается интенсивность аварий, равная 0,1 аварии на 1000 км/год), необходимо в 2011–2015 гг. вывести в капитальный ремонт в среднем 29 тыс. км ЛЧ МГ. При расчетах учитывалось, что на отремонтированных линейных участках частота аварий будет значительно ниже среднестатистической, но не равна нулю, так как сохраняется вероятность аварий, обусловленных воздействием третьих лиц, природными воздействиями, нарушениями режимов эксплуатации. По статистическим данным, доля таких аварий составляет около 25 % от всех аварий на ЛЧ МГ ОАО «Газпром».

Сидорочев М.Е. Формирование долгосрочных планов комплексного ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций ОАО «Газпром» в условиях неполноты данных об их техническом состоянии / М.Е. Сидорочев, О.В. Бурутин, И.В. Ряховских, А.В. Мельникова, Н.Е. Зорин // Вести газовой науки: Управление

техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 16–21.

Современные тенденции управления техническим состоянием и целостностью объектов ОАО «Газпром» предполагают долгосрочное планирование мероприятий по техническому обслуживанию и ремонту магистральных газопроводов. Большинство технологических трубопроводов компрессорных станций ОАО «Газпром» конструктивно не приспособлены к проведению внутритрубной диагностики, что не позволяет применять традиционные схемы формирования планов комплексного ремонта.

Статья посвящена методике формирования планов комплексного ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций ОАО «Газпром» в условиях неполноты данных об их техническом состоянии. Методика разработана в соответствии с положениями Политики ОАО «Газпром» в области управления техническим состоянием и целостностью объектов транспортировки и хранения газа и Концепции управления техническим состоянием и целостностью объектов газотранспортной системы ОАО «Газпром» с учетом задач транспортировки газа, основана на требованиях действующих нормативных документов компании и реализована в ОАО «Газпром» в рамках утвержденной Программы по комплексному ремонту технологических трубопроводов компрессорных станций ОАО «Газпром» на 2013–2017 гг.

Описан способ оценки и прогноза замены труб при комплексном ремонте технологических трубопроводов КС в условиях неполноты данных об их техническом состоянии. Обоснованы критерии эффективности полной замены труб в процессе комплексного ремонта в зависимости от числа поврежденных дефектами труб и применяемых ремонтных материалов. Установлено, что полная замена старых труб на новые трубы с заводским антикоррозионным защитным покрытием в ряде случаев является предпочтительной в сравнении с их выборочным ремонтом по данным диагностических обследований.

Нефёдов С.В. Модель прогнозирования коррозионной поврежденности магистральных газопроводов и метод прогнозирования роста протяженности коррозионно-опасных участков газопроводов / С.В. Нефёдов, А.Ю. Прокопенко // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 22–28.

Планирование объемов капитального ремонта магистральных газопроводов основано на оценке количества и степени опасности коррозионных дефектов труб и протяженности поврежденных участков. Оценка и прогноз коррозионного состояния газопроводов для планирования ремонта в первую очередь проводят по результатам внутритрубной дефектоскопии (ВТД) в соответствии с действующими нормативными документами.

Предложенный метод прогнозирования коррозионного состояния газопроводов опирается на статистическое оценивание изменения параметров распределения условного показателя «ранга опасности дефекта» и количества опасных дефектов (и дефектных труб) протяженного участка МГ. Скорость изменения общего количества труб с коррозионными дефектами пропорциональна времени эксплуатации, возникновение новых дефектов не учитывается.

В основе метода (модели) заложены следующие предпосылки:

- зародившиеся дефекты развиваются и растут неравномерно, поэтому на участке между КС оценивается поведение совокупности коррозионных дефектов в целом;
- дата возникновения первых дефектов принята через 6 (для труб с пленочной изоляцией) и 10 (для труб с битумной изоляцией) лет после окончания строительства;
- оценивается поведение общего массива дефектов;
- скорость коррозии на различных локальных участках не оценивается;
- скорость роста дефектов в каждом диапазоне относительных глубин определяется коэффициентами перехода дефектов из предыдущего в последующий диапазон относительных глубин.

Прогнозное количество зарождающихся дефектов и коэффициенты перехода определяются по критерию максимизации коэффициента корреляции между искомой моделью частоты распределения дефектов и имеющейся частотой их распределения на основе обработки данных ВТД.

На основе модели имитационного прогнозирования роста количества и глубины коррозионных дефектов и процедуры выявления корреляций между распределениями показателей, характеризующих степень опасности дефектов (относительных глубин дефектов, наработки до ремонта и допустимого рабочего давления дефектных зон труб) разработан метод прогнозирования роста количества участков, требующих снижения рабочего давления или проведения ремонтных мероприятий.

Вялых И.Л. Функциональные испытания диагностического оборудования как элемент Системы управления техническим состоянием и целостностью ГТС / И.Л. Вялых, В.Л. Лазарев, Д.А. Зотов, А.Е. Ремизов // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 29–34.

Обеспечение бесперебойных поставок природного газа конечному потребителю при сохранении необходимого уровня надежности газотранспортной системы является одним из приоритетных направлений деятельности ОАО «Газпром». Достигнуть требуемого уровня эксплуатационной надежности объектов ГТС позволяет система диагностического обслуживания объектов ГТС ОАО «Газпром»,

целями которой являются: разработка и внедрение новых технологий, систем и приборного обеспечения; создание информационной среды и расчетной методологии; процедуры унификации и внедрения информационного, методического и метрологического обеспечения, оптимизации планирования, обслуживания и ремонта, направленные на предупреждение отказов, аварий и инцидентов на объектах ГТС ОАО «Газпром». Система диагностического обслуживания объектов ГТС ОАО «Газпром» функционирует в рамках системы технического обслуживания и направлена на решение задач по проведению диагностических обследований, продлению сроков безопасной эксплуатации и прогнозированию их технического состояния, планированию ремонтов и технического обслуживания, мониторингу технического состояния и поддержанию эффективности эксплуатации объектов ГТС ОАО «Газпром».

Повышение производительности и эффективности контроля технического состояния связано в первую очередь с процессами совершенствования диагностического оборудования, которое достигается за счет автоматизации отдельных контрольных операций, применения более совершенных алгоритмов обработки диагностической информации, разработки новых технологий контроля. При этом технические характеристики используемых и вновь разрабатываемых технических средств, особенно в части идентификации и оценки параметров дефектов, должны соответствовать современным требованиям ОАО «Газпром».

Требования к применяемому диагностическому оборудованию, регламентированные нормативной документацией ОАО «Газпром», не всегда выдерживаются или подтверждены в полном объеме. Это связано с тем, что тестирование и апробация дефектоскопического оборудования осуществляются на образцах и стендах, зачастую не имеющих необходимого набора реальных дефектов труб и сварных соединений трубопроводов ОАО «Газпром». Применение таких технических средств может приводить к пропуску, неверной идентификации, ошибкам в определении размеров дефектов и, как следствие, к недооценке опасности выявленных дефектов или их «перебраковке» с необоснованными затратами на выполнение ремонтных работ. Поэтому оценка соответствия диагностического оборудования техническим требованиям ОАО «Газпром» должна проводиться путем выполнения системы функциональных испытаний, базирующихся на единой методологической основе.

Схема функциональных испытаний определена в соответствии с ГОСТ Р 15.201-2000 «Порядок разработки и постановки продукции на производство». Организация работ по разработке диагностического оборудования различается на диагностическое оборудование, разрабатываемое по заказу ОАО «Газпром» в соответствии с согласованным техническим заданием, и оборудование, разработанное в инициативном порядке.

Систематизация процедур проведения испытаний средств технического диагностирования позволяет обеспечить качество поставляемого диагностического оборудования путем проведения унифицированных процедур их аттестации для принятия решения о соответствии его показателей назначения техническим требованиям ОАО «Газпром» перед допуском к выполнению работ по диагностированию магистральных газопроводов.

Нефёдов С.В. Вероятностный анализ допустимых уровней дефектности участков линейной части магистральных газопроводов / С.В. Нефёдов, М.Ю. Панов, В.М. Силкин, В.П. Столов // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 35–40.

Требование полной бездефектности металла труб и сварных соединений не может быть обеспечено современными технологиями производства труб и строительства, условиями эксплуатации магистральных газопроводов. Поэтому на этапе эксплуатации «проектные» требования по прочности и деформативности на дефектных участках, как правило, не выполняются.

На основе результатов анализа проектного уровня надежности предложена классификация эксплуатируемых участков газопроводов по требуемому уровню вероятности безотказной работы в зависимости от степени их ответственности, которая характеризуется экономическими, социальными и экологическими последствиями отказов. Установленные классы безопасности по допустимому уровню вероятности отказов эксплуатируемых участков газопроводов позволяют на различных этапах жизненного цикла определять уровень их допустимой дефектности, приводящий к снижению фактического коэффициента запаса до заданного уровня, и более обоснованно, чем это делается до сих пор, классифицировать дефекты на незначительные, допустимые и критические, а также планировать сроки соответствующих мероприятий (диагностика, ремонт, снижение рабочего давления), направленных на поддержание требуемого уровня надежности рассматриваемого участка.

Отличительной чертой разработанной методики, характеризующей степень ее новизны, является комплексность подхода к оценке и обоснованию допустимых уровней дефектности эксплуатируемых участков магистральных газопроводов, включающего использование детерминистических физико-математических моделей оценки их несущей способности с различного рода дефектами и вероятностной модели «нагрузка – сопротивление» для оценки текущего уровня надежности (вероятности безотказной работы), на основе которого выбирается оптимальная стратегия последующей эксплуатации и технического обслуживания обследуемого участка.

На примере коррозионно-поврежденного участка приведены результаты апробации предлагаемого подхода для расчетов прогнозных значений времени очередной диагностики и ремонта.

Грязин В.Е. Статистическая оценка минимальной глубины коррозионных и стресс-коррозионных дефектов, обнаруживаемых при проведении внутритрубной дефектоскопии / В.Е. Грязин // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 41–43.

Выполнена статистическая оценка минимальной глубины коррозионных дефектов, обнаруженных при проведении ВТД на ЛЧ МГ (порог чувствительности дефектоскопов) за период 2001–2012 гг. На основе методики, описанной в СТО Газпром 2-2.3-095-2007, рассмотрены фактические данные по каждому году проведения ВТД.

При определении порога чувствительности принято следующее:

- глубина коррозионных дефектов распределена по экспоненциальному закону;
- все дефекты глубиной более 20 % от толщины стенки трубы надежно обнаруживаются при проведении ВТД.

Рассчитываются параметры экспоненциального закона распределения глубины коррозионных дефектов. По их вычисленным значениям определяется порог чувствительности внутритрубных дефектоскопов (в процентах от толщины стенки трубы). Результаты расчета минимальной глубины обнаруживаемых коррозионных дефектов показали, что до 2004 г. при ВТД в среднем обнаруживались коррозионные дефекты глубиной более 11 % от толщины стенки трубы; с 2004 г. – глубиной более 6 %. Таким образом, заявляемые пороги чувствительности по обнаружению коррозионных дефектов подтверждаются результатами статистической обработки результатов ВТД.

Оценка минимальной глубины стресс-коррозионных дефектов, которые обнаруживаются при проведении ВТД, осуществлялась по результатам внутритрубного диагностирования, проведенного на ЛЧ МГ в 2009–2012 гг. При этом предполагалось, что их глубина распределена согласно экспоненциальному закону, и все дефекты с глубиной более 20 % от толщины стенки трубы надежно обнаруживаются при проведении ВТД. Это подтверждается результатами статистической обработки: на настоящий момент при проведении ВТД обнаруживаются стресс-коррозионные дефекты глубиной более 15 % от стенки трубы.

Таким образом, пороги чувствительности по обнаружению коррозионных и стресс-коррозионных дефектов, заявляемые организациями, проводящими ВТД, подтверждаются результатами статистической обработки данных ВТД.

Запевалов Д.Н. Контроль внешних коррозионных воздействий при оценке технического состояния газопроводов / Д.Н. Запевалов // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 44–48.

Отличительными особенностями систем противокоррозионной защиты магистральных трубопроводов как объектов исследования являются их протяженность, неоднородность параметров объектов защиты, влияние трудно учитываемых внешних факторов, сложное взаимодействие элементов комплекса оборудования друг с другом. Система «магистральный трубопровод – внешняя среда» является открытой и зависит от большого количества внешних факторов. Это объясняет сложность моделирования таких систем как единого взаимодействующего комплекса оборудования и защитных покрытий.

Одной из ключевых задач исследований систем защиты от коррозии является оценка развития коррозионных процессов во времени для последующих расчетов по моделям прочности, усталостной долговечности и механики разрушения.

Статья посвящена применению информации о параметрах внешних коррозионных воздействий при оценке технического состояния газопроводов. Показано, что развитие коррозионных дефектов существенно зависит от характера повреждения защитного покрытия и типа коррозионного процесса. Поэтому оценка возможного уровня предельных коррозионных воздействий и скорости развития коррозионных дефектов должна осуществляться на основе моделей, базирующихся на расчете скорости коррозии по комплексу данных о состоянии защитного покрытия, параметрах электрохимической защиты и внешних электромагнитных воздействий.

На примере модели развития коррозионного дефекта при воздействии постоянных блуждающих токов подтверждена возможность расчета геометрических параметров дефекта по результатам электрометрических обследований на основе контроля ограниченного рационального числа контрольных точек.

Интеграция расчетных моделей развития коррозионных дефектов, основанных на учете внешних воздействий, в состав систем оценки технического состояния газопроводов обеспечит повышение достоверности и точности результатов последующих расчетов по моделям прочности, усталостной долговечности и механики разрушения.

Силкин В.М. Развитие подходов к оценке показателей конструктивной надежности участков магистральных газопроводов / В.М. Силкин, Е.Н. Овсянников, В.М. Ковех, И.Ю. Морин // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 49–54.

С учетом основных тенденций в развитии подходов к оценке технического состояния и, как следствие, необходимости гармонизации подходов к

оценке работоспособности сварных соединений с методологией, реализованной в рамках Системы управления техническим состоянием и целостностью ГТС возрастает актуальность задач, связанных с развитием методов оценки надежности сварных соединений.

Получение приближенных оценок показателей надежности возможно на основе статистических подходов, использующих данные об отказах сварных соединений вне связи с анализом механизмов разрушения. Более перспективным представляется подход, основанный на моделях так называемой «физической» теории надежности.

Разработанные методы оценки показателей надежности кольцевых сварных соединений магистральных трубопроводов используют модели «физической» теории надежности с учетом объединенного подхода, предусматривающего совместное применение детерминистических и вероятностных методов анализа. Принято во внимание влияние статистического разброса свойств металла и значений нагрузок и воздействий.

На основе предложенного подхода получены количественные оценки показателей надежности по отношению к базовым расчетным критериям, приведенным в нормативной документации и используемым для оценки прочности и долговечности кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов.

Оценка прочности и прогнозируемые вероятности отказов сварных соединений получены по результатам расчетов, выполненных без введения дополнительных упрощающих предположений. Указанный подход позволил выявить и формализовать функциональные связи значений вероятностей отказов с технологическими характеристиками сварных соединений, свойствами материалов, условиями эксплуатации.

Обсуждены подходы к формированию норм оценки качества кольцевых сварных соединений с учетом технических характеристик диагностических средств.

Приведены модельные примеры, иллюстрирующие основные положения предложенного подхода к оценке показателей надежности кольцевых сварных соединений.

Овчаров С.В. Методические подходы к оценке стоимости объектов окружения и количества находящихся в них людей в рамках задач СУТЦ ЛЧ МГ / С.В. Овчаров, Ю.Ю. Петрова // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 55–60.

Одним из основных расчетно-аналитических блоков Системы управления техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов (СУТЦ ЛЧ МГ) является блок количественного анализа техногенного риска, в рамках которого для всех анализируемых участков МГ

оцениваются ожидаемая частота и ожидаемый прямой ущерб от возможных аварий. Прямой ущерб оценивается в едином денежном эквиваленте (руб.) и рассчитывается посредством определения вероятности поражения (повреждения) реципиентов, их количества и стоимости – важнейших данных для оценки ущерба и показателей риска.

Однако, как показывает практика проведения анализа риска, сбор данных о реальной стоимости и количестве людей на объектах, не являющихся собственностью или арендованным имуществом владельца МГ, сопряжен со значительными трудностями, обусловленными большим разнообразием видов объектов окружения, принадлежащих различным владельцам. Для обеспечения СУТЦ ЛЧ МГ указанными данными авторами в первом приближении разработаны методические подходы для оценки стоимости объектов окружения ЛЧ МГ и среднегодового количества находящихся на (в) них людей, базирующиеся на специальном классификаторе объектов окружения. Классификатор содержит список типовых объектов окружения, каждому из которых (например, жилому зданию, автомобильной дороге, лесному массиву, пашне и т.п.) ставится в соответствие характерный набор атрибутов, таких как назначение, размеры, категория, срок эксплуатации объекта и т.п.

Оценка текущей стоимости конкретного объекта окружения выполняется путем произведения среднерыночной цены аналогичного рассматриваемому нового типового объекта и ряда коэффициентов (множителей), которые учитывают в заданном формализованном виде конкретные значения атрибутов для данного объекта, фигурирующих в классификаторе для соответствующего типового объекта окружения. Оценка количества людей на объектах окружения осуществляется также с учетом конкретных значений атрибутов объекта и стандартных норм площади, приходящейся на одного человека.

Для применения описанных подходов пользователь СУТЦ ЛЧ МГ должен располагать данными о размещении и характеристиках объектов окружения в рамках перечня атрибутов, зафиксированных в классификаторе. Такие данные могут быть получены из ГИС, картографических материалов, материалов космо- и аэрофотосъемки, специализированных баз данных. Предлагаемые методические подходы дают возможность пользователю СУТЦ ЛЧ МГ проводить необходимые расчеты ущерба и риска в ситуации отсутствия прямых данных о конкретных текущих стоимостях объектов окружения, расположенных вблизи исследуемых участков ЛЧ МГ ЕСГ ОАО «Газпром».

Петрова Ю.Ю. О сборе и подготовке данных по объектам окружения для целей Системы управления техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов / Ю.Ю. Петрова, С.В. Овчаров // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием

и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 61–65.

Основными составляющими техногенного риска в рамках задач Системы управления техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов ЕСГ ОАО «Газпром» являются ожидаемый прямой ущерб от одной аварии и ожидаемая частота аварии на участках газопроводов. Для осуществления их расчетов на протяженных участках магистральных газопроводов необходимо собрать и обработать большой объем информации, весомой составной частью которой являются данные по объектам социального, хозяйственно-промышленного и природного окружения газопроводов. Таким образом, в масштабе всей газотранспортной системы ОАО «Газпром» весьма актуальным становится вопрос о выработке единого подхода к сбору и подготовке данных по объектам окружения ГТС, а также созданию единого геоинформационного хранилища.

Идентификация объектов окружения проводится на территории, прилегающей к газопроводу, в полосе шириной 1000 м (по 500 м вправо/влево от оси МГ) с определением:

– пространственной информации: географических координат и геометрических параметров объектов;

– характеристик (атрибутов) объекта: материала изготовления, назначения, владельца, стоимости, распределения людей и т.п.

Наиболее вероятными источниками получения пространственной информации являются картографические материалы. Цифровые карты вдоль магистральных газопроводов создаются методом векторизации существующих бумажных топографических карт различных масштабов. Обязательным является обновление данных об объектах на момент создания цифровой карты (и далее с определенным периодом) по материалам аэро- и космической съемки, а при необходимости – по данным полевого дешифрирования. Для уточнения атрибутов объектов необходимо проведение дополнительных мероприятий: запрос и анализ кадастровых данных, проведение вертолетных обследований, сбор информации мобильными группами сотрудников линейно-производственных управлений МГ, полевые работы и т.д.

Отдельной задачей является определение точного или расчетного значений стоимости объектов и распределения людей по объектам и прилегающей территории. Авторы статьи описывают основные этапы сбора данных по объектам окружения, дают рекомендации относительно наиболее вероятных источников получения информации. В статье подробно рассмотрены процесс идентификации объектов, требования к картографической информации. Кроме того, предложены два методических подхода к подготовке данных для расчета составляющих и показателей техногенного риска.

Гамера Ю.В. К вопросу о барических воздействиях при дефлаграционном горении метана на опасных производственных объектах газотранспортных систем / Ю.В. Гамера, С.В. Овчаров // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 66–70.

Авторами проведен анализ основных закономерностей формирования и дефлаграционного горения облаков природного газа при авариях с возгоранием на опасных производственных объектах газотранспортных систем. Установлено, что при разгерметизации резервуаров на открытых площадках в атмосфере без «запирающих» слоев инверсии возможно образование облаков двух типов. Для облаков первого типа (вихревое кольцо) характерным является движение за счет сил инерции при напорном кратковременном выбросе из частично разрушенного резервуара. Облака второго типа (концентрационный термик) образуются при мгновенном полном разрушении резервуара. Их движущей силой является подъемная сила Архимеда. Показано, что масса выброса при формировании облаков первого типа определяется исходными параметрами метана и площадью разгерметизации и является ограниченной величиной. При эволюции облаков обоих типов их энергосодержание проходит через максимум. В случае выброса в вертикальном направлении, вне зависимости от типа облака на момент достижения максимального значения энергосодержания, нижняя кромка облака не касается подстилающей поверхности, а подъем центра облака фиксированной массы выброса при движении за счет инерции будет значительно больше, нежели за счет сил плавучести. Отсюда для указанных выбросов консервативно можно описывать движение облака как всплытие термика, считая, что, согласно экспертной таблице РД 03-409-01, единственно возможным режимом импульсного превращения метана в нем будет 6-й режим. Расчеты полей избыточного давления и импульса падающей волны на уровне земли при этом следует проводить с учетом поднятия центра облака.

Для расчетов параметров барического воздействия от дефлаграционного горения метана в производственных помещениях, оборудованных легкосбрасываемыми конструкциями, предложено использовать комбинированную методику, в которой вычисление избыточного давления проводится на базе инвертированной методики приложения Т ГОСТ Р 12.3.047-98 (положение о допустимости инвертирования методики прописано в п. Т.2.2 указанного документа), а вычисление импульса – на основе полученного при обработке экспериментальных данных соотношения.

Курганова М.А. Методика определения геометрических параметров усиленных патрубков трубопроводов / М.А. Курганова, Е.С. Носова, А.В. Рассохина, О.В. Трифонов, В.П. Черный // Вести

газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 71–76.

В настоящее время нормативная методика, регламентирующая расчет на прочность и определение геометрических параметров усиленных патрубков отсутствует.

Предложенная в данной статье методика основана на принципе преемственности по отношению к действующим и достаточно апробированным методикам расчета штампованных, штампосварных и сварных без усиливающих элементов тройников.

Методика предназначена для определения геометрических размеров усиленных патрубков (веллодетов) с целью применения на магистральных и промысловых трубопроводах при транспортировке газообразных (газ горючий природный) или жидких (конденсат, нефть и нефтепродукты) углеводородов с рабочим давлением до 32,0 МПа включительно.

Методика основана на методе «замещения площадей», применяемом для тройниковых соединений, с модификациями, учитывающими особенности геометрии усиленных патрубков (веллодетов), которые представляют собой толстостенные детали трубопроводов, привариваемые к магистральной трубе для получения ответвления от трубопровода.

Исходными данными для определения размеров усиленного патрубка являются заданные величины диаметров, толщин стенок и нормативные характеристики материалов магистральной трубы, трубы ответвления и усиленного патрубка.

Для усиленного патрубка типа УП-С дополнительными параметрами, устанавливаемыми производителем, являются высота и диаметр зоны усиления патрубка; для типа УП-У – диаметр наружный патрубка.

Алгоритм определения размеров УП:

1) определяются расчетные толщины стенок магистрали и ответвления. Фактические толщины стенок не могут быть меньше расчетных, округленных в большую сторону с точностью до 0,1 мм;

2) рассчитываются дополнительные геометрические параметры патрубков;

3) вычисляются требуемая площадь и составляющие расчетной площади усиления усиленного патрубка;

4) проверяется условие прочности.

Применение усиленных патрубков в качестве альтернативы традиционным тройниковым соединениям и прямым врезкам представляется перспективным, поскольку позволяет избежать недостатков, присущих традиционным типам конструкции тройниковых соединений.

Учитывая эмпирический характер и консервативность данного подхода, следует считать актуальной последующую разработку уточненной методики расчета усиленных патрубков, основанной на численном моделировании напряженно-деформированного состояния конструкции методом конечных элементов. Такая методика позволит учесть в явном виде

силовые и моментные нагрузки на тройниковое соединение при оценке его прочности.

Шарыгин В.М. Обоснование возможности восстановления несущей способности газопроводов без остановки транспорта газа / В.М. Шарыгин, А.Н. Тильков, В.И. Баламутов, Ю.А. Маянц, А.В. Ушаков // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 77–84.

С увеличением сроков эксплуатации магистральных газопроводов (МГ) возрастает и актуальность вопросов разработки технологий по повышению эффективности магистрального транспорта.

Решение данной проблемы во многом связано с применением ремонтных технологий, позволяющих продлить ресурс эксплуатируемых МГ, обеспечить их длительную работоспособность в эксплуатационных условиях без снижения рабочего давления транспортируемого газа.

Одним из таких решений является технология ремонта дефектных участков газопровода без остановки транспортировки газа.

Сложность задачи выявляется в процессе рассмотрения следующих вопросов:

– оценка степени опасности дефектов стенок труб МГ при эксплуатации;

– оценка степени опасности дефектов металла труб и сварных соединений при производстве ремонтных работ в траншее на провисающем участке газопровода под давлением транспортируемого газа и определение безопасного значения этого давления;

– определение эффективности ремонтных технологий с применением упрочняющих устройств с учетом установочного давления, при котором производится их монтаж;

– излишне консервативная оценка прочностного ресурса труб, бывших в эксплуатации 30–35 и более лет, ведущая к повышенным объемам вырезки дефектных участков, и как следствие, к значительному росту материальных и трудовых затрат.

В статье представлен анализ положений нормативных документов, регламентирующих выбор безопасного давления при выполнении ремонтных работ на действующем газопроводе, с критическим анализом формул определения разрушающего давления для дефектов всех типов, описаны основные результаты различных испытаний труб с дефектами различных типов.

На основе выводов аналитической работы предложена формула определения безопасного давления как основного элемента возможности восстановления несущей способности газопроводов без остановки транспорта газа с применением муфтовых технологий. Целостная картина выполнения выборочных ремонтных работ представлена в комплексном подходе по оценке опасности дефектов с последующим расчетом безопасного и установочного давлений

и рекомендацией по выбору технологии ремонта газопровода без остановки транспорта газа.

Запевалов Д.Н. Приемка магистральных трубопроводов после строительства, ремонта и реконструкции как инструмент обеспечения надежности их функционирования / Д.Н. Запевалов, М.А. Петровский, Ю.А. Маянц, А.В. Елфимов // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 85–87.

Магистральные трубопроводы представляют собой сложные имущественно-производственные комплексы, предназначенные для транспортировки жидких или газообразных углеводородов от мест добычи до потребителей или перевалки на другой вид транспорта. Большинство магистральных трубопроводов располагаются на территории нескольких муниципальных образований и оказывают существенное влияние на безопасность расположенных в их непосредственной близости объектов инфраструктуры и пересекаемых естественных и искусственных препятствий, коммуникаций.

Для обеспечения требуемого уровня надежности и безопасности функционирования магистральных трубопроводов при их проектировании и сооружении необходимо применение технических решений, технологий, материалов, оборудования и технических средств, отвечающих современным требованиям и нормативно-правовым актам. Для определения соблюдения установленных к магистральным трубопроводам требований выполняется оценка соответствия.

Согласно Федеральному закону «О техническом регулировании» формами оценки соответствия являются приемка и ввод в эксплуатацию законченного строительством, реконструкцией, капитальным ремонтом объекта. Оценка соответствия может и должна производиться в рамках проведения процедуры приемки в эксплуатацию путем проверки соответствия построенного объекта требованиям технических регламентов и нормативных документов, утвержденных в установленном порядке. В связи с этим возникает объективная необходимость установления единых требований, соответствующих современному федеральному законодательству, к организации и порядку приемки объектов магистральных трубопроводов после строительства, реконструкции и капитального ремонта.

Маянц Ю.А. Назначение участков предварительных испытаний и охранных зон при проведении испытаний магистральных трубопроводов / Ю.А. Маянц, С.В. Карпов, А.С. Алихашкин, С.В. Овчаров // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 88–92.

При проведении испытаний трубопроводов выделяют зоны возможного поражения людей при

его разрушении, которые называются охранными. В них запрещено пребывание людей и техники, их границы должны охраняться круглосуточно.

Основными видами опасных воздействий при проведении испытаний можно считать разлет грунта и фрагментов трубопровода, а также сейсмическое воздействие взрывов. Процесс разлета фрагментов при разрыве трубопровода сложен, и на сегодняшний день его четкое теоретическое обоснование отсутствует. Существуют различные модели, основанные на гипотезах, имеющих эмпирические подтверждения.

Достаточно остро встает проблема назначения охранных зон в районах пересечений трубопроводов с дорогами и коммуникациями. Назначение расстояний охранных зон зависит от рабочего давления и способа испытаний.

Предварительные испытания, обеспечивающие безопасность, должны выполняться гидравлическим способом, поскольку при реальных давлениях испытаний и диаметрах трубопроводов радиус разрушения при гидравлических испытаниях меньше величины заглупления верхней образующей трубопровода.

При наличии в охранный зоне испытываемого трубопровода объектов, на которых необходимо обеспечить условия локальной безопасности, следует предусмотреть участки предварительных гидравлических испытаний, что позволит исключить остановку трафика на пересекаемых трубопроводом дорогах. Указанные требования следует внести в нормативные документы, что позволит обеспечить повышение безопасности при испытаниях и существенное снижение издержек при их проведении.

Маянц Ю.А. Анализ подходов к назначению величины испытательного давления на магистральных газопроводах / Ю.А. Маянц, С.В. Карпов, Д.И. Ширяпов // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 93–97.

Для поддержания надежной и бесперебойной эксплуатации в течение всего жизненного цикла газопровода необходимо его соответствие требованиям нормативных документов, в том числе в части конструктивной прочности. Этой цели служит система контроля качества продукции на трубных заводах, включающая испытание труб пробным давлением в заводских условиях. В процессе сооружения газопровода стыковые сварные соединения подвергают дефектоскопии неразрушающими методами контроля, а отдельные участки газопроводов повышенной категории – предварительным гидравлическим испытаниям на прочность.

Ввод в эксплуатацию построенного газопровода осуществляют лишь после его успешного заключительного испытания на прочность статическим внутренним давлением, превышающим рабочее, и устанавливаемым действующими нормативными доку-

ментами. Заключительные испытания на прочность в настоящее время продолжают оставаться единственным достаточно надежным свидетельством возможности ввода газопровода в эксплуатацию.

Назначение величины испытательного давления направлено на обеспечение безопасности трубопроводов при проверке их на герметичность и в процессе эксплуатации.

Возможные дефекты трубопровода, которые выявляются при испытаниях, характеризуются:

- пороговым давлением, при достижении и превышении которого дефект развивается;
- разрушающим давлением, при достижении которого происходит разрыв.

При давлении в трубопроводе ниже порогового дефекты не претерпевают изменений, и разрушение не происходит в течение долгого времени (если только развитие дефектов не обусловлено коррозией, либо стресс-коррозией). Если пороговое напряжение превышено, развитие дефекта до разрушения произойдет обязательно через некоторый период времени, причем это время будет тем меньше, чем ближе давление к разрушающему.

Проведенный анализ подходов к вопросу назначения величины испытательного давления для магистральных газопроводов в целом подтвердил обоснованность существующих требований.

На основании анализа статистических данных испытаний на прочность участков магистральных газопроводов показано: давление при испытаниях необходимо назначать таким образом, чтобы в процессе последующей эксплуатации не достигалось величины порогового давления. Это исключает развитие дефектов, инициированных внутренним давлением в процессе испытаний трубопровода.

Есиев Т.С. Анализ влияния холодной пластической деформации, возникающей в процессе изготовления, на механические свойства основного металла и металла сварных соединений отводов холодного гнущего из спиральношовных труб / Т.С. Есиев, К.А. Войдер, М.Г. Глухов // Вести газовой науки: Управление техническим состоянием и целостностью газопроводов. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2014. – № 1 (17). – С. 98–104.

В настоящее время нормативными документами не регламентировано изготовление отводов холодного гнущего из спиральношовных труб. Так, ГОСТ 24950-81 «Отводы гнущие и вставки кривые на поворотах линейной части стальных магистральных трубопроводов. Технические условия», СТО Газпром 2-4.1-273-2008 «Технические требования к соединительным деталям для объектов ОАО «Газпром» и СНиП III-42-80* «Магистральные газопроводы» регламентируют требования к холодногогнутому отводам из стальных бесшовных или прямошовных труб.

В ОАО «Газпром» было проведено совещание по вопросу возможности использования спиральношовных труб для изготовления отводов холодного гнущего, предназначенных для магистральных газопроводов, по результатам которого ООО «Газпром ВНИИГАЗ» было поручено провести серию исследований и оценку эксплуатационных свойств отводов холодного гнущего, изготовленных из спиральношовных труб.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ» совместно с ОАО «Волжский трубный завод» разработали программу испытаний отводов из спиральношовных труб, которую утвердила постоянно действующая комиссия ОАО «Газпром» по приемке новых видов трубной продукции.

Целью работы являлась оценка влияния холодной пластической деформации на свойства стали и сварных соединений отводов холодного гнущего из спиральношовных труб.

В рамках данной программы выполнены следующие задачи:

- построена модель процесса холодного гнущего отводов из спиральношовных труб диаметром 1020–1420 мм с применением методов математического моделирования;
- определены оптимальные режимы гибов труб диаметром 1420 мм с толщиной стенки 21,6 мм, класса прочности К60 на основе построенной модели с учетом конструктивных особенностей спиральношовных труб;
- изготовлены отводы по различным режимам;
- проведены лабораторные испытания образцов основного металла и сварных соединений отводов, а также натурные гидравлические испытания гидростатическим внутренним давлением до разрушения.

На натурные испытания были представлены три спиральношовные трубы, изготовленные по ТУ 14-156-76-2007 ОАО «Волжский трубный завод», без изоляционного покрытия, диаметром 1420 мм, с толщиной стенки 21,6 мм, класса прочности К60.

Из труб изготовили два отвода по оптимальному режиму гибки и один по критическому режиму гибки. Суммарный угол гибки каждого отвода составлял 6°.

С целью оценки влияния холодной пластической деформации на механические свойства металла труб в зонах сжатия и растяжения из двух отводов, изготовленных по оптимальному и критическому режимам, были отобраны образцы для проведения механических испытаний.

Для оценки конструкционной прочности один из отводов, изготовленный по оптимальному режиму, подвергли гидростатическим испытаниям до разрушения.

В статье представлены результаты проведенных исследований и испытаний и их анализ.

Annotated list of articles

Alimov S.V. Optimization of long-term planning of trunk gas pipeline line part diagnostics and repair in the GTS technical condition and integrity system of Gazprom JSC / S.V. Alimov, S.V. Nefedov, G.A. Milko-Butovsky, I.N. Kurganova // Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 5–12.

Methodological aspects of the optimization task for long-term planning of TGP line part diagnostic studies and repair reflect the comprehensive approach to formation of programs on technical diagnostics and repair of operated TGP line part facilities, ensuring the required reliability and safety level with account of a combination of technical, financial-economic and organizational limits.

A single model of taking managing decisions on long-term diagnostic studies and technical maintenance & service within the frames of a narrow cost limit in general for GTS serves as the basis of the methodology developed on these aspects. Calculated estimates of reliability and industrial risk parameters for the representative combination of TGP line part facilities of subsidiary GTO operating more than 160,000 km of TGP serve as input data for the model. The cost limit is defined for each current year of planning and is characterized by external limit to the abundance of TGP line part facilities being optimized. The role of internal limits meets the requirements to reliability and risk parameters, based on which decisions are taken in GTO. The general mathematic setting of the optimization goal takes into account the double-level structure of GTS technical condition and integrity control within the frames of GTO and Gazprom JSC in general.

The developed methodology was tested on specific GTS facilities. Its use allows to improve the efficiency of taking of technical and managing decisions by means of accuracy and reliability of the technical condition forecast, assessment of GTS facilities operational risk; target distribution of funds aimed at maintenance of the required technical level with account of facilities' ranking by importance and hazards; optimality of assignment of technical maintenance & service targets, terms and volumes with clear definition of objectives - achievement of maximum possible reliability and safety parameters for the whole GTS in general.

Melekhin O.N. Evaluation of the reliability level of the gas transmission system depending on planned volumes of capital repair of the trunk gas pipeline line part / O.N. Melekhin, V.E. Gryazin // Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 13–15.

A probabilistic emergency model was developed for evaluation of the GTS reliability level depending on planned volumes of TGP line part capital repair with the re-insulation method; the density of accidental rate at

TGP line parts is given without account of capital repair. The dependence of the accident risk on the planned capital repair volumes was received.

The analysis of statistic data shows that the accident rate at TGP line parts falls despite general aging of TGP line part facilities by means of selective repair, including re-insulation.

It was assumed for development of the statistic model of accident risk distribution at TGP LP sites that the accident rate at a specific line part is an accidental value. It is defined by the technical condition of the site and can differ significantly from the statistic mean value of the GTS accident rate in general. The Rayleigh distribution law was assumed for description of accidental value distribution. This is justified by the following factors:

- the accident rate at the TGP line part cannot be a negative value;
- the highest number of TGP line parts have the accident rate close to the statistic mean one for the GTS in general;
- the accident rate at most defective sites can many times exceed the statistic mean value.

Calculations of the expected accident rate depending on the volumes of planned capital repair were made on the basis of the developed model. The results showed that in order to achieve the accident risk at Gazprom JSC TGP LP, comparable with the level of requirements of the international standard ISO/DIS 16708 (the accident rate equal to 0,1 accident per 1,000 km/year is assumed an acceptable level), it is necessary to perform capital construction of 29,000 km of TGP LP on average in 2011–2015. In the calculations it was taken into account that the accident rate at the repaired line parts will be significantly lower than the statistic mean one but not equal to zero because the probability of accidents preconditioned by the impact of third parties, natural impacts and operating mode violations is preserved. According to statistic data, the share of such accidents is about 25 % of all accidents at Gazprom JSC TGP LP.

Sidorochev M.E. Formation of long-term plans for complex repair of process pipelines of Gazprom JSC compressor stations in the conditions of incomplete data on their technical condition / M.E. Sidorochev, O.V. Burutin, I.V. Ryakhovskikh, A.V. Melnikova, N.E. Zorin // Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 16–21.

Modern tendencies in control of the technical condition and integrity of Gazprom JSC facilities assume long-term planning of trunk gas pipeline (TGP) maintenance and repair activities. Most of process pipelines of Gazprom JSC compressor stations are structurally not designed for in-line inspection, which does not allow for the use of traditional flowcharts of complex repair plan formation.

The paper is dedicated to the methodology of formation of long-term plans for complex repair of process pipelines of Gazprom JSC compressor stations in the conditions of incomplete data on their technical condition. The methodology was developed in compliance with the provisions of Gazprom JSC Policy in the sphere of gas transportation and storage facilities integrity and technical condition control and the Gazprom JSC Concept of gas transmission system facilities technical condition and integrity control, taking into account the gas transportation tasks. This methodology is based on the requirements of effective regulatory documents of the company and is implemented in Gazprom JSC within the frames of the approved Gazprom JSC Program on Complex Repair of Process Pipelines of Compressor Stations for 2013–2017.

The method of evaluation and prediction of pipe replacement in case of complex repair of CS process pipelines in the conditions of incomplete data on their technical condition is described. The criteria of efficiency of total pipe replacement in the process of complex repair, depending on the number of damaged pipes and applied repair materials, are justified. It has been defined that total replacement of old pipes with new ones with factory corrosion resistant protection coating is in some cases preferable as compared to selective repair according to diagnostic investigation data.

Nefedov S.V. Model for prediction of corrosion damage of trunk gas pipelines and method of prediction of gas pipeline corrosion-hazardous sites extending length / S.V. Nefedov, A.Yu. Prokopenko // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 22–28.

Planning of trunk gas pipeline capital repair volumes is based on evaluation of the quality and the degree of hazard of corrosion pipe defects and length of damaged sites. The corrosion condition of gas pipelines is evaluated and predicted for repair planning primarily on the basis of the results of in-line defectoscopy in compliance with effective regulatory documents.

The proposed method of gas pipeline corrosion condition forecast is based on statistic assessment of change in the parameters of distribution of the relative indicator «defect hazard rank» and the number of hazardous defects (and defective pipes) of a long TGP section. The speed of change of the total pipe number with corrosion defects is proportional to the operating time; no occurrence of new defects is taken into account.

The following suppositions serve as the basis for the method (model):

- the originated defects develop and grow irregularly, therefore the behavior of a combination of corrosion defects in general is evaluated at the section between CS;
- the date of occurrence of new defects is assumed 6 (for pipes with film insulation) and 10 (for pipes with bitumen insulation) years after the end of construction;
- the behavior of the total defect massif is evaluated;

- the speed of corrosion at different local sites is not evaluated;

- the defect growth rate in each range of relative depths is defined by the ratios of defect transfer from the previous to the successive ranges of relative depths.

The predicted number of occurring defects and the transfer ratios are defined on the basis of the maximization criterion of the correlation between the initial model of the defects rate and the available defects rate on the basis of the secondary pipeline control facility data processing.

A method for prediction of growth of the number of sites requiring reduction of the operating pressure or repair measures was developed on the basis of the model for stimulation forecast of growth of the number and depth of corrosion defects and the procedure of detection of the correlation between distribution of parameters characterizing the degree of defect hazard (relative depths of defects, operating time before repair and permissible operating pressure in defect pipe zones).

Vyalykh I.L. Functional tests of diagnostic equipment as the element of the GTS integrity and technical condition control system / I.L. Vyalykh, V.L. Lazarev, D.A. Zotov, A.E. Remizov // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 29–34.

Provision of uninterrupted delivery of natural gas to the end consumer with preservation of the required level of gas transmission system reliability is one of the priority areas of activity of Gazprom JSC. The Gazprom JSC system of diagnostic maintenance of GTS facilities allows for achievement of the required level of GTS facilities operating reliability. Its objectives include: development and introduction of new technologies, systems and instrumentation; formation of an informational medium and calculation methodology; procedures for unification and introduction of informational, methodological and metrological support, optimization of planning, maintenance and repair aimed at prevention of failures, accidents and incidents at GTS facilities of Gazprom JSC. The Gazprom JSC system of diagnostic maintenance of GTS facilities operates within the frames of the maintenance system and is aimed at solution of the problems on diagnostic inspection, extension of safe operational terms and prediction of the technical condition, planning of repairs and maintenance, technical condition monitoring and maintenance of the operating efficiency of Gazprom JSC GTS facilities.

Improvement of productivity and efficiency of the technical condition control is primarily associated with processes of improvement of diagnostic equipment, which is achieved by means of automation of individual control operations, the use of more perfect algorithms of diagnostic information processing and development of new control technologies. Meanwhile, the technical characteristics of hardware used and developed anew, especially in terms of identification and evaluation of

defect parameters, shall meet modern requirements of Gazprom JSC.

The requirements to the diagnostic equipment used, regulated by Gazprom JSC regulatory documents, are not always met or confirmed in full volume. This is associated with the fact that testing and approbation of defectoscopic equipment are performed on specimens and test benches frequently lacking the required set of real pipe and welded joint defects of Gazprom JSC pipelines. The use of such hardware can lead to omission, incorrect identification, errors in definition of the sizes of defects and, as a result, underestimation of the hazard of identified defects or their «over-reject» with baseless repair expenditures. Therefore, the assessment of the diagnostic equipment correspondence to Gazprom JSC technical requirements shall be performed by means of fulfillment of the functional test system with a single methodological base.

The flowchart of functional tests was defined in compliance with GOST R 15.201-2000 «Sequence of Product Development and Production Initiation». Work management for diagnostic equipment development is divided into diagnostic equipment developed on the basis of the order of Gazprom JSC in compliance with the agreed technical assignment and equipment developed on the basis of an initiative.

Systematization of test procedures for technical diagnostic devices allows to ensure the quality of diagnostic equipment delivered by means of unified procedures of their attestation for taking of a decision on its assignment parameters to Gazprom JSC technical requirements prior to admission to work for trunk gas pipeline inspection.

Nefedov S.V. Probabilistic analysis of permissible defectiveness levels for trunk gas pipeline line part sections / S.V. Nefedov, M.Yu. Panov, V.M. Silkin, V.P. Stolov // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 35–40.

The requirement of total defectlessness of pipe metal and welded joints cannot be provided by modern technologies of pipe production and construction, and trunk gas pipeline operating conditions. Therefore, at the operating stage no «design» requirements to defective section strength and deformability are usually met.

The classification of operated gas pipeline sections on the basis of the required level of defect-free performance probability depending on their responsibility degree characterized by economic, social and environmental consequences of failures is proposed on the basis of the results of the reliability design level analysis. The established safety classes by the permissible level of gas pipeline operated sections failure probability allow to define the level of their permissible defectiveness at different stages of the life cycle, leading to reduction of the actual factor of safety till the established level, and to classify the defects, more reliability than before, into insignificant, permissible and critical, and plan the terms of corresponding measures (diagnostics, repair,

operating pressure reduction) aimed at maintenance of the required reliability level of the section under study.

The peculiar feature of the developed methodology characterizing the degree of its novelty is complexity of the approach to evaluation and justification of permissible defectiveness levels for operated sections of trunk gas pipelines, including the use of deterministic physical and mathematical models for evaluation of their bearing capacity with various defects and the probabilistic model «load-resistance» for evaluation of the current level of reliability (defect-free performance probability), based on which the optimal strategy of further operation and maintenance of the serviced site is selected.

The results of approbation of the suggested approach are given by the example of a corrosion-damaged site for calculation of the forecast values of the time for successive diagnostics and repair.

Gryazin V.E. Statistic evaluation of the minimum depth of corrosion and stress-corrosion defects detected during in-line defectoscopy / V.E. Gryazin // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 41–43.

Statistic assessment of the minimum depth of corrosion defects detected in the process of in-line inspection of TGP LP (defectoscope detection limit) between 2001 and 2012 was performed. The actual data for each year of in-line inspection was examined using the methodology described in Gazprom STO 2-2.3-095-2007.

The following was assumed for definition of the detection limit:

- the depth of corrosion defects was defined using the exponential law;
- all defects with the depth of more than 20 % from the pipe wall thickness are reliability detected during in-line inspection.

The parameters of the exponential law of corrosion defect depth distribution are calculated. The detection limit of in-line defectoscopes (in per cent from the pipe wall thickness) is defined on the basis of their calculated values. The results of calculation of the detected corrosion defect minimum depth showed that before 2004 corrosion defects with the depth more than 11 % from the pipe wall thickness were detected on average during in-line inspection, and after 2004 – corrosion defects with the depth more than 6 %. Therefore, the claimed detection limits for detection of corrosion defects are confirmed by the results of statistic processing of in-line inspection results.

Evaluation of the minimum depth of stress-corrosion defects detected during in-line inspection was carried out on the basis of the results of in-line inspection performed on TGP LP in 2009–2012. Meanwhile, it was assumed that their depth is distributed as per the exponential law, and all defects with the depth above 20 % from the pipe wall thickness are reliably detected by means of in-line inspection. This is confirmed by the results of statistic processing: stress-corrosion defects with the depth of more than 15 % from the pipe

wall thickness are detected currently during in-line inspection.

Therefore, the detection limits for detection of corrosion and stress-corrosion defects claimed by organizations performing in-line inspection are confirmed by the results of statistic processing of in-line inspection data.

Zapevalov D.N. Control of external corrosion impacts for gas pipeline technical condition evaluation / D.N. Zapevalov // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 44–48.

The peculiar feature of trunk gas pipeline corrosion prevention systems as subjects of research is their length, heterogeneity of protection target parameters, impact of hard-to-account external factors, and complex interaction of elements of the equipment set with each other. The system «trunk pipeline – ambient medium» is open and depends on a large number of external factors. This explains the complexity of modeling of such systems as a single interacting equipment and protective coating set.

One of the key tasks of studies of corrosion protection systems is evaluation of the development of corrosion processes in time for further calculations on the basis of strength, fatigue endurance and fracture mechanics models.

The paper is dedicated to the use of information on external corrosion impact parameters for evaluation of the gas pipeline technical condition. It is demonstrated that the development of corrosion defects depends significantly on the nature of damage of the protective coating and the type of the corrosion process. Therefore, evaluation of the possible level of limit corrosion impacts and the corrosion defect development rate shall be performed on the basis of models based on calculation of the corrosion rate, with account of the complex of data on the protective coating condition, parameters of electrochemical protection and external electromagnetic impacts.

The possibility of calculation of geometric defect parameters on the basis of electrometric survey results, based on control of the limited sound number of control points, is confirmed by the example of the model of corrosion defect development under the impact of constant ground currents.

Integration of calculation models of corrosion defect development based on the account of external impacts into the gas pipeline technical condition evaluation system will ensure improvement of longevity and accuracy of results of further calculations on the basis of strength, fatigue endurance and fracture mechanics models.

Silkin V.M. Development of approaches to evaluation of parameters of trunk gas pipeline section structural reliability / V.M. Silkin, E.N. Ovsianikov, V.M. Kovekh, I.Yu. Morin // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 49–54.

The relevance of tasks associated with the development of methods for evaluation of welded joint reliability grows with account of the main trends in the development of approaches to evaluation of the technical condition and, as a consequence, reliability of harmonization of approaches to evaluation of the working capacity of welded joints with the methodology implemented within the frames of the GTS technical condition and integrity control system.

Reception of coarse estimates of probability parameters is possible on the basis of statistic approaches using the data on welded joint failures with no relation to the destruction mechanisms analysis. The approach based on the models of the so-called «physical» reliability theory seems more promising.

The developed methods of evaluation of trunk gas pipeline ring welded joints reliability parameters use the models of the «physical» reliability theory with account of a united approach providing for joint use of deterministic and probabilistic analytical methods. The impact of statistic metal properties and load and impact values dispersion is taken into account.

Quantitative estimates of reliability parameters in relation to basic estimate criteria given in regulatory documents and used for evaluation of strength and longevity of trunk gas pipeline ring welded joints were received on the basis of the proposed approach.

The strength estimate and predicted probabilities of welded joint failures were received on the basis of the results of calculations performed without introduction of simplifying assumptions. The specified approach allows to identify and formalize functional relations of failure probability values with process characteristics of welded joints, material properties and operating conditions.

Approaches to formation of ring welded joint quality evaluation norms with account of technical characteristics of inspection means are discussed.

Model examples illustrating main provisions of the proposed approach to evaluation of ring welded joint reliability parameters are given.

Ovcharov S.V. Methodological approaches to evaluation of the ambient facilities cost and number of people in them within the frames of the tasks of the TGP LP technical condition and integrity control system / S.V. Ovcharov, Yu.Yu. Petrova // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 55–60.

One of the main calculation-analytical blocks of the Trunk Gas Pipeline Line Part Technical Condition and Integrity Control System is the block of quantitative analysis of the industrial risk, within which the expected frequency and the expected direct harm from possible accidents are calculated for all TGP analyzed sites. The direct harm is evaluated in single money equivalent (RUR) and is calculated by means of definition of the probability of recipient damage (destruction), their quantity and cost - critical data for evaluation of harm and risk parameters.

However, as the risk analysis practice shows, collection of data on the real cost and number of people at facilities not belonging to or leased by the TGP owner is associated with significant difficulties preconditioned by great variety of types of ambient facilities belonging to different owners. The authors, for provision of the TGP LP Technical Condition and Integrity Control System with specified data, developed methodological approaches in the first approximation for evaluation of the cost of TGP LP ambient facilities and the annual mean number of people in them, based on a special classifier of ambient facilities. The classifier contains the list of typical ambient facilities, each of which (for example, residential building, motor road, forest massif, plough land etc.) is assigned a typical set of attributes such as function, size, category, operating term of the facility, etc.

The current cost of a specific ambient facility was calculated by means of multiplication of the market mean price of a new typical facility similar to the one under research by a number of coefficients (multipliers) which take into account in the set formalized form the specific values of attributes for this facility, appearing in the classifier for a corresponding ambient typical facility. The number of people at ambient facilities is calculated with account of specific values of facility attributes as well and standard norms of the area falling on one person.

The user of the TGP LP Technical Condition and Integrity Control System, in order to apply the described approaches, shall have the data on location and characteristics of ambient facilities within the frames of the list of attributes recorded in the classifier. Such data can be received from GIS, mapping materials, satellite imaging and aerial photography materials, and specialized databases. The proposed methodological approaches allow the user of the TGPLP Technical Condition and Integrity Control System to perform required calculations of harm and risk in the conditions of lack of direct data on specific current costs of ambient facilities located near the Gazprom JSC UGSS TGP LP research sites.

Petrova Yu.Yu. On collection and preparation of data on ambient facilities for the purposes of the trunk gas pipeline line part technical condition and integrity control system / Yu.Yu. Petrova, S.V. Ovcharov // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 61–65.

The expected direct harm from one accident and the expected accident rate of gas pipeline sections are the main components of industrial risk within the frames of the tasks of the Gazprom JSC UGSS Trunk Gas Pipeline Line Part Technical Condition and Integrity Control System. A large volume of information shall be collected and processed for their calculation at extended sections of trunk gas pipelines; the weighty component of this information is the data on facilities of gas pipeline social, economic-industrial and natural ambience. Therefore, the issue of development of a single approach to collection and preparation of data on GTS ambient facilities and formation of a single geoinformational

storage becomes very critical in the scale of the whole Gazprom JSC gas transmission system.

Identification of ambient facilities is performed on the area adjoining the gas pipeline, within the belt 1,000 m wide (500 m to the left and to the right from the TGP axis) with determination of:

- spatial information: geographic coordinates and geometric parameters of facilities;
- characteristics (attributes) of the facility: material, function, owner, cost, distribution of people, etc.

Mapping materials are most probable sources of reception of the spatial information. Digital maps along trunk gas pipelines are formed with the method of vectorization of existing paper topographic maps of different scales. Update of the data on facilities at the moment of formation of a digital map (and further on with specific interval) on the basis of aerial photography and satellite imaging materials, and if necessary – on the basis of field interpretation data, is obligatory. Additional measures are required for specification of facility attributes: inquiry and analysis of cadastral data, helicopter survey, collection of the information by mobile groups of employees of TGP line production authorities, field works, etc.

A specific task is to define accurate or calculated values of the facility cost and distribution of people by facilities and the adjoining territory. The authors of the paper describe main stages of data collection by ambient facilities, give recommendations in relation to most probable sources for information reception. The paper describes in detail the process of facilities identification, requirements to mapping information; moreover two methodological approaches to data preparation for calculation of industrial risk components and parameters are suggested.

Gamera Yu.V. On the problem of baric impacts during deflagration methane combustion at hazardous production facilities of gas transmission systems / Yu.V. Gamera, S.V. Ovcharov // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 66–70.

The authors analyzed the main regularities in formation and deflagration combustion of natural gas clouds in case of emergency with ignition on hazardous production facilities of gas transmission systems. It was found out that formation of clouds of two types is possible in the air without 'locking' inversion layers in case of tank unsealing on open sites. Movement by means of inertia forces in case of pressurized short-term emission from partially destructed tank is typical for clouds of the first type (vortex rings). Clouds of the second type (concentration thermals) are formed in the event of momentary full destruction of a tank. The lifting force of Archimedes is their moving force. It is demonstrated that the mass of emission in the event of formation of first-type clouds is defined by input methane parameters and the unsealing area, and is a limited value. During evolution of clouds of both types their energy content

passes through the maximum. In the event of emission in the vertical direction, independently from the cloud type at the moment of achievement of the maximum energy content value, the lower contour of the cloud does not touch the underlying surface, and uplift of the centre of the cloud of the fixed emission mass in the event of movement by means of inertia will be significantly higher than by means of buoyancy forces. This allows to conservatively describe the movement of the cloud of specified emissions as thermals floating, assuming that the only possible regime of methane pulse transformation in it will be the 6th regime as per the expert table of RD 03-409-01. In this case the calculations of manometric pressure fields and the incident wave pulse at the earth level shall be made with account of the cloud centre uplift.

It is suggested using a combined methodology for calculation of the parameters of baric impact from methane deflagration combustion in production premises equipped with blast relief panels. In this methodology the manometric pressure is calculated on the basis of the inverted methodology of Appendix T of GOST R 12.3.047-98 (the regulation on permissibility of methodology inversion is given in cl. T.2.2 of the specified document), and pulse calculation - on the basis of the ratio received as a result of experimental data processing.

Kurganova M.A. Methodology of determination of pipeline reinforced fitting pipe geometric parameters / M.A. Kurganova, E.S. Nosova, A.V. Rassokhina, O.V. Trifonov, V.P. Cherniy // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 71–76.

There is currently no regulatory methodology regulating strength calculation and definition of geometric parameters of reinforced fitting pipes.

The methodology proposed in this paper is based on the principle of succession in relation to effective and sufficiently certified methodologies of calculation of stamped, stamp-welded T-joints and T-joints welded without reinforced elements.

The methodology is aimed at definition of geometric sizes of reinforced fitting pipes (weldolets) for their use on trunk and field pipelines for transportation of gaseous (natural combustion gas) or liquid (condensate, oil and oil products) hydrocarbons with operating pressure up to 32,0 MPa inclusive.

The methodology is based on the method of «area replacement» used for T-joints, with modifications taking into account the peculiar features of the geometry of enforced fitting pipes (weldolets) representing thick-wall parts of pipelines welded to the trunk pipe for branching from the pipeline.

Set values of diameters, wall thicknesses and standard characteristics of materials of the trunk pipe, the branching pipe and the reinforced fitting pipe serve as the input data for definition of the sizes of a reinforced fitting pipe.

Additional parameters established by the manufacturer for a reinforced fitting pipe of UP-S type are the height and the diameter of the fitting pipe reinforcement zone, and for the UP-U type – the outer diameter of the fitting pipe.

Algorithm of definition of the reinforced fitting pipe sizes:

1) the design thicknesses of trunk line and branch walls are defined. The actual wall thicknesses cannot be below the design ones rounded up with the accuracy up to 0,1 mm;

2) additional geometric parameters of fitting pipes are calculated;

3) the required area and the constituents of the design reinforcement area of a reinforced fitting pipe are calculated;

4) the strength condition is verified.

The use of reinforced fitting pipes as an alternative to traditional T-joints and direct insets seams promising because it allows to avoid disadvantages of traditional types of T-joint structure.

Taking into account the empiric nature and persistence of this approach, further development of the specified methodology for reinforced fitting pipe calculation, based on numeric modeling of the stress-deformed condition of the structure with the finite element method, shall be considered relevant. Such methodology allows to take into account explicit power and moment loads on a T-joint while estimating its strength.

Sharygin V.M. Justification of the possibility of gas pipeline carrying capacity recovery without gas transmission termination / V.M. Sharygin, A.N. Tilkov, V.I. Balamutov, Yu.A. Mayants, A.V. Ushakov // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control.* – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 77–84.

Relevance of the issues on development of the technology for improvement of trunk transport efficiency grows with increase of operating terms of trunk gas pipelines (TGP).

Solution of this problem is in many ways associated with the use of repair technologies allowing for extension of the life time of operated TGP and providing their long-term working capacity in operating conditions without reduction of the transported gas operating pressure.

The technology of repair of defective sections in the gas pipeline without gas transmission termination is one of such solutions.

The complexity of the task is revealed in the course of examination of the following issues:

– evaluation of hazard of TGP pipe wall defects in the process of operation;

– evaluation of hazard of pipe metal and welded joint defects during repair in a trench on a gas pipeline slack section under pressure of a transmitted gas and definition of the safe value of this pressure;

– definition of the efficiency of repair technologies with the use of reinforcing devices with account of the installation pressure with which they are installed;

– extremely conservative evaluation of the strength life time of pipes operating for more than 30–35 years, leading to increased volumes of defective section cutout and, as a result, significant growth of material and labor costs.

The paper shows the analysis of provisions of regulatory documents regulating the choice of safe pressure during repair of the operating gas pipeline, with critical analysis of equations for determination of the destructive pressure for defects of all types; main results of different tests of pipes with defects of various types are described.

The formula of definition of safe pressure as the main element of the possibility of gas pipeline carrying capacity recovery without gas transmission termination with the use of pipe technologies was suggested on the basis of the conclusions of analytical work. The integral pattern of selective repair is presented in a comprehensive approach on evaluation of defect hazard, with further calculation of safe pressure, installation pressure, and recommendation on the choice of the gas pipeline repair technology without gas transmission termination.

Zapevalov D.N. Acceptance of trunk pipelines after construction, repair and reconstruction as a tool for providing their operational reliability / D.N. Zapevalov, M.A. Petrovsky, Yu.A. Mayants, A.V. Elfimov // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 85–87.

Trunk pipelines represent sophisticated property-production complexes designed for transportation of liquid or gaseous hydrocarbons from production areas to consumers or for rehandling to another type of transport. Most of trunk pipelines are located on the area of several municipal formations and influence significantly the safety of infrastructure facilities and crossed natural and artificial obstacles and communication lines located in proximate vicinity to them.

The use of technical solutions, technologies, materials, equipment and hardware meeting modern requirements and corresponding to modern regulatory legal acts is required during their design and construction for provision of the necessary level of trunk pipeline functioning reliability and safety. Conformance evaluation is performed for definition of meeting the requirements lodged to trunk pipelines.

According to the Federal Law «On Technical Regulation», acceptance and commissioning of a constructed, reconstructed facility or facility after capital repair is one of the forms of conformance evaluation. Conformance evaluation can and shall be performed within the frames of the commissioning procedure by means of verification of the built facility's conformance to requirements of technical regulations and regulatory documents approved in accordance with the established procedure. In this respect, the impartial necessity of establishing single requirements corresponding to the current federal legislation, to organization and the sequence of acceptance of trunk pipeline facilities after construction, reconstruction and capital repair occurs.

Mayants Yu.A. Definition of preliminary test sites and zones protected during trunk pipeline tests / Yu.A. Mayants, S.V. Karpov, A.S. Alikhashkin, S.V. Ovcharov // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 88–92.

Zones of possible human impact in case of pipeline destruction, called protected ones, are identified in case of pipeline tests. People's and machinery presence in them is prohibited; the boundaries shall be secured 24 hours.

Soil and pipeline fragments scattering as well as seismic impact of blasts can be considered the main types of hazardous impacts in case of tests. The process of fragments scattering in case of pipeline fracture is complicated and there is no clear technical foundation for it today. There are different models based on hypotheses with empiric grounds.

The problem of assignment of protected zones in the areas of pipeline crossing of roads and communication lines becomes quite acute. Definition of distances of the protected zone depends on the operating pressure and the test method.

Preliminary tests ensuring safety shall be performed with a hydraulic method since in the event of real test pressures and pipeline diameters the destruction radius in case of hydraulic tests is lower than the value of burial of the pipeline upper generatrix.

If there are facilities in the protected zone of the tested pipeline, on which local safety conditions shall be provided, one shall make provision for the sites of preliminary hydraulic tests, which will allow to eliminate traffic termination on the roads crossed by the pipeline. The specified requirements shall be included into regulatory documents, which will allow to improve safety during tests and significantly reduce test costs.

Mayants Yu.A. Analysis of approaches to definition of test pressure on trunk gas pipelines / Yu.A. Mayants, S.V. Karpov, D.I. Shiryapov // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 93–97.

In order to maintain reliable and uninterrupted operation during the whole gas pipeline life cycle, it shall meet the requirements of regulatory documents, also in terms of the structural strength. The product quality control system in pipe plants serves for this objective and includes pipe tests with test pressure in factory conditions. In the process of gas pipeline construction butt-welded joints are exposed to non-destructive defectoscopy, and some increased-category gas pipeline sections – to preliminary hydraulic strength tests.

The gas pipeline built is commissioned only after its successful final strength testing with static internal pressure exceeding the operating one and established by effective regulatory documents. Final strength tests currently remain the only quite reliable evidence of the possibility of gas pipeline commissioning.

Definition of the test pressure value is aimed at provision of pipeline safety during their leak check and in the process of operation.

Possible pipeline defects detected during tests are characterized by:

- threshold pressure, when the defect is developed if achieved and exceeded;
- destructive pressure, when fracture occurs if achieved.

If the pressure in the pipeline is below the threshold one, the defects do not get changed, and destruction does not occur during a long period (unless defect development is preconditioned by corrosion or stress-corrosion). When the threshold pressure is exceeded, the defect is developed till destruction obligatory some time later, while this time will be the shorter, the closer the pressure to the destructive one.

The completed analysis of approaches to the problem of definition of a test pressure value for trunk gas pipelines confirmed the relevance of existing requirements in general.

It is shown on the basis of the analysis of statistic data on trunk gas pipeline strength tests that the test pressure shall be defined so that the value of the threshold pressure was not reached in the process of further operation, which eliminates the development of defects initiated by internal pressure in the process of pipeline test.

Esiev T.S. Analysis of the impact of cold plastic deformation occurring in the process of manufacture on mechanical properties of the main metal and metal of welded joints of cold-bended branches from helical pipes / T.S. Esiev, K.A. Voyder, M.G. Glukhov // *Vesti gazovoy nauki: Gas pipeline technical condition and integrity control*. – Moscow: Gazprom VNIIGAZ, 2014. – № 1 (17). – P. 98–104.

Effective regulatory documents do not regulate manufacture of cold bending branches from helical pipes. For example, GOST 24950-81 «Bent Branches and Curved Inserts at Turns of the Line Section of Steel Trunk Gas Pipelines. Specifications», Gazprom STO 2-4.1-273-2008 «Technical Requirements to Couplings for Gazprom JSC Facilities» and SNiP III-42-80* «Trunk Gas Pipelines» regulate requirements to cold-bended branches from steel jointless or longitudinally welded pipes.

Gazprom JSC held a meeting on the possibility of usage of helical pipes for manufacture of cold-bended branches designed for trunk gas pipelines, on the basis

of the results of which Gazprom VNIIGAZ LLC. was requested to perform a series of studies and evaluate the operating properties of cold-bended branches made of helical pipes.

Gazprom VNIIGAZ LLC together with Volga Pipe Plant JSC developed a program for testing helical pipe branches, which was approved by the Gazprom JSC permanent committee for acceptance of new types of pipe products.

The purpose of the work was to evaluate the impact of cold plastic deformation on properties of steel and welded joints of cold-bended branches made of helical pipes.

The following tasks were completed within the frames of this program:

- a model of the process of cold bending of the branch made of helical pipes with the diameter 1,020–1,420 mm with the use of mathematic modeling methods was built;
- the optimal modes of bending pipes with the diameter 1,420 mm with the wall thickness 21,6 m, strength class K60, were defined on the basis of the model built with account of the structural features of helical pipes;
- branches were made using different modes;
- laboratory tests of the main metal and branch welded joint specimens and hydraulic destructive tests with hydrostatic internal pressure were performed.

Three helical pipes manufactured as per the specification TU 14-156-76-2007 of Volga Pipe Plant JSC, without insulating coating, with the diameter 1,420 mm, with the wall thickness 21,6 mm, strength class K60, were exposed to in-situ tests.

Two branches were manufactured using the optimal bending mode, and one was manufactured using the critical bending mode. The total bending angle of each branch was 6°.

Specimens were taken for mechanical tests from two other branches manufactured with the optimal and the critical modes for tests in order to evaluate the impact of cold plastic deformation on mechanical properties of pipe metal in compression and extension zones.

One of the branches manufactured in compliance with the optimal mode was exposed to destructive hydraulic test for structural strength evaluation.

The paper shows the results of performed studies and tests and their analysis.

Требования к статьям, представляемым для публикации в сборнике «Вести газовой науки»

Направляя рукопись статьи в редакцию сборника «Вести газовой науки», авторы передают издателю безвозмездное исключительное право опубликовать ее в печатной версии сборника, его электронном аналоге – CD-диске на русском и на английском языках, а также разместить в сети интернет – на портале www.elibrary.ru и на сайте www.vesti-gas.ru.

Автору принадлежат интеллектуальные права на научное произведение в соответствии со ст. 1265, 1266, 1268 ч. IV ГК РФ.

Статья предоставляется на бумажном и электронном носителях. Рекомендуемый объем статьи (редактор MS Word, кегль 14, гарнитура Times New Roman, межстрочный интервал полуторный) не более 10–12 страниц, включая рисунки (не более 5, в том числе а, б, в), таблицы, библиографический список. На бумажном носителе должны быть подписи всех авторов.

К статье прилагаются

1. **Экспертное заключение** или направление организации, которые содержат информацию о том, что работа может быть опубликована в открытой печати и не содержит секретной информации, заверенные подписью руководителя.

2. **Сведения об авторах:** название учреждения, почтовый адрес с индексом; фамилия, имя, отчество (полностью); ученая степень; направление исследований; звание и должность; контактный телефон и e-mail; паспортные данные для оформления лицензионного договора (больше нигде фигурировать не будут).

3. **Тезисы** должны содержать не менее 1800 печатных знаков, ключевые слова (5–6), раскрывать суть научной проблемы, рассматриваемой в статье, и включать главный исследовательский вывод. В тезисах кратко излагаются предмет и задачи исследования, его методика, новизна и главные результаты.

4. **Английский перевод тезисов** (по возможности), названия статьи, сведений об авторах, ключевых слов.

5. **Рисунки** отдельными файлами в оригинальных программах.

Технические требования

1. **Индекс УДК** в верхнем левом углу.

2. **Заголовок**, включающий: название статьи, набранное полужирными прописными буквами; инициалы и фамилии авторов, название организации. Название статьи должно быть информативным.

3. При выборе **единиц измерения** необходимо придерживаться международной системы единиц СИ.

4. **Все сокращения** должны осуществляться в соответствии с ГОСТ 7.12-93 и быть расшифрованы.

5. **Числовой материал** приводится в виде таблиц. Десятичные цифры набираются через запятую (2,51, а не 2.51). При создании таблиц рекомендуется использовать возможности MS Word или MS Excel. Таблицы должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (табл. 1.).

6. Для **математических выражений** рекомендуется использовать редактор формул MathType. Ссылки в тексте на порядковый номер математического выражения даются арабскими цифрами в круглых скобках – (1). Нумерация сквозная. Все символы, используемые в формулах, должны быть расшифрованы. Формулы, имеющие простую структуру (русские, латинские, греческие знаки, верхние и нижние индексы, математические символы) набираются простым текстом с сохранением начертания согласно правилам набора формул. Формулы, имеющие сложную структуру, двойные индексы, специальные надсимвольные зна-

ки и т.п. набираются в редакторе формул. Математические символы набирают светлым курсивом, греческие – светлым прямым шрифтом; физические и химические элементы (Re, Si), математические сокращения (sin, lim) – светлым прямым; сокращенные обозначения физических величин и единиц измерения (кг, кА, В/м, W/m) – светлым прямым, без точек. Числа и дроби в формулах всегда должны быть набраны прямым шрифтом. Светлым курсивом набираются символы в верхних и нижних индексах (за исключением цифр и дробей, греческих символов, химических формул). Формулы должны быть набраны гарнитурой Times New Roman.

7. **Рисунки** (иллюстрации, графики, диаграммы, схемы) должны иметь сквозную нумерацию, название и ссылку в тексте (рис. 1.). Все рисунки должны быть четкими и ясными во всех элементах. Все рисунки за исключением фотографий должны быть представлены в векторном виде. Растровые рисунки (фотографии) должны иметь разрешение 200–300 dpi при масштабе 1:1. Максимальный размер рисунков – 146×230 мм. Использование визирных линий в векторных рисунках недопустимо, минимальная толщина линии – 0,3 pt. Текстовые объекты информативного характера на рисунках, схемах должны быть набраны одним видом шрифта близких размеров светлого или полужирного начертания (размером 7–10 pt). Использование переносов нежелательно. Все диаграммы, графики должны предоставляться вместе с использованными для их построения исходными данными.

8. **Постраничные сноски** имеют сквозную (для статьи) нумерацию, **табличные** – помечаются «*» (до *****).

Оформление библиографического списка

1. Библиографический список должен включать все источники, упомянутые в тексте статьи, в порядке цитирования.

2. Библиографический список оформляется согласно ГОСТ Р 7.0.5-2008 «Библиографическая ссылка. Общие требования и правила составления». Ссылки на электронные документы должны оформляться согласно ГОСТ 7.82-2001 «Библиографическая запись. Библиографическое описание электронных ресурсов». Ссылки на неопубликованные работы не допускаются.

Примеры библиографических описаний

Издания:

Лапшин В.И. Формирование, состав и компонентотдача пластовых флюидальных систем глубоководных карбонатных залежей: обз. инф. / В.И. Лапшин, В.А. Николаев, Д.В. Изюмченко и др. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2010. – 118 с.

Составные части периодических изданий:

Белалов В.Р. Зависимость термодиффузионного разделения некоторых природных бинарных смесей газов от давления / В.Р. Белалов, А.Ф. Богатырев; под ред. Б.А. Григорьева // Актуальные вопросы исследования пластовых систем месторождений углеводородов: сб. науч. ст. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. – С. 255–264.

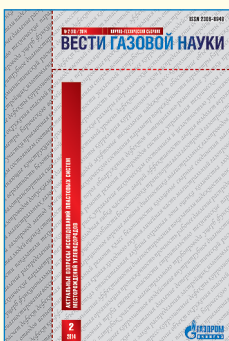
Chosh A.K. Thermal Diffusion in Multicomponent Gas Mixtures / A.K. Chosh, A.K. Batabyal, A.K. Barua // J. Chem. Phys. – 1967. – V. 47. – № 10. – P. 3704–3707.

Патентные документы:

Пат. 2187888 Российская Федерация, МПК Н 04 В 1/38, Н 04 J 13/00. Приемопередающее устройство / Чугаева В.И.; заявитель и патентообладатель Воронеж. науч.-исслед. ин-т связи. – № 2000131736/09; заявл. 18.12.00; опубл. 20.08.02, Бюл. № 23.

Плата с аспирантов за публикацию не взимается.

Редакция оставляет за собой право не рассматривать статьи, не соответствующие вышеизложенным требованиям.



Тема № 2 (18)

Актуальные вопросы исследований пластовых систем месторождений углеводородов

В выпуске, посвященном исследованиям нефтегазовых пластовых систем, рассматриваются актуальные вопросы состояния и динамики сырьевой базы Группы Газпром, математического моделирования геомеханических процессов в коллекторах, интерпретации геолого-геофизических данных различных горизонтов и блоков Чаюдинского нефтегазоконденсатного месторождения. С изучением этого сложного объекта связаны исследования фазового поведения углеводородов в водонасыщенных песчаных коллекторах, а также фильтрационных процессов при параметрах возможного гидратообразования.

Традиционно широко представлены результаты исследований физико-химических свойств, компонентного состава и фазовых превращений газовых конденсатов, новые подходы к расчету фазовых равновесий сложных углеводородных смесей на основе многоконстантных уравнений состояния, исследования теплофизических свойств углеводородов.

В сборник включены материалы, апробированные на научном семинаре Корпоративного центра исследований пластовых смесей (керна и флюиды) ОАО «Газпром», совместном семинаре ООО «Газпром ВНИИГАЗ», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ИПНГ РАН «Проблемы разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных залежей, содержащих природные и техногенные гидраты», а также на III Международной конференции «Актуальные проблемы и перспективы освоения месторождений углеводородов» (НСFD-2014).

Сборник представляет интерес для научных работников и специалистов, занимающихся исследованием нефтегазовых пластовых систем, физическим и математическим моделированием, расчетами свойств многокомпонентных углеводородных систем (нефти, газоконденсата и их фракций), а также студентов нефтегазовых специальностей высших учебных заведений.

Научный редактор:

член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор *Б.А. Григорьев*

Рецензенты:

член-корреспондент РАН, д.т.н., профессор *А.И. Гриценко*,
д.т.н., профессор *В.В. Сычев*

По вопросам публикаций, подписки и приобретения обращаться:

E-mail: vesti-gas@vniigaz.gazprom.ru

www.vesti-gas.ru