ООО "Политест-Инжиниринг"

МЕТОДИКА
ПО КОМПЛЕКСНОМУ ТЕХНИЧЕСКОМУ ДИАГНОСТИРОВАНИЮ ВНУТРЕННИХ ГАЗОПРОВОДОВ

2004

gost.e-ecolog.ru

Уважаемые коллеги!

Широкомасштабная газификация была проведена в 50-х -70-х годах и в настоящее время практически все внутренние газопроводы выработали свой срок службы.

Эти газопроводы подлежат либо полной замене, либо выборочному ремонту по результатам технического диагностирования.

Проведение технического диагностирование внутренних газопроводов позволяет более чем в 10 раз уменьшить стоимость ремонта.

Настоящая **"Методика проведения комплексного технического диагностирования внутренних газопроводов"** содержит:

- *детальное описание всего комплекса работ по техническому диагностированию внутренних газопроводов;*
- *определение коррозионного состояния участков газопроводов в местах переходов через строительные конструкции (междуэтажные перекрытия)*
- *Инструкцию по расчету ресурса внутренних газопроводов.*

Методика разработана в развитие:

"Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления" (ПБ 12-529-03) п.7.4, 7.22, 7.23 – для газопроводов **тепловых электрических станций и котельных;**

"Положения о диагностировании технического состояния внутренних газопроводов жилых и общественных зданий" (МДС 42-1.2000) для систем внутреннего газоснабжения **жилых зданий**.

Для применения Методики предлагаем Вашему вниманию:

- **Полный или частичный комплект приборов и оборудования для технического диагностирования внутренних газопроводов;**
- **Обучение Вашего персонала приемам и методам проведения технического диагностирования внутренних газопроводов.**

Также возможно:

- **Проведение технического диагностирования внутренних газопроводов на Ваших объектах;**
- **Создание "под ключ" на Вашем предприятии отдела (группы, лаборатории) по проведению технического диагностирования внутренних газопроводов.**

Если Вас заинтересовали наши предложения просим Вас позвонить нам или направить соответствующий запрос по факсу 166-33-32 166-72-04, электронной почте gost.e-ecolog.ru

СОГЛАСОВАНО
Отдел газового надзора
Госгортехнадзора России.

от 21.05.2004 г. № 14-03/230

УТВЕРЖДЕНО
Исполнительный директор
ООО "Политест – Инжиниринг"

Соколинский Б.В. 20.05.2004 г.

МЕТОДИКА ПО КОМПЛЕКСНОМУ ТЕХНИЧЕСКОМУ ДИАГНОСТИРОВАНИЮ ВНУТРЕННИХ ГАЗОПРОВОДОВ

Москва
2004

Авторы разработки:
к.т.н. Г.А. Гиллер, И.П. Литвинов, к.т.н. Л.Ю. Могильнер, В.Л. Немчин, В.М. Нечай, Б.В. Соколинский, Е.Е. Семин, А.А. Сорокин.

Содержание:

1. Область применения……4
2. Термины и определения……4
3. Общие положения……7
4. Квалификация персонала……8
5. Подготовительные работы……8
6. Производство работ……9
7. Анализ полученных результатов……14
8. Прогноз (расчет) остаточного ресурса и определение назначенного срока службы……15
9. Оформление заключения……16
10. Требования безопасности……17
11. Нормативные ссылки……18
Приложения……19

1. Область применения.

1.1 Настоящая Методика устанавливает порядок подготовки и технологию проведения технического диагностирования внутренних газопроводов при их эксплуатации на объектах, подконтрольных Госгортехнадзору России в соответствии с п. 1.1.4. "Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления" ПБ 12-529-03.

1.2 Настоящая Методика разработана с учетом требований:

- Федерального закона "О промышленной безопасности опасных производственных объектов";
- "Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления" ПБ 12-529-03 (далее Правила);
- "Положения по проведению экспертизы промышленной безопасности на объектах газоснабжения" РД 12-608-03.
- "Правил безопасности для объектов, использующих сжиженные углеводородные газы" ПБ 12-609-03.

1.3 В случае, если перечисленные выше документы или другие нормативы, на которые содержится ссылка в настоящей Методике, будут изменены или отменены, положения настоящей Методики сохраняют свое действие в части, не противоречащей пересмотренным и вновь введенным нормативным документам.

2. Термины и определения.

2.1 Настоящая Методика базируется на терминах и определениях, приведенных в Правилах, а также использует следующие термины и определения:

Термин	Определение
Бригада инженеров операторов	Два и более звеньев инженеров операторов, выполняющих работы на одном объекте
Бригадир инженеров операторов	Руководитель работ на объекте
Внутренний газопровод	Газопровод, проложенный внутри здания от вводного газопровода
Глубина карбонизации бетона	Расстояние от поверхности бетонной строительной конструкции до границы перехода pH бетона с кислого на щелочной
Заключение экспертизы промышленной безопасности	Документ, содержащий обоснованные выводы о соответствии или несоответствии объекта требованиям промышленной безопасности

Закрытый источник влаги	Источник влаги, утечка из которого может произойти только в результате нарушения его герметичности (трубопроводы горячей или холодной воды, канализация и.т.п.)
Звено инженеров-операторов	Звено из двух или более инженеров-операторов, выполняющих работы совместно
Инженер-оператор	Работник, выполняющий техническое диагностирование на объекте
Контрольный формуляр	Формуляр, который заполняется в процессе проведения контрольных проверок.
Место перехода газопровода через строительную конструкцию	Участок газопровода (включая футляр), расположенный внутри строительной конструкции
Назначенный срок службы	Календарная продолжительность эксплуатации, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния [11.1].
Нормативный срок службы газопровода	Календарная продолжительность эксплуатации от начала эксплуатации объекта до проведения технического диагностирования, установленная нормативными документами [11.1]
Объект	Газопровод, проложенный внутри здания
Остаточный ресурс	Суммарная наработка объекта от момента контроля его технического состояния до перехода в предельное состояние [11.1]
Отказ	Событие, заключающееся в нарушении работоспособного состояния объекта [11.1]
Открытый источник влаги	Источник влаги, утечка из которого возможна без нарушения его герметичности (ванна, душевая, раковина и т.п.)
Повреждение	Событие, заключающееся в нарушении исправного состояния объекта при сохранении работоспособного состояния [11.1]
Предельное состояние	Состояние объекта, при котором его дальнейшая эксплуатация недопустима или нецелесообразна, либо восстановление его работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно [11.1]

Привязка	Описание месторасположения участка газопровода, дефекта и.т.п. с точностью до 1см
Работоспособное состояние (работоспособность)	Состояние объекта, при котором значения всех параметров, характеризующих способность выполнять заданные функции, соответствуют требованиям нормативно-технической и (или) конструкторской (проектной) документации [11.1]
Техническое диагностирование	Комплекс работ по определению параметров технического состояния и условий эксплуатации объекта, проводимый с целью разработки мероприятий, обеспечивающих безаварийную эксплуатацию объекта на установленный срок - назначенный срок службы
Техническое состояние	Совокупность значений технических параметров, от которых зависит безопасность и работоспособность объекта
Условия эксплуатации	Параметры внешней среды, оказывающие влияние на техническое состояние объекта
Участок газопровода	Часть газопровода, имеющая строго определенные границы. Границы участка должны быть либо определены в описании участка (См. Приложение Б Табл.1Б Графа 2), либо отмечены на схеме газопровода. Границы участка, назначенного на ремонт или замену, должны быть определены в дефектной ведомости; границы участка выбранного для расчета остаточного ресурса определяются работником, выполняющим расчет.
Щелочность жидкой фазы бетона	Характеристика влаги, содержащейся в порах бетона: "кислая" либо "щелочная" в зависимости от величины pH (водородный показатель)
Эксплуатационная организация.	Специализированная организация, осуществляющая эксплуатацию газораспределительной сети и оказывающая услуги, связанные с подачей газа потребителям и их обслуживанием. Эксплуатационная организация может быть организация-собственник этой сети либо организация, заключившая с организацией – собственником сети договор на ее эксплуатацию

Эксплуатирующая организация	Организация собственник, имеющая на балансе внутренний газопровод или организация представляющая интересы собственника в части эксплуатации внутреннего газопровода

2.2 Термины и определения, не вошедшие в данный перечень, следует понимать в соответствии с нормативно-технической документацией, действующей на момент согласования настоящей Методики с Госгортехнадзором России.

3. Общие положения.

3.1 Техническое диагностирование внутренних газопроводов проводят с целью определения:

- Технического состояния внутреннего газопровода;
- Потребности в ремонте и объема ремонта внутреннего газопровода;
- Остаточного ресурса внутреннего газопровода.

3.2 Настоящая Методика исходит из установленного нормативного срока службы стальных внутренних газопроводов в 30 лет от даты приёмки их в эксплуатацию.

3.3 Техническое диагностирование внутренних газопроводов проводят:

- по истечении нормативного срока службы внутренних газопроводов (См.п.3.2);
- по истечении назначенного срока службы внутреннего газопровода, установленного по результатам проведения предыдущего технического диагностирования;
- по предписанию контролирующей организации.

3.4 Техническое диагностирование внутренних газопроводов проводят специализированные организации. Организация, проводящая техническое диагностирование, должна иметь:

- лабораторию неразрушающего контроля, аттестованную в установленном порядке;
- экспертов – аттестованных в соответствии с "Правилами аттестации экспертов Системы экспертизы промышленной безопасности".
- лицензию на проведение экспертизы промышленной безопасности на объектах газоснабжения.

3.5 Работы по техническому диагностированию внутренних газопроводов должны выполнятся в соответствии с требованиями «Правил безопасности систем газораспределения и газопотребления» ПБ 12-529-03, и "Инструкции по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов" в части общих требований.

3.6 Проводить техническое диагностирование внутренних газопроводов в объеме меньшем, чем предусмотрено настоящей инструкцией, не допускается.

4. Квалификация персонала.

4.1 Все специалисты, выполняющие работы по техническому диагностированию внутренних газопроводов, должны быть аттестованы в соответствии с «Положением о порядке подготовки и аттестации работников организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России» РД 03-444-02 и другими нормативными документами.

4.2 Специалисты, выполняющие работы по неразрушающему контролю при проведении технического диагностирования внутренних газопроводов, должны быть аттестованы в соответствии с «Правилами аттестации персонала в области неразрушающего контроля» ПБ 03-440-02

4.3 Анализ информации, полученной при выполнении технического диагностирования, составление заключения, и определение назначенного срока службы должны выполнять эксперты, аттестованные в соответствии с «Правилами аттестации экспертов Системы экспертизы промышленной безопасности».

5. Подготовительные работы.

5.1 Анализ технической документации.

5.1.1 Владелец внутреннего газопровода на основании договора на проведение диагностических работ предоставляет организации, выполняющей техническое диагностирование, техническую документацию (проектную, исполнительную, эксплуатационную) на объект.

5.1.2 В технической документации должна содержаться следующая информация:

- срок службы внутреннего газопровода в соответствии с актом приемки внутреннего газопровода в эксплуатацию;
- геометрические параметры газопровода (протяжённость, диаметр и толщина стенки трубопроводов);
- местоположение газового ввода (вводов) и запорных устройств;
- места пересечения газопровода со строительными конструкциями;
- местоположение газопровода относительно других инженерных коммуникаций и возможных источников увлажнения;
- количество стыковых сварных соединений и количество ответвлений;
- характеристики примененных при строительстве материалов;
- местоположение, количество и параметры применяемого газового оборудования;
- перечень отказов и местоположение проведенных ремонтов.

5.1.3 Для выполнения работ по техническому диагностированию внутреннего газопровода эксплуатирующая организация должна представить организации, которая будет осуществлять техническое диагностирование, аксонометрическую схему внутреннего газопровода, утвержденную руководителем эксплуатирующей организации и подписанную техническим

исполнителем (лицом, курирующим работу организации, осуществляющей техническую диагностику внутренних газопроводов на данном предприятии).

5.2 Программа производства работ.

5.2.1 На основании анализа технической документации согласно п. 5.1 организация, выполняющая работы по техническому диагностированию, составляет программу производства диагностических работ.

5.2.2 Программа производства диагностических работ должна включать:

- характеристику объекта: адрес, наименование владельца, контактные телефоны;
- порядок и сроки производства работ по техническому диагностированию;
- поэтажные планы здания с нанесенным маршрутом следования звеньев, выполняющих работы по техническому диагностированию;
- количество работников, необходимых для проведения технического диагностирования данного объекта;
- состав оборудования и материалов для производства технического диагностирования на данном объекте;
- аксонометрическую схему газопровода с отмеченными участками, на которые необходимо обратить особое внимание при проведении технического диагностирования (См. Приложение 18 Таблица 18.2 п. 2-10);
- требования к обеспечению безопасности при производстве работ по техническому диагностированию;
- порядок и сроки представления результатов технического диагностирования.

5.2.3. Программа производства диагностических работ утверждается руководителями Заказчика (владельца газопровода) и организации, выполняющей эти работы.

6. Производство работ.

Техническое диагностирование проводится в 3 этапа: работы поискового уровня, работы браковочного уровня, контроль производства работ по техническому диагностированию.

6.1 Комплекс работ поискового уровня.

6.1.1 Комплекс работ поискового уровня проводится с целью:

- выявления явных повреждений на газопроводе (см. п. 6.1.3 настоящей Методики) и определения объемов ремонта;
- обнаружения потенциально опасных мест на внутреннем газопроводе и назначения "комплекса работ браковочного уровня" на этих местах;
- определения параметров технического состояния и условий эксплуатации газопровода, необходимых для определения остаточного ресурса участков газопровода.

6.1.2 Комплекс работ поискового уровня проводится в следующем порядке

согласно п. 6.1.2.1-6.1.2.12.

6.1.2.1 Определение наличия загазованности помещений и мест утечек газа. Проводится в соответствии с Приложением 2.

6.1.2.2 Определение фактических геометрических параметров газопровода (протяжённости, диаметров, толщин стенок) и выявление отступлений от документации. Проводится в соответствии с Приложением 3.

6.1.2.3 Определение количества и месторасположения сварных соединений, запорных устройств, газовых приборов и другого газового оборудования. Проводится в соответствии с Приложением 4.

6.1.2.4 Определение наличия повреждений на открытых участках газопровода и определение качества окраски газопровода. Проводится в соответствии с Приложением 5.

6.1.2.5 Определение качества сварных соединений газопровода. Проводится в соответствии с Приложением 6.

6.1.2.6 Определение наличия следов протечек, степени влажности и периодичности увлажнения строительных конструкций в местах их пересечения с газопроводами. Проводится в соответствии с Приложением 7.

6.1.2.7 Определение местоположения газопровода относительно потенциальных источников увлажнения. Проводится в соответствии с Приложением 8.

6.1.2.8 Определение степени коррозионного поражения газопровода или его футляра в местах переходов газопровода через строительные конструкции. Проводится в соответствии с Приложением 9.

6.1.2.9 Определение наличия электрического контакта труба – футляр. Проводится в соответствии с Приложением 10.

6.1.2.10 Выявление дефектов в местах переходов газопровода через строительные конструкции с помощью ультразвуковой дефектоскопии. Проводится в соответствии с Приложением 11.

6.1.2.11 Определение напряженно-деформированного состояния газопровода. Проводится в соответствии с Приложением 12.

6.1.2.12 Регистрация результатов работ поискового уровня в соответствующих формах согласно Приложению 1 табл. 1.1-1.3.

6.1.3 По результатам работ поискового уровня участок газопровода назначается на замену или ремонт (в зависимости от характера и размеров дефектов) в следующих случаях:

- на газопроводе обнаружено коррозионное повреждение с максимальной потерей толщины стенки более 20% от первоначальной;
- толщина стенки на участке газопровода - менее 2 мм;
- степень коррозионного поражения обследуемого участка газопровода или его футляра оценивается как "3", "3-4" или "4" по шкале визуальной оценки степени коррозионного поражения (Приложение. 9 п. 3.4).
- обнаружено сварное соединение (сварные соединения), имеющие недопустимые дефекты (трещины, поры, включения, отслоения , прожоги свищи, усадочные раковины, непровары, подрезы) в соответствии с «Инструкцией по визуальному и измерительному контролю» [11.7] или в

соответствии с «Методикой по ультразвуковому контролю стыковых кольцевых сварных соединений стальных и полиэтиленовых газопроводов».

- обнаружена утечка газа из сварного соединения;
- обнаружены недопустимые дефекты в результате проведения ультразвуковой дефектоскопии методом «нормальных волн» (См. Приложение 11).

6.1.4 При назначении участка газопровода на замену или ремонт, в **Графу 21** Сводного формуляра в соответствующую строку следует проставить слово «Замена» или «Ремонт» (Приложение 1 Табл. 1.1).

6.1.5 Ремонт газопровода производится в соответствии с дефектной ведомостью (см. Приложение 1 табл. 1.3), которая заполняется в случае выявления дефектных участков в процессе проведения технического диагностирования внутренних газопроводов.

6.1.6 Комплекс работ браковочного уровня назначается по результатам работ поискового уровня в следующих случаях:

- обнаружена потеря толщины стенки газопровода в пределах 5-20%;
- степень коррозионного поражения газопровода или его футляра оценена, как «2-3» (см. Приложение 9 п.3.5, 3.4 "Шкала визуальной оценки степени коррозионного поражения");
- влажность строительной конструкции в месте прохождения газопровода превышает 2,5 весовых процента (см. Приложение 7).

При назначении участка газопровода на проведение комплекса работ браковочного уровня в **Графу 21** Сводного формуляра в соответствующую строку следует проставить «Б» (Браковочный уровень).

6.1.7 Участок газопровода допускается к дальнейшей эксплуатации в случае отсутствия дефектов по пунктам 6.1.3, 6.1.6; при этом в Графу 21 Сводного формуляра необходимо проставить «Э» (Эксплуатация).

6.2 Комплекс работ браковочного уровня.

6.2.1 Комплекс работ браковочного уровня проводится с целью:

- определения необходимости и объемов ремонта участков газопровода, назначенных в процессе производства комплекса работ поискового уровня к обследованию на браковочном уровне;
- определения дополнительных параметров условий эксплуатации газопровода, необходимых для расчета остаточного ресурса газопровода (поверхностная влажность строительной конструкции в месте перехода газопровода, количество хлорид-ионов в материале строительной конструкции, поверхностный потенциал газопровода или его футляра в месте контакта со строительной конструкцией).

6.2.2 Комплекс работ браковочного уровня проводится только после проведения комплекса работ поискового уровня, при этом разбивка газопровода на участки (См. Приложение 3 п. 1), выполненная на поисковом уровне, сохраняется.

6.2.3 Работы браковочного уровня по п. 6.2.4.2-6.2.4.4., проводят на

каждом участке газопровода, где «браковочный уровень» назначен по результатам работ «поискового уровня», а также на произвольно выбранных местах перехода газопровода через строительные конструкции. Количество участков в последнем случае – 5% от общего числа мест перехода газопровода через строительные конструкции, но не менее 1-го места на объекте.

В случае если в ходе выполнения выборочных работ обнаружены результаты согласно п. 6.2.7 настоящей Методики, работы по п. 6.2.4.2 - 6.2.4.4. следует провести на 50% мест перехода газопровода через строительные конструкции.

6.2.4 Комплекс работ браковочного уровня проводится в следующем порядке согласно п. 6.2.3.1 - 6.2.3.5.

6.2.4.1 Проведение дополнительных вскрытий участков газопровода, проходящих через строительные конструкции. Проводится в соответствии с Приложением 13.

6.2.4.2 Определение поверхностной и объемной влажности строительной конструкции. Проводится в соответствии с Приложением 14.

6.2.4.3 Определение количества хлорид-ионов в материале, из которого выполнена строительная конструкция. Проводится в соответствии с Приложением 15.

6.2.4.4 Определение значения поверхностного потенциала газопровода или его футляра в месте контакта со строительной конструкцией с использованием медно-сульфатного электрода сравнения. Проводится в соответствии с Приложением 16.

6.2.4.5 Фотодокументирование участков газопровода, назначенных на замену. Проводится в соответствии с Приложением 17.

6.2.4.6 Регистрация результатов работ браковочного уровня в соответствующих формах по Приложению 1 табл. 1.2 - 1.4.

6.2.5 Определение щелочности жидкой фазы бетона не производится, а глубина карбонизации бетона по результатам многолетних измерений принимается равной 4 см.

6.2.6 Информация, полученная при выполнении работ браковочного уровня, заносится в Формуляр браковочного уровня - Приложение 1 табл. 1.4 настоящей Методики.

6.2.7 Участок газопровода назначается на замену или ремонт в следующих случаях:

- в результате проведения вскрытия дополнительных участков газопровода или его футляра в месте прохождения газопровода через строительную конструкцию обнаружены повреждения, указанные в п. 6.1.3;
- обнаружена степень коррозионного поражения «2-3» по шкале визуальной оценки степени коррозионного поражения (Приложение 9 п.3.4) и при этом поверхностный потенциал газопровода или его футляра ниже –350 мВ. (См. Приложение 16);
- обнаружена степень коррозионного поражения «2-3» по шкале визуальной оценки степени коррозионного поражения (Приложение 9 п.3.4) и при этом

- влажность материала строительной конструкции превышает 2,5 объемных процента,

- в радиусе 5 м (2м для бытовых помещений) от газопровода имеется открытый источник влаги, а количество хлорид-ионов оценивается как «3» и выше (См. Приложение 15, 14, 8).

При назначении газопровода на замену или ремонт в Графе 11 формуляра браковочного уровня (Приложение 1 табл.1.4) следует проставить порядковый номер пункта в дефектной ведомости, соответствующий данному участку, в **Графе 12** необходимо проставить «З» (Замена) или «Р» (Ремонт).

6.2.8 Участок газопровода допускается к дальнейшей эксплуатации в случае отсутствия выявленных дефектов, параметров условий эксплуатации и их сочетаний по п. 6.2.7; при этом в Графу 12 формуляра браковочного уровня необходимо проставит «Э» (Эксплуатация).

6.3 Контроль качества работ.

6.3.1 Контроль качества работ проводится с целью определения соответствия проведенного технического диагностирования внутреннего газопровода требованиям настоящей Методики.

6.3.2 Контроль качества работ проводится методом «контрольной проверки». Метод заключается в повторном проведении технического диагностирования на участке, имеющем переход через строительную конструкцию с заполнением «контрольных формуляров».

Контроль качества работ браковочного уровня может не проводиться.

6.3.3 Контроль качества работ осуществляет проверяющий совместно с бригадиром инженеров-операторов и любым инженером-оператором. Проверяющий назначается отдельным приказом по организации из числа технических руководителей предприятия (главный инженер, заместитель главного инженера, начальник лаборатории, и т.п.).

6.3.4 На газопроводах суммарной протяженностью более 100 м контроль качества работ проводится в обязательном порядке на 10% мест переходов через строительные конструкции, но не менее чем на 1 месте перехода. На газопроводах суммарной протяженностью менее 100 м контроль качества работ проводится по усмотрению руководителя предприятия.

6.3.5 По результатам «контрольной проверки» заполняется «журнал контрольных проверок» (Табл. 1.6 Приложения 1), который подписывается проверяющим и бригадиром инженеров-операторов, выполняющих работу на объекте.

6.3.6 В случае, если результаты проведения контрольной проверки совпадут с результатами работ поискового (браковочного) уровней, в Графу 6 журнала контрольных проверок необходимо проставить "Замечаний нет".

6.3.7 В случае, если результаты проведения контрольной проверки не совпадают с результатами работ поискового (браковочного) уровня (измеренные в одних и тех же точках параметры отличаются друг от друга более чем на 10% для численных значений и на 1 единицу(балл) для оценки по баллам) назначается служебное расследование. При этом в **Графу 6** журнала контрольных проверок необходимо проставить "Имеются замечания". По результатам служебного расследования лица, виновные в несоблюдении технологии производства работ,

должны быть направлены на обучение и аттестацию по настоящей Методике. В случае повторного нарушения технологии производства работ виновные лица должны быть отстранены от проведения технического диагностирования внутренних газопроводов. Решение о необходимости и объеме проведения повторного технического диагностирования на объекте, где были выявлены нарушения, принимается руководителем организации проводившей техническое диагностирование.

7. Анализ полученных результатов.

7.1 Для проведения анализа полученных результатов составляется сводный отчет о проведении технического диагностирования внутренних газопроводов в соответствии с табл. 1.5 Приложения 1.

7.2 Для проведения анализа результатов, полученных при проведении технического диагностирования внутреннего газопровода, необходимо наличие:

- всех материалов по п. 5.1;
- аксонометрической схемы газопровода с нанесенными на нее геометрическими параметрами газопровода и местами обнаружения дефектов;
- комплекта сводных формуляров комплекса работ поискового уровня;
- комплекта формуляров браковочного уровня;
- дефектограмм по результатам ультразвукового контроля;
- дефектной ведомости;
- ведомости утечек.

7.3 В результате анализа полученных результатов необходимо установить:

- возможные причины возникновения повреждений и динамику их развития;
- объем необходимого ремонта, протяженность заменяемых участков газопровода;
- возможные сроки эксплуатации до проведения замены выявленных дефектных участков газопровода;
- необходимость и сроки устранения причин увлажнения поверхности газопровода, в том числе в местах переходов через строительные конструкции;
- местоположение участков газопровода, имеющих неблагоприятные условия эксплуатации;
- необходимость провсдения дополнительных диагностических работ в случае, когда собранной информации недостаточно для определения причин возникновения повреждений и динамики их развития; в качестве таких работ могут применяться: определение влияния блуждающих токов на внутренний газопровод, радиографический контроль сварных соединений, вырезка образцов труб с проведением металлографических исследований.

7.4 Выявленные дефектные участки с указанием рекомендуемых сроков их эксплуатации до проведения замены, а также местоположение участков газопровода, имеющих неблагоприятные условия эксплуатации, следует указать на аксонометрической схеме.

7.5 На основании проведенного анализа полученных результатов выполняется прогноз (расчет) остаточного ресурса внутреннего газопровода и составляется техническое заключение (см. Приложение 18).

8. Прогноз (расчет) остаточного ресурса и определение назначенного срока службы.

8.1 Прогноз (расчет) остаточного ресурса участков газопровода выполняется в соответствии с Приложением 18 настоящей Методики.

8.2 Для прогноза остаточного ресурса выбираются участки, для которых количество неблагоприятных факторов, отраженных в таблице 18.2 Приложения 18, максимально. Выбор участков осуществляется экспертом, выполняющим определение назначенного срока службы. Выбранные участки могут не совпадать с участками, на которые бал разбит газопровод при проведении комплекса работ "поискового уровня" (См. Приложение 3 п.1).

8.3 Количество участков для расчета остаточного ресурса определяется из Табл. 1. в зависимости от протяженности газопровода. Если все участки газопровода имеют одинаковый набор факторов по таблице 18.2 Приложения 18, расчет остаточного ресурса допускается проводить по одному из выбранных участков.

Табл. 1

Общая протяженность газопровода на объекте в метрах	Количество участков для расчета остаточного ресурса
До 10	1
10-50	2
50-100	3
100-300	4
Более 300	7

8.4 Назначенный срок службы всего внутреннего газопровода устанавливается равным минимальному из рассчитанных остаточных ресурсов отдельных участков этого газопровода.

8.5 Назначенный срок службы внутреннего газопровода принимается вновь установленным нормативным сроком службы этого газопровода до проведения следующего технического диагностирования.

9. Оформление технического заключения.

9.1 По результатам проведения технического диагностирования внутренних газопроводов составляется техническое заключение.

9.2 Техническое заключение должно содержать:

- акт о техническом состоянии и условиях эксплуатации внутреннего газопровода;
- Выводы и Рекомендации по результатам проведения технического диагностирования внутренних газопроводов.

9.3 К заключению прикладываются:

- дефектная ведомость со схемой дефектного участка;
- ведомость утечек;
- расчеты остаточного ресурса участков газопроводов (См. п.8.2).

9.4 Акт о техническом состоянии и условиях эксплуатации внутреннего газопровода составляется в соответствии с Формой 1.7 Приложения 1.

Акт о техническом состоянии и условиях эксплуатации внутреннего газопровода подписывается всеми работниками, проводившими техническое диагностирование на объекте.

9.5 Выводы и Рекомендации по результатам проведения технического диагностирования внутренних газопроводов должны содержать следующие разделы:

9.5.1 Выводы по оценке условий эксплуатации внутреннего газопровода.

В данном разделе отмечаются участки газопровода, где были выявлены неблагоприятные условия эксплуатации в соответствии с Актом (Форма 1.7 Приложения 1. настоящей Методики). Для каждого участка необходимо кратко описать выявленные неблагоприятные условия эксплуатации.

9.5.2 Выводы по оценке технического состояния внутреннего газопровода.

В данном разделе отмечаются дефектные участки газопровода в соответствии с Актом (Форма 1.7 Приложения 1. п. 6 настоящей Методики).

9.5.3 Общий вывод заключения.

Данный раздел содержит:

- указание на необходимость реконструкции газопровода либо возможность дальнейшей эксплуатации;
- рекомендуемые сроки замены, объемы ремонта поврежденных участков (при их наличии) и условия при которых газопровод может эксплуатироваться до проведения ремонта;
- назначенный срок службы внутреннего газопровода (См. п. 8.3, 8.4 настоящей Методики);
- рекомендации по улучшению условий эксплуатации внутреннего газопровода;
- рекомендации по проведению дополнительных диагностических работ на данном газопроводе (См. п. 7.3 настоящей Методики.)

9.6 Назначенный срок службы действителен при условии соблюдения действующих нормативных документов, устранения выявленных повреждений и

соблюдения рекомендации по улучшению условий эксплуатации внутреннего газопровода.

9.7 Выводы и рекомендации подписываются экспертом, выполнившим техническое заключение, и утверждаются руководителем предприятия.

9.8. При проведении технического диагностирования по предписанию Госгортехнадзора РФ копию технического заключения необходимо представить в соответствующий территориальный орган Госгортехнадзора РФ (управления округов, управления, инспекции) в течении календарного месяца после проведения технического диагностирования, а в случае необходимости проведения ремонтных работ - в течении двух недель.

9.9 Техническое заключение и все рабочие материалы хранятся в архиве организации, проводившей техническое диагностирование внутреннего газопровода, до проведения следующего технического диагностирования.

После проведения повторного технического диагностирования к заключению прикладывается копия предыдущего заключения по техническому диагностированию данного газопровода.

10. Требования безопасности.

10.1 При проведении работ по техническому диагностированию внутренних газопроводов необходимо руководствоваться:

- «Правилами техники безопасности при работе с горючими газами»
- «Правилами техники безопасности при работе на высоте»
- «Правилами техники безопасности при работе с колющими и режущими предметами»

10.2 При вскрытии участков газопровода в местах переходов через строительные конструкции работы следует производить в защитных очках.

10.3 Ультразвуковые дефектоскопы являются переносными электроприборами, поэтому при их эксплуатации должны выполняться требования безопасности и производственной санитарии в соответствии с «Правилами технической безопасности при эксплуатации электроустановок потребителей».

10.4 Перед допуском к проведению технического диагностирования все лица, участвующие в его выполнении, должны пройти соответствующий инструктаж по технике безопасности с регистрацией в специальном журнале. Инструктаж следует проводить периодически в сроки, установленные приказом по организации.

10.5 Техническое диагностирование должно выполняться, как правило, звеном не менее чем из двух человек.

10.6 Во всех случаях к производству работ на территории предприятия (организации) допускаются только лица, прошедшие инструктаж по технике безопасности на этом предприятии, в том числе, и в случае выполнения работ на высоте.

10.7 Лица, участвующие в выполнении технического диагностирования, должны знать и выполнять общие правила техники безопасности, установленные для работников цехов и участков, в которых проводят работы.

10.8 Мероприятия по пожарной безопасности осуществляются в соответствии с требованиями правил пожарной безопасности для промышленных предприятий.

10.9 Инженеры-операторы должны быть обеспечены спецодеждой и защитными средствами в соответствии с условиями выполнения работ и с учетом требований безопасности и охраны труда.

10.10 При отсутствии на рабочем месте розеток подключение дефектоскопа к электрической сети и отключение от нее должны производить дежурные электрики или лица, выполняющие их функции.

10.11 Перед включением приборов или электроинструментов в электрическую сеть их необходимо заземлить в соответствии с инструкцией по эксплуатации соответствующего прибора или электроинструмента.

11. Нормативные ссылки.

11.1 ГОСТ 27002-89 Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения.

11.2 Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления ПБ-12-529-03.

11.3 Положение по проведению экспертизы промышленной безопасности на объектах газоснабжения" РД 12-608-03.

11.4 Положение о порядке подготовки и аттестации работников организаций, осуществляющих деятельность в области промышленной безопасности опасных производственных объектов, подконтрольных Госгортехнадзору России РД 03-444-02.

11.5 Правилами аттестации персонала в области неразрушающего контроля ПБ 03-440-02.

11.6 Правилами аттестации экспертов Системы экспертизы промышленной безопасности.

11.7 Инструкция по визуальному и измерительному контролю РД 03-606-03.

Приложение 1

Формы документов, оформляемых по результатам технического диагностирования внутренних газопроводов

Табл. 1.1

Сводный формуляр комплекса работ поискового уровня
(Наименование и адрес объекта.)

| № | | |

Ведомость обнаруженных утечек газа

_____(Наименование и адрес обьекта)

№ п/п	Участок	Местоположение утечки (привязка)	Роспись представителя Владельца газопровода	№ заявки аварийной службы

Подпись_____

Дата_____

Дефектная ведомость

Табл. 1.3

_____(Наименование и адрес объекта)

№ п/п	Участок	Повреждение				Местоположение дефекта (привязка)	Предположительная причина возникновения дефекта. Описание дефекта
		Наименование	Протяженность, мм	Ширина, мм	Глубина, мм		
1	2	3	4	5	6	4	5

Подпись_____

Дата_____

Формуляр комплекса работ браковочного уровня

_____(Наименование и адрес объекта)

Табл. 1.4

№ п/п	Участок	Газопровод	Дополнительное вскрытие		Влажность		Кол-во Cl-ионов	U Пов., мВ		Дефект	Вывод
			Футляр	Труба	Поверхностная	Объемная		Футляр	Труба		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
		Магистр.									
		Отвод									
		Магистр									
		Отвод									

Подпись_____

Дата_____

Сводный отчет

Табл. 1.5

Владелец						
Адрес						
Наименование объекта						
Протяженность газопровода	Общая					
	Подвальный газопровод.					
Количество участков						
Диаметры газопровода						
Количество сварных соединений	Диаметр, мм	Кол-во	Диаметр, мм	Кол-во	Диаметр, мм	Кол-во
Количество мест переходов через строительные конструкции	Ввод					
	стены					
	Перекрытия					
	Другое					
Количество отводов						
Результаты толщинометрии, мм.	Диаметр	min	max	Диаметр	min	max
Необследованные участки (примерная протяженность)						

Подпись_____

Дата_____

Журнал контрольных проверок

Табл. 1.6

№ п/п	Наименование объекта	Адрес	Участок	Дата проверки	Результат проверки	Проверяющий (Ф.И.О., подпись)	Бригадир инженеров-операторов Ф.И.О., (подпись)
1	2	3	4	5	6	7	8

Акт о техническом состоянии и условиях эксплуатации внутреннего газопровода. К заключению №_____

1 Наименование и адрес объекта:_____

_____

2 **Организация, проводившая техническое диагностирование внутреннего газопровода** _____

3 Заказчик_____

4 Дата проведения технического диагностирования _____

5 Характеристики объекта

5.1 Год ввода газопровода в эксплуатацию_____

5.2 Диаметры газопровода мм_____

5.3 Общая протяженность обследованного газопровода (м)____

_____

5.4. Протяженность подвального газопровода_____

5.5 Количество участков, на которые был разделен газопровод перед началом выполнения работ_____

5.6 Количество мест пересечений со строительными конструкциями_____

5.7 Количество сварных соединений на газопроводе по диаметрам_____

5.8 Количество запорных устройств по диаметрам_____

5.9 Количество газовых вводов_____

6 Оценка условий эксплуатации газопровода.

6.1 Количество мест перехода газопровода через строительные

конструкции, где:

- футляр отсутствует _____;
- имеется контакт газопровода со строительной конструкцией _____;
- футляр полностью защищает газопровод от контакта со строительной конструкцией _____.

6.2 Количество мест переходов газопровода через строительные конструкции, интенсивность намокания которых по результатам проведенного опроса превышает "3"_____.

6.3 Количество проведенных замеров влажности строительных конструкций _____.

6.4 Количество выявленных участков с повышенным содержанием влаги _____.

6.5 Количество участков, где газопровод расположен в радиусе 5 м (2 м для бытовых помещений) и 1м. от открытых источников влаги с указанием наименования источника.

5 м (2 м)_____;

1 м_____.

6.6 Количество проведенных замеров поверхностного потенциала газопровода или его футляра / количество мест, где поверхностный потенциал газопровода ниже -350 мВ _____.

6.7 Количество проведенных замеров содержания хлорид-ионов / количество участков, где содержание хлорид-ионов превышает "3"_____.

6.8 Количество мест перехода газопровода через строительные конструкции, где имеются следы протечек _____.

6.9 Количество участков, где обнаружен электрический контакт газопровода и футляра _____.

7 Оценка текущего технического состояния.

7.1 Количество обнаруженных мест утечек газа с указанием мер, принятых мер по их устранению_____ _____.

7.2 Количество сварных соединений, проверенных при помощи ультразвуковой дефектоскопии _____;
из них забраковано _____.

7.3 Количество выявленных повреждений на открытых участках газопровода _____.

7.4 Количество проведенных замеров толщины стенки газопровода при помощи ультразвуковой толщинометрии с распределением по диаметрам и указанием максимальных и минимальных значений для каждого диаметра:

D-___ Smin=____ Smax=_____;

D-___ Smin=____ Smax=_____.

7.5 Количество участков газопровода, где измеренная толщина стенки не превышает 2мм _____.

7.6 Количество вскрытий участков газопровода в местах переходов через строительные конструкции _____;

количество выявленных повреждений на этих участках _____.

7.7 Количество переходов через строительные конструкции, обследованных при помощи ультразвуковой дефектоскопии методом «нормальных волн»_____;

из них забраковано _____.

Техническое диагностирование произведено бригадой инженеров операторов в составе:

Руководитель бригады _____ подпись _____ дата _____.

Члены бригады: _____ подпись _____ дата _____.

_____ подпись _____ дата _____.

Инструкция по проведению видов работ поискового уровня (приложения 2-12)

Работы следует проводить по порядку следования приложений

Приложение 2

Определение наличия загазованности и поиск мест утечек газа

1 Определение наличия загазованности необходимо выполнить сразу после попадания в помещение, где проложен газопровод. В случае, если, для обнаружения загазованности используются течеискатели с регулируемым уровнем чувствительности, необходимо установить максимальный уровень чувствительности течеискателя на свежем воздухе.

2 В случае, если на объекте будет обнаружена концентрация газа выше 20% нижнего концентрационного предела распространения пламени, необходимо немедленно:

- покинуть помещение;
- сообщить владельцу здания или его представителю об обнаружении загазованности и необходимости принятия мер по эвакуации людей и предотвращению взрыва газа;
- сообщить в местную аварийную газовую службу о наличии загазованности.

3 При определении мест утечек газа проверку необходимо проводить в сведущей последовательности:

- резьбовые соединения;
- сварные соединения;
- запорные устройства;
- горелки газовых приборов;
- места ввода и вывода газопровода;
- тело трубы газопровода.

При проверке сварных соединений необходимо провести датчиком течеискателя по периметру сварного шва.

4 В случае обнаружения утечек необходимо:

- заполнить соответствующие графы Ведомости утечек (см. Приложение 1 Табл. 1.2);
- в **графе 4** «утечки» «Сводного формуляра»(см. Приложение 1 Табл. 1.2) проставить соответствующие порядковые номера из ведомости утечек;
- сделать заявку об устранении утечек в эксплуатационную организацию газораспределительной сети (ГРО).

Приложение 3

Определение фактических геометрических параметров газопровода и выявление отступлений от проекта

1 Перед определением геометрических параметров газопровода необходимо разбить весь внутренний газопровод на участки, перейти к месту начала обследования и зарисовать схему первого участка газопровода в аксонометрической проекции. Схемы последующих участков выполняются по мере продвижения вдоль газопровода. Выбранный участок должен иметь протяженность не более 50 м, включая ответвления.

2 При помощи ВИК и ультразвуковой толщинометрии определяют следующие геометрические параметры:

- диаметр газопровода и его участков;
- протяженность участков газопровода каждого диаметра;
- толщина стенки газопровода при каждом диаметре и на каждой детали; при этом выбираются места, где ожидается обнаружение минимального значения толщины стенки, например растянутые участки гибов.

ВИК проводится в соответствии с «Инструкцией по визуальному измерительному контролю», утвержденной Госгортехнадзором России.

Ультразвуковая толщинометрия проводится по стандартным методикам.

3. Результаты измерений заносятся в **графы 5, 6, 7** ("Диаметр", "Протяженность", "Толщина стенки") Сводного формуляра и наносятся на схему участка газопровода.

Приложение 4

Определение количества и месторасположения сварных соединений, запорных устройств, газовых приборов и другого газового оборудования

1 Все обнаруженные сварные соединения, запорные устройства, газовые приборы и другое газовое оборудование наносится на схему участка газопровода(см. п.1 Приложения 3). Количество стыковых сварных соединений с разбивкой по диаметрам необходимо проставить в **графе 9** (Стыки, Количество) Сводного Формуляра (см. Приложение 1).

Приложение 5

Определение наличия повреждений на открытых участках газопровода и определение качества окраски газопровода

1 Открытые участки газопровода подвергаются тщательному визуальному осмотру. При осмотре труднодоступных мест на газопроводе необходимо

использовать поворотное зеркало, при необходимости - эндоскоп. При этом необходимо обеспечить достаточную освещенность контролируемого участка (применяются фонари, эндоскопы с подсветкой, др.).

2 При проведении осмотра открытых участков газопровода могут быть выявлены:

- коррозионные повреждения, в том числе - под слоем краски;
- вмятины;
- отсутствие адгезии окрасочного покрытия к металлу газопровода;
- отсутствие окрасочного покрытия на газопроводе.

3 Информацию о выявленном повреждении заносят в "Дефектную ведомость" (См. Приложение 1, табл.1.3 настоящей Методики). В графу 4,5,6 дефектной ведомости заносят с точностью до 1 мм следующие параметры дефекта - длину, ширину, максимальную глубину (для коррозионных повреждений и вмятин).

4 Выявленные вмятины необходимо подвергнуть ультразвуковой дефектоскопии при помощи метода «нормальных волн» (см. Приложение 11 к настоящей Методики) на предмет выявления трещин.

5 Глубину коррозионного повреждения определяют при помощи ультразвуковой толщинометрии или используя измерительные инструменты в соответствии с «Инструкцией по визуальному измерительному контролю» (РД 03-606-03).

Зачистку газопровода от слоя продуктов коррозии для обеспечения замеров толщины стенки газопровода следует производить постепенно, начиная с пограничного участка "коррозионное повреждение - неповрежденный газопровод" в направлении предполагаемой наибольшей глубины повреждения. По мере продвижения зачистки поверхности газопровода необходимо производить замеры глубины коррозионного повреждения. Если глубина коррозионного повреждения превысит **30%** от толщины стенки неповрежденного газопровода, замеры данного участка следует прекратить, а поврежденный участок назначить на замену, сделав запись "Замена" **в графе 21** (Браковочный уровень.....) Сводного формуляра (См. Приложение 1 табл. 1.1).

6 **В графу 8** Сводного формуляра (См. Приложение 1 табл. 1.1) необходимо проставить порядковый номер записи в Дефектной ведомости соответствующий выявленному коррозионному повреждению.

Приложение 6

Определение качества сварных соединений газопровода

1 Качество сварных соединений определяется методами ВИК и при помощи ультразвуковой дефектоскопии.

ВИК подвергаются 100% сварных соединений. ВИК проводится в соответствии с «Инструкцией по визуальному и измерительному контролю», утвержденной Госгортехнадзором России.

2 Ультразвуковой контроль проводится на 50% стыковых сварных соединений (проверяется каждый второй стык), а при обнаружении дефектного сварного соединения - на 100% стыковых сварных соединений. На каждое сварное

соединение, которое подверглось ультразвуковому контролю, должен быть оформлен формуляр, содержащий следующую информацию:

- привязку сварного соединения;
- параметры УЗК, в т.ч. уровень настройки чувствительности;
- дефектограмму сварного стыка, выведенную из памяти дефектоскопа;
- Ф.И.О., уровень по УЗК и подпись дефектоскописта, проводившего контроль.

Для забракованных сварных соединений этот формуляр прикладывается к дефектной ведомости.

3 Ультразвуковой контроль стыковых сварных соединений проводится при помощи пъезопреобразователей «хордового типа» в соответствии с «Методикой по ультразвуковому контролю стыковых кольцевых сварных соединений стальных и полиэтиленовых газопроводов (для преобразователей хордового типа)», согласованной Госгортехнадзором России. Рекомендуется применение специализированного ультразвукового дефектоскопа-регистратора УД-21Р.

4 Для забракованных сварных соединений в Сводном формуляре, **в графе 10** (Стыки состояние) необходимо проставить порядковый номер соответствующего пункта в дефектной ведомости. Если дефекты не обнаружены, **в графе 10** проставляется ДНО (дефекты не обнаружены).

Приложение 7.

Определение наличия следов протечек, степени влажности и периодичности увлажнения строительных конструкций в местах их пересечения с газопроводами.

1 Периодичность увлажнения мест перехода через строительные конструкции определяется по результатам опроса владельца газопровода, его представителя или лица, отвечающего за эксплуатацию здания и внутренних инженерных коммуникаций.

Результаты опроса проставляются в **графу 14** (Протечки) Сводного формуляра.

- в случае если место перехода не подвергалось увлажнению в процессе эксплуатации, следует проставить "1";
- в случае, если место перехода подвергалось увлажнению редко(1 раз в год и реже), следует проставить "2";
- если место перехода подвергалось увлажнению часто (чаще чем 1 раз в год), следует проставить "3";

- если место перехода подвергается увлажнению постоянно, следует проставить "4".

2 При обнаружении следов протечек (видимые характерные потемнения на поверхности строительной конструкции) в Сводном формуляре в **графе 14** (Протечки) к соответствующему числу (по п. 1.) необходимо добавить букву "П".

3 При проведении комплекса работ поискового уровня рекомендуется определять объемную влажность строительной конструкции в месте перехода газопровода при помощи индикаторов влажности.

4 Пример выполнения замера объемной влажности строительной конструкции

4.1 Установить электрод так что бы его продольная ось была перпендикулярна поверхности измеряемой строительной конструкции.
Датчик должен касаться измерительным концом (сферы), контролируемой поверхности.
Держать датчик необходимо, так что бы пальцы захватывали не более 1-го.см. пластикового корпуса датчика или держать датчик за соединительный кабель.
4.2 Необходимо снять не менее 5-ти измерений в месте наиболее вероятного переувлажнения на расстоянии не более 4-5см. друг от друга. При этом следует учитывать, что металлическая арматура, находящаяся в бетоне может оказывать влияние на показания прибора.
Снизить влияние арматуры можно, проводя измерения в точках наиболее удаленных от соседних прутков арматуры. Приблизительное расстояние между соседними прутками можно определить по увеличению показаний прибора, при непрерывном прямолинейном сканировании бетонной конструкции перпендикулярно ее длинной стороне. Длина участка сканирования должна бать не менее 50 см. Место сканирования должно быть сухим, либо равномерно увлажненным.
4.2 Наибольшее значение влажности следует занести в **Графу 15** сводного формуляра (Приложение 1 Табл.1).

Приложение 8

Определение местоположения газопровода относительно потенциальных источников увлажнения

1 В первую очередь необходимо установить наличие источников влаги в радиусе 5 м (2 м для бытовых помещений) от газопровода, из которых может произойти увлажнение либо непосредственно поверхности газопровода или его футляра, либо увлажнение строительной конструкции, через которую проходит газопровод.

2 Источниками влаги могут быть:

Открытые источники влаги.

- атмосферная влага, проникающая внутрь помещения через кровлю,

окна, не загерметизированные стыки строительных конструкций, технологические отверстия в строительных конструкциях и т. д. (АВ). Здесь и далее в скобках даны сокращенные названия источников влаги;

- конденсат, образующейся на поверхности газопровода в местах перехода «тепло – холод», особенно во влажных помещениях (КД);
- бытовые источники влаги, такие как душевые, ванны раковины, мусоропровод и т. д. (ДШ, ВН, РК, МС);
- технологические трубопроводы и резервуары, из которых возможна утечка влаги и увлажнение поверхности газопровода, или места перехода газопровода через строительную конструкцию (ТТР).

Закрытые источники влаги.

- трубопроводы пара или горячей воды (ТП, ТГ);
- трубопроводы холодной воды (ТХ);
- канализация (КН);
- технологические трубопроводы и резервуары, из которых возможна утечка влаги и увлажнение поверхности газопровода или места перехода газопровода через строительную конструкцию (ТТР).

3 Если источники влаги будут обнаружены в радиусе 5 м (2 м для бытовых помещений) от места перехода газопровода через строительную конструкцию или на расстоянии 1м от открытого участка газопровода, необходимо:

В **Графу 16** сводного формуляра занести сокращенное название этих источников влаги в соответствии с п. 2 Настоящего приложения.

В **Графу 17** занести расстояние в метрах (с точностью до 0,1 м) от источника влаги до газопровода.

4 Для уточнения информации допускается заносить в формуляр полное название источника влаги.

Приложение 9

Определение степени коррозионного поражения газопровода или его футляра в местах переходов газопровода через строительные конструкции.

1 На основании многолетнего опыта технического диагностирования внутренних газопроводов было установлено - Процесс коррозии протекает наиболее интенсивно:

- в зонах контакта газопровода или его футляра со строительной конструкцией;
- в местах, расположенных у поверхности строительной конструкции, через которую газопровод проходит.

2 Для определения технического состояния участков газопровода, проходящих через строительные конструкции, на основании п.1 настоящего приложения достаточно определить:

- наличие и местоположение футляра;

- техническое состояния участков на газопроводе или его футляре, расположенных у поверхности строительной конструкции в зоне контакта газопровода или его футляра со строительной конструкцией (см. п. 1 настоящего приложения).

3 Определение наличия и степени повреждений газопровода или его футляра в местах переходов через строительные конструкции выполняется методом вскрытия участка газопровода или его футляра. Вскрытие необходимо выполнить на каждом узле перехода газопровода через строительную конструкцию, а при наличии доступа - в месте входа и выхода газопровода.

Работы необходимо проводить в следующей последовательности:

3.1 Выполнить вскрытие участка газопровода или его футляра в месте контакта металла трубы со строительной конструкцией.

В случае, если футляр отсутствует или не защищает газовую трубу от контакта со строительной конструкцией, вскрытие производится в соответствии с Рис. 1а.

В случае, если футляр полностью предохраняет газовую трубу от контакта со строительной конструкцией, вскрытие производится в соответствии с Рис 1б.

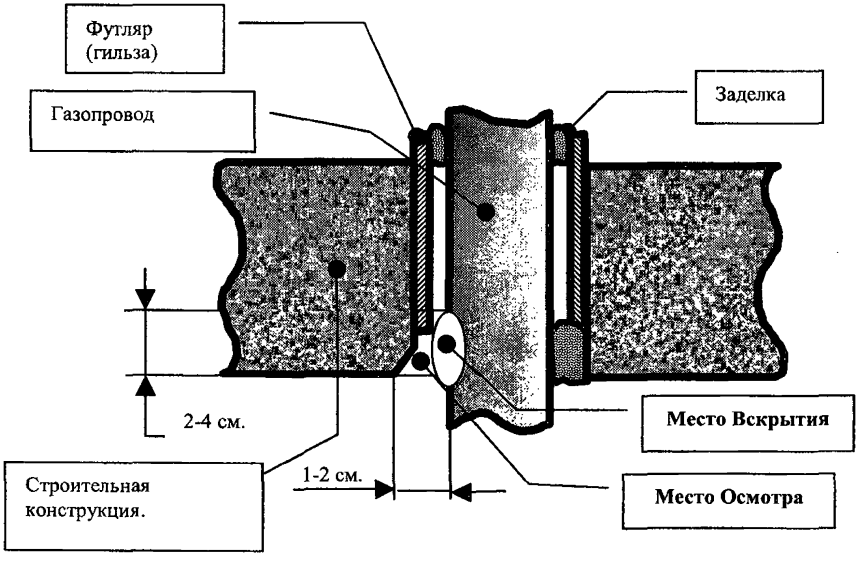

Рис. 1а.

Вскрытие участка газопровода в месте перехода через строительную конструкцию в случае, когда футляр не предохраняет газовую трубу от контакта со строительной конструкцией

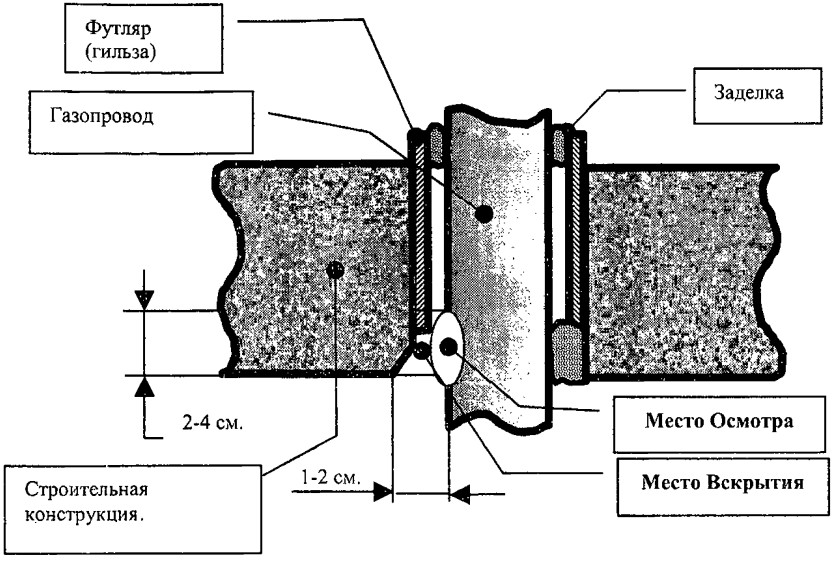

Рис. 1б.

Вскрытия участка газопровода в месте перехода через строительную конструкцию в случае, когда футляр полностью предохраняет поверхность газовой трубы от контакта со строительной конструкцией

Ширина вскрытого участка должна составлять 1,5-3 см.

В **Графу 11** сводного формуляра заносят:

"1"- если футляр предохраняет газопровод от контакта со строительной конструкцией;

"2"- если газопровод частично контактирует со строительной конструкцией;

"3"- если футляр отсутствует, и газопровод полностью контактирует со строительной конструкцией.

3.2 В случае, если на газопроводе в начальный момент вскрытия будет обнаружен значительный слой продуктов коррозии, необходимо, постепенно расчищая продукты коррозии, произвести замер глубины коррозионного повреждения (см. п. 5 Приложения 5 настоящей Методики).

3.3 Визуальная оценка степени коррозионного поражения газопровода или его футляра производится следующим образом.

Ножом или напильником зачистить участок вскрытой поверхности газопровода размером (≈ 7×7) мм до металлического блеска (но не весь вскрытый участок).

Произвести визуальную оценку степени коррозионного поражения металла трубы путем сопоставления зачищенного и не зачищенного участков.

3.4 Занести значения в **Графы 12-13** Сводного Формуляра в соответствии

со **Шкалой визуальной оценки степени коррозионного поражения:**

- "1"- если имеется поверхностный слой коррозии (в виде легкого налета ржавчины), а толщина стенки трубы колеблется в пределах допуска, предусмотренного технической документацией;
- "2"- коррозия имеет ту же структуру, что и "1", но поверхность более неровная, отслаиваются небольшие неровные чешуйки; после зачистки видны небольшие раковинки ∅ 1 - 2 мм и глубиной 0,2 - 0,3 мм; коррозия рыхлая и легко удаляется ножом (цвет коррозии рыжий, коричневый);
- "3"- труба покрыта плотным слоем продуктов коррозии; при зачистке отслаиваются плотные чешуйки (пластинки); раковинки имеют ∅ 2-4 мм и глубину 0,3 - 0,6 мм (цвет коррозии коричневый, темно коричневый); коррозия проникает в бетон и окрашивает его поверхность на сколе (в месте контакта с продуктами коррозии) в коричневый или рыжий цвет;
- "4"- плотный слой продуктов коррозии; при зачистке отслаиваются укрупненные пластины или кусочки с прямоугольными торцами; после зачистки визуально обнаруживается сплошное утонение стенки трубы (шейка) (цвет коррозии темно-коричневый, коричневый, почти черный в месте контакта продуктов коррозии с трубой).

3.5 Допускается проставлять в Сводном формуляре промежуточные значения (1-2, 2-3 и. т. д.).

Приложение 10

Определение наличия электрического контакта "труба – футляр"

1 Наличие электрического контакта "труба-футляр" определяется при помощи мультиметров, имеющих функцию определения сопротивления с точностью +/- 1 Ом и пределы измерений 0-10 МОм.

2 Для проведения измерений необходимо зачистить участок трубы и футляра до металлического блеска и подсоединить одну клемму прибора к трубе, а вторую - к футляру. Полученный результат (0, ∞, либо другое значение электрического сопротивления) заносят в **графу 18** Сводного формуляра.

5 При значении электрического сопротивления "труба-футляр", отличного от 0 или ∞, на данном участке газопровода следует провести ультразвуковую дефектоскопию с использованием метода «нормальных волн» в соответствии с Приложением 11 настоящей Методики.

3 В случае, если футляр недоступен или отсутствует, измерения допускается не производить, а в **графу 18** Сводного формуляра проставить ФНД (Футляр не доступен) или ФО (футляр отсутствует).

Приложение 11

Выявление дефектов газопровода при помощи ультразвуковой дефектоскопии с использованием метода «нормальных волн»

1 Ультразвуковая дефектоскопия с использованием метода нормальных волн применяется для выявления дефектов, расположенных в местах переходов газопровода через строительные конструкции, а также в местах, где газопровод подвергается дополнительным механическим нагрузкам или имеет механические повреждения (вмятины).

2 Ультразвуковая дефектоскопия с использованием метода "нормальных волн" проводится с целью выявления следующих видов дефектов:

- непроваров, несплавлений и пор в продольных сварных швах;
- трещин в теле трубы газопровода;
- коррозионных язв.

3 Работы проводятся при помощи специализированных пьезопреобразователей и соответствующей методики контроля. Для проведения работ рекомендуется использовать специализированный дефектоскоп УД-21Р, либо любой дефектоскоп общего назначения.

4 Ультразвуковому обследованию подлежат:

- 10% от всех мест переходов газопровода через строительные конструкции;
- каждое место перехода газопровода через строительную конструкцию, если в результате визуального осмотра обнаружены дефекты продольных сварных швов на участках вблизи строительной конструкции, или в результате вскрытия по п. 6.2.8 степень коррозионного поражения трубы или футляра оценивается выше, чем "2-3";
- каждое место на газопроводе, где обнаружено механическое повреждение (вмятина), а также места, которые подвергаются дополнительным механическим нагрузкам.

5 Проведение работ по ультразвуковому контролю подразделяется на следующие этапы.

- подготовительные работы;
- подготовка и настройка дефектоскопа;
- проведение контроля;
- оценка качества контролируемых участков газопроводов.

6. Подготовительные работы.

6.1 Поверхность участка трубы, по которому будет производиться перемещение ПЭП, необходимо тщательно отчистить от краски, ржавчины и других загрязнений при помощи специальных ножей, после чего зачистить наждачной бумагой №3 и №4 до значения шероховатости не хуже RZ40.

Длина подготовленного участка трубы должна составлять не менее 150 мм от ближайшей границы контролируемой поверхности (См. Рис.2).

6.2 Подготовленную поверхность участка трубы перед проведением контроля следует тщательно протереть ветошью и нанести равномерный тонкий слой контактной смазки. В качестве контактной смазки рекомендуется применять глицерин или вязкие сорта автомобильных масел. При нанесении контактной смазки следует избегать появления ее крупных капель в зоне перемещения ультразвукового преобразователя, т. к. это может быть причиной появления ложных отраженных сигналов при проведении контроля.

7 Подготовка и настройка дефектоскопа.

7.1 Подготовку и настройку дефектоскопа следует выполнить в соответствии с указаниями технического описания на данный дефектоскоп. Настройка дефектоскопа проводится по технологическим картам, разработанным для данной модели дефектоскопа.

7.2 При проведении настройки используют специализированные стандартные образцы предприятия (СОП), имеющие следующие параметры:

- СОП изготавливают из трубы того же диаметра и той же толщины, что и контролируемая;
- СОП изготавливают из стали той же марки и того же класса, что и контролируемая труба;
- в металле трубы, из которого изготавливают СОП, не должно быть естественных дефектов;
- в СОП должен быть выполнен эталонный отражатель в виде вертикального сверления диаметром 1,0 мм и глубиной, равной половине толщины стенки трубы.

8 Проведение контроля.

8.1 Прозвучивание подлежащего контролю участка трубы следует проводить вдоль оси трубопровода; при этом зона возможных дефектов должна располагаться на расстоянии не более чем 250мм от точки приложения ультразвукового преобразователя (далее ПЭП).

8.2 Прозвучивание подлежащего контролю участка трубы выполняют на поисковом уровне чувствительности. Траектория перемещения ПЭП показана на Рис. 2. Значение шага перемещения вдоль трубы должно быть равно ширине ПЭП. При наличии доступа траектория перемещения ПЭП может быть изменена на спиральную при том же шаге перемещения вдоль трубы.

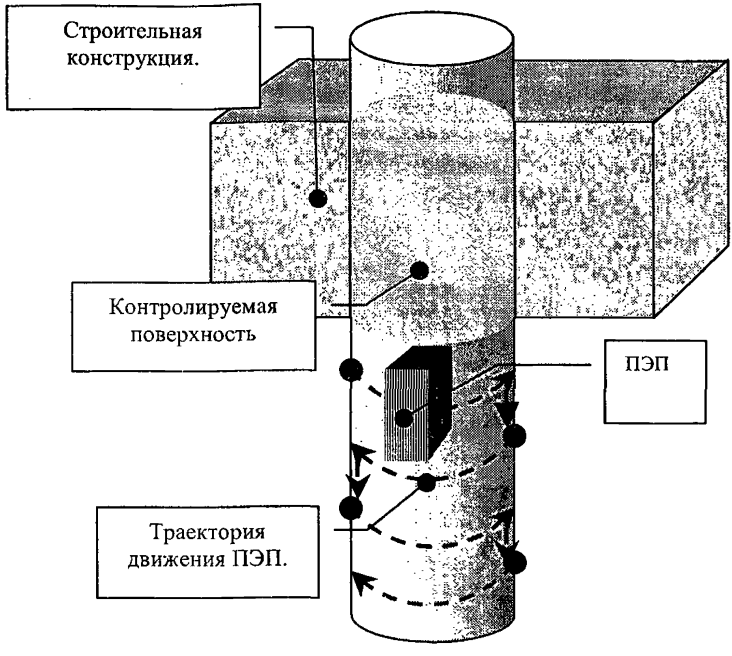

Рис. 2

Типичная траектория перемещения ПЭП по поверхности трубы.
1- Контролируемая зона. 2- Зона перемещения ПЭП

8.3 В процессе контроля необходимо обеспечивать постоянный акустический контакт ПЭП с поверхностью трубы и следить за тем, чтобы впереди ПЭП не образовывался избыток контактной смазки, которая может быть причиной появления ложного сигнала.

9 Оценка качества контролируемых участков газопроводов.

9.1 При обнаружении эхо сигнала от дефекта в пределах строб-импульса измеряют его амплитуду (измерения выполняют согласно указаниям технического описания на дефектоскоп) и фиксируют положение эхо-сигнала на линии развертки экрана дефектоскопа.

9.2 Дефект считают недопустимым, если амплитуда эхо сигнала от него превышает амплитуду эхо сигнала от эталонного отражателя, расположенного в зафиксированном месте линии развертки экрана дефектоскопа.

9.3 Для сравнения амплитуд эхо-сигналов ультразвуковой преобразователь устанавливают на поверхность СОП и, перемещая его относительно эталонного отражателя, устанавливают эталонный эхо-сигнал в зафиксированную точку линии развертки.

9.4 Местоположение дефекта вдоль трубы измеряют с помощью глубиномерного устройства дефектоскопа.

Следует отметить, что, учитывая особенности распространения

нормальной волны, дефект не всегда находится на акустической оси ультразвукового преобразователя, а может быть смещен по периметру трубы.

10 Результаты проведенных исследований заносят в **графу 19** Сводного формуляра (См. Приложение 2 табл. 1.1). При этом если дефект не обнаружен, в графу 19 необходимо проставить ДНО (дефектов не обнаружено). В случае обнаружения дефектов в графу 19 следует проставить порядковый номер записи в дефектной ведомости об обнаруженном дефекте и его предполагаемом местоположении.

Приложение 12

Определение напряженно-деформированного состояния газопровода

1 Напряженно деформированное состояние газопровода определяется методами визуальной оценки. В дополнение к визуальным методам, в случае необходимости, следует использовать специализированные магнитные приборы. Потенциально опасные места, выявленные методом визуальной оценки либо магнитными методами следует подвергнуть дополнительному обследованию при помощи метода "нормальных волн" в соответствии с Приложением 11 настоящей Методики.

2 При определении напряженно деформированного состояния методами визуальной оценки необходимо установить:

- возможность повреждения газопровода в результате перемещения грузов внутри помещения;
- соответствие количества опор на газопроводе существующим нормам и проектной документации;
- наличие прочного крепления настенных опор газопровода к строительным конструкциям; выпадение настенных опор и отсутствие контакта между настенной опорой и газопроводом не допускается;
- в случае выявления трещин на строительной конструкции, через которую проходит или на которой закреплен газопровод, необходимо определить возможность повреждения газопровода под действием дополнительных нагрузок; если возможность повреждения газопровода существует, следует провести ультразвуковую дефектоскопию участка газопровода, подверженного дополнительным нагрузкам, методом "нормальных волн" (Приложение 11 к настоящей Методики).

3 В случае обнаружения участков газопровода, где возможны механические повреждения в результате перемещения грузов, в **Графу 20** Сводного формуляра необходимо проставить "ВП" (Возможность повреждений).

4 При выявлении дефектов опор газопровода выявленные нарушения необходимо занести в Дефектную ведомость (см. Приложение 1 табл. 1.3), а в **Графе 20** сводного формуляра проставить порядковый номер соответствующего пункта в дефектной ведомости. Все выявленные места расположения дефектов и нарушения наносятся на схему участка газопровода.

Инструкция по проведению работ браковочного уровня (Приложения 13-17)

Работы следует проводить по порядку следования приложений.

Приложение 13

Проведение дополнительных вскрытий участков газопровода, проходящих через строительные конструкции

1 Дополнительные вскрытия строительной конструкции в месте прохождения газопровода назначается в тех случаях, когда в результате проведенного комплекса работ поискового уровня определить техническое состояние газопровода или его футляра не представляется возможным.

2 Дополнительные вскрытия могут быть двух видов.

2.1 Вскрытие, аналогичное описанному в Приложении К, выполненное по всему периметру газопровода или его футляра.

2.2 Продольное вскрытие.

3 Продольное вскрытие выполняется бурением отверстия диаметром 8-20 мм вдоль газопровода или его футляра, при необходимости, на всю толщину строительной конструкции. Бурение производится на расстоянии 5-15мм. от поверхности газопровода или его футляра в соответствии с Рис. 3.

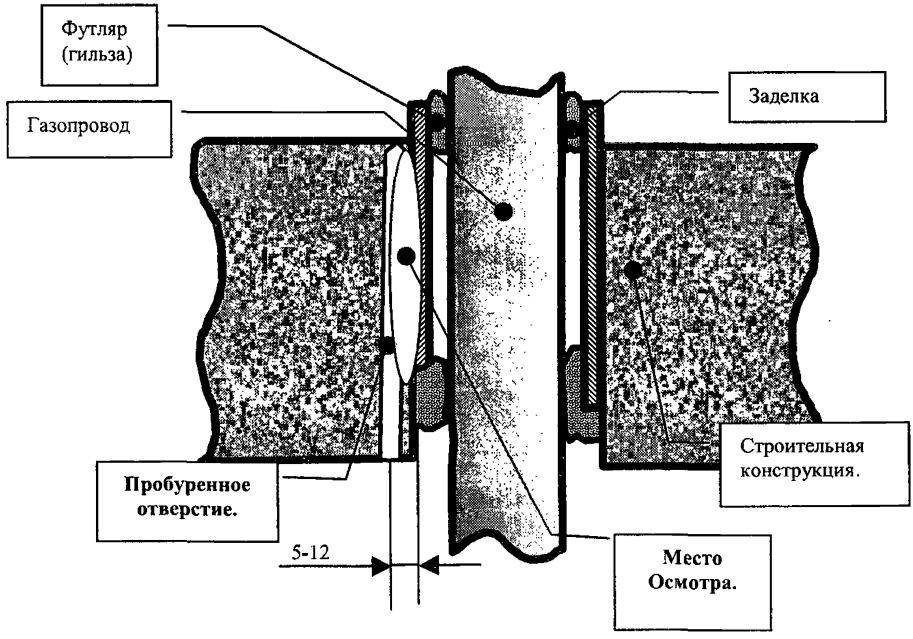

Рис. 3.

Вскрытие участка газопровода в месте перехода через строительную конструкцию при помощи продольного бурения

Прослойка материала строительной конструкции между пробуренным отверстием и поверхностью газопровода или его футляра удаляется при помощи ручного инструмента (напильник и.т.п.).

4 Осмотр вскрытой поверхности проводится при помощи эндоскопов, либо без применения дополнительных инструментов при помощи миниатюрного фонаря (диаметр отражателя должен быть не более 2 см).

5 Степень коррозионного поражения поверхности газопровода оценивается в соответствии со **Шкалой визуальной оценки степени коррозионного поражения** п. 3.4 Приложения 9 настоящей Методики.

Полученные результаты заносятся в **Графы 4, 5** Формуляра комплекса работ браковочного уровня (Приложение 1 табл. 1.4) соответственно для трубы или ее футляра.

Приложение 14

Определение поверхностной и объемной влажности строительной конструкции

1 Поверхностная влажность строительной конструкции определяется при помощи индикаторов поверхностной влажности строительных конструкций.

2 Замеры следует производить следующим образом.

2.1 Зачистить участок строительной конструкции в радиусе 10 см от газопровода, площадью 3х3 см и глубиной непосредственно до материала строительной конструкции (2-3 мм).

2.2 Подсоединить электрод к прибору.

2.3 Приставить электрод к зачищенной поверхности строительной конструкции и нажать на кнопку снятия измерений.

2.4 Перевернуть электрод на 180° и повторить измерения.

2.5 Среднее значение занести в **Графу 6.** Формуляра браковочного уровня.

3 Замер объемной влажности производится в соответствии с Приложением 7 п.4. Результат замера заносится в **Графу 7** Формуляра браковочного уровня.

Приложение 15

Определение количества хлорид-ионов в материале, из которого выполнена строительная конструкция

1 Перед проведением замеров количества хлорид ионов необходимо выполнить зачистку участка на поверхности строительной конструкции в соответствии с п.2.1. Приложения 14 или использовать готовую зачищенную поверхность после проведения замеров поверхностной влажности.

2 На подготовленную площадку с помощью шприца или распылителя нанести 1% раствор нитрата серебра в водном растворе азотной кислоты (1: 40). По истечении 2-3 минут нанести 5% раствор бихромовокислого калия на участок, смоченный первым раствором, и незамедлительно зафиксировать цвет поверхности бетона.

3 Количество хлорид ионов определяется в соответствии с таблицей 15.1:

1	2	3
Цвет поверхности бетона	**Количество хлорид ионов в % к массе цемента**	**Баллы**
Желтовато зеленый	0,5	4
Красно бурый цвет светлого тона с отдельными зеленоватыми пятнами	0,4~0,5%	3
Красно бурый цвет иногда с вкраплениями желтоватого оттенка	0,2~0,4%	2
Интенсивный красно бурый цвет	менее 0,2%	1

4. Полученные результаты в баллах заносятся в **Графу 8** Формуляра браковочного уровня. Допускается заносить промежуточные значения (1-2, 2-3, 3-4).

Приложение 16

Определение значения поверхностного потенциала газопровода или его футляра в месте контакта со строительной конструкцией с использованием медно-сульфатного электрода сравнения

1 Замеры следует производить при помощи вольтметров, у которых входное сопротивление при работе по полной шкале 100мВ должно составлять не менее 10 МОм. В диапазоне используемых напряжений погрешность по концам шкалы вольтметра не должна превышать 3%. Должны применятся такие деления шкалы, чтобы можно было без интерполяции считывать разность электрических потенциалов 0,02 В и менее.

2 При помощи распылителя увлажнить зачищенный участок строительной конструкции расположенный на расстоянии 4-10см. от места прохождения газопровода через строительную конструкцию (См Приложение 14 п. 2.1). Подождать 10-20 с - вода должна впитаться. Убрать излишки воды ветошью. В случае если влажность бетона превышает 2,7%, смачивание можно не производить. Водяное пятно при смачивании должно распространится не ближе чем на 3 см от поверхности газопровода или его футляра.

3 Проверить работоспособность вольтметра. Подсоединить клемму вольтметра к зачищенной поверхности трубы или футляра, а рабочую поверхность медносульфатного электрода прижать к зачищенной и смоченной поверхности строительной конструкции (Схема подсоединения показана на Рис 4). Снять показания вольтметра (в случаи необходимости показания усреднить). Отсоединить электрод от поверхности межэтажного перекрытия и повторить измерения. Если показания отличаются менее чем на 10% (включительно) выполнить п.4; при отличии показаний более чем на 10% повторить измерения.

4 Результаты полученных измерений занести в Графу 9 (для трубы) и 10 (для футляра) Формуляра браковочного уровня 9 (Приложение 1 Табл. 1.1).

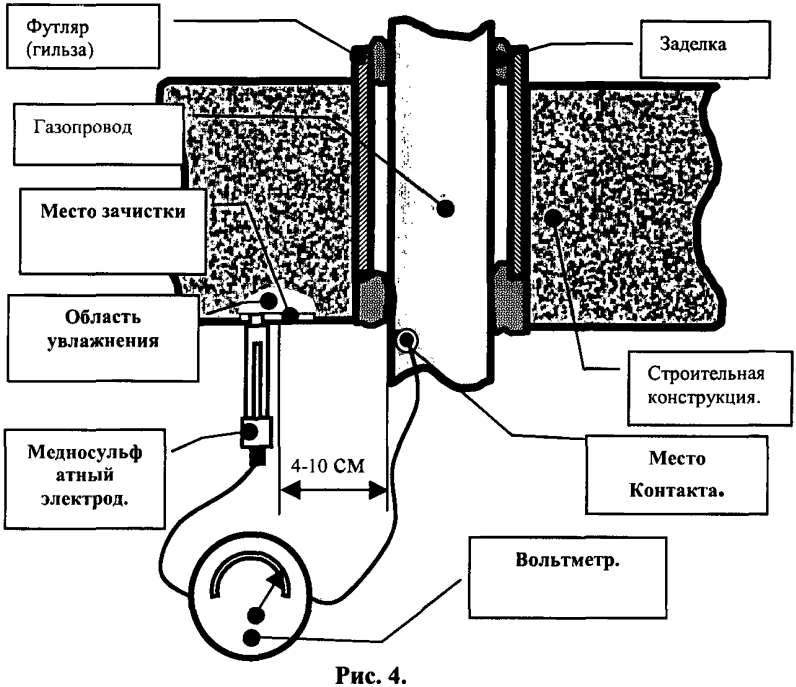

Рис. 4.
Схема замера поверхностного потенциала газовой трубы

Приложение 17

Фотодокументирование участков газопровода, назначенных на замену

1 Фотодокументирование участков газопровода, назначенных на замену, проводится, как правило, при помощи цифровых фотоаппаратов разрешением не менее 3 мегапикселей.

2 Фотодокументированию подлежит каждое место на газопроводе, назначенное на замену по причине коррозионных либо механических повреждений. При этом необходимо выполнить два вида фотографий:

- детальный - на расстоянии 10-30 см от повреждения;
- общий план, по которому можно определить местоположение газопровода в помещении и при необходимости - относительно других инженерных коммуникаций.

3 Фотодокументы должны быть распечатаны с разрешением не менее 1024 х 720 и приложены к Заключению.

4 Фотодокументы должны сохранятся на твердом носителе и в электронном виде в архиве предприятия, выполнившего тёхническое диагностирование.

Приложение 18

Расчет остаточного ресурса участка газопровода

1 Остаточный ресурс участка газопровода рассчитывается по формуле:

$$\mathbf{T = 0{,}3 \times K_з \times S / V_{у.к.}},$$

Где Т - остаточный ресурс внутреннего газопровода в годах;

S - толщина стенки трубы на выбранном для расчета участке газопровода;

$V_{у.к.}$ – условная скорость коррозии трубы;

$K_з$ – коэффициент запаса.

2 Значение коэффициента запаса "$K_з$" выбирается в соответствии с Таблицей 18.1.

Табл.18.1

№	Срок службы газопровода	Значение Кз
1	более 50 лет	0,4
2	от 40 до 50 лет	0,45
3	от 30 до 40 лет	0,5

3 Условная скорость коррозии трубы рассчитывается по формуле:

$$V_{у.к.} = Vб \times К\ у.э.,$$

где $V_б$ – базовая скорость коррозии, которая принимается 0,03 мм/год;

Ку.э. -коэффициент условий эксплуатации, который рассчитывается следующим образом:

$$К\ у.э. = К1 \times К2 \times К3 \ldots\ldots\ldots\ldots Кn,$$

где К1, К2, К3, … , Кn – коэффициенты, определяемые из Таблицы 18.2.

Табл. 18.2

N п/п	**Выявленные параметры реальных условий эксплуатации и текущего технического состояния**	Значения коэффициента **К1 … n**
	Условия эксплуатации	
	Особенности мест переходов через строительные конструкции	
1	Газопровод напрямую (не защищен футляром или частично не защищен футляром) контактирует с материалом строительной конструкции	2,0
	Степень опасности источников влаги	
2	Газопровод расположен в радиусе 1м от открытого источника влаги	2,0
3	То же с горячей водой	3,0
4	Газопровод расположен в радиусе 5м (2 м для бытовых помещений) от открытого источника влаги	1,5
5	То же с горячей водой	2
6	Газопровод расположен в радиусе 1м от закрытого источника влаги.	1,5
7	То же с горячей водой	2,5
8	Газопровод расположен в радиусе 3м (1,5 м для бытовых помещений) от закрытого источника влаги	1,2
9	То же с горячей водой	2,0
10	На газопроводе образуется конденсат	2,5
	Режимы и степень увлажнения поверхности газопровода	
11	Газопровод или его футляр подвергается периодическому увлажнению	2
12	Газопровод или его футляр ранее подвергался периодическому увлажнению	1,8
13	Влагосодержание бетона превышает 6 %	2,0
	Степень агрессивности материала строительной конструкции к стальному газопроводу	
14	Поверхностный потенциал газопровода или его футляра превышает по абсолютному значению -300 мВ	2,0
15	Количество хлоридов в бетоне в местах перехода газопровода через строительные конструкции составляет 0,2-0,4% от массы цемента	1,5
16	То же в пределах 0,4-0,5% от массы цемента	2,0
17	То же более 0,5% от массы цемента	3,0

	Техническое состояние	
	Коррозионные повреждения	
18	Газопровод имеет коррозионные повреждения глубиной до 0,2мм	1,5
19	То же глубиной 0,2-0,5 мм	2,0
20	То же глубиной 0,5-1,0 мм	2,5
21	То же глубиной более 1,0мм	3
	Качество окраски	
22	Газопровод не окрашен или слой краски отслаивается	1,5

gost.e-ecolog.ru