



Головной научно-исследовательский и проектный институт по распределению и использованию газа

ОАО “Гипрониигаз”

О состоянии вопроса по техническому диагностированию внутридомового газового оборудования

Бирюков Александр Валерьевич
Директор НИЦ
ОАО «Гипрониигаз»

В соответствии со ст.2 технического регламента «О безопасности зданий и сооружений» (№384-ФЗ) ВДГО необходимо рассматривать как одну из систем инженерно-технического обеспечения жилых зданий, на которую в полной мере распространяются требования главы 5 №384-ФЗ «Обеспечение безопасности зданий и сооружений в процессе эксплуатации, при прекращении эксплуатации и в процессе сноса (демонтажа)». В частности при эксплуатации должны осуществляться контрольные проверки и (или) мониторинг систем инженерно-технического обеспечения. Контрольные проверки осуществляются для выявления соответствия параметров и других характеристик систем инженерно-технического обеспечения в процессе их эксплуатации требованиям проектной документации. Техническое диагностирование ВДГО может стать важным инструментом осуществления таких контрольных проверок.



Терминология. Внутридомовое газовое оборудование

«Правила поставки газа для обеспечения коммунально-бытовых нужд граждан», утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 21 июля 2008 г. № 549

Внутридомовое газовое оборудование - газопроводы многоквартирного дома или жилого дома, подключенные к газораспределительной сети либо к резервуарной или групповой баллонной установке, обеспечивающие подачу газа до места подключения газоиспользующего оборудования, а также газоиспользующее оборудование и приборы учета газа».

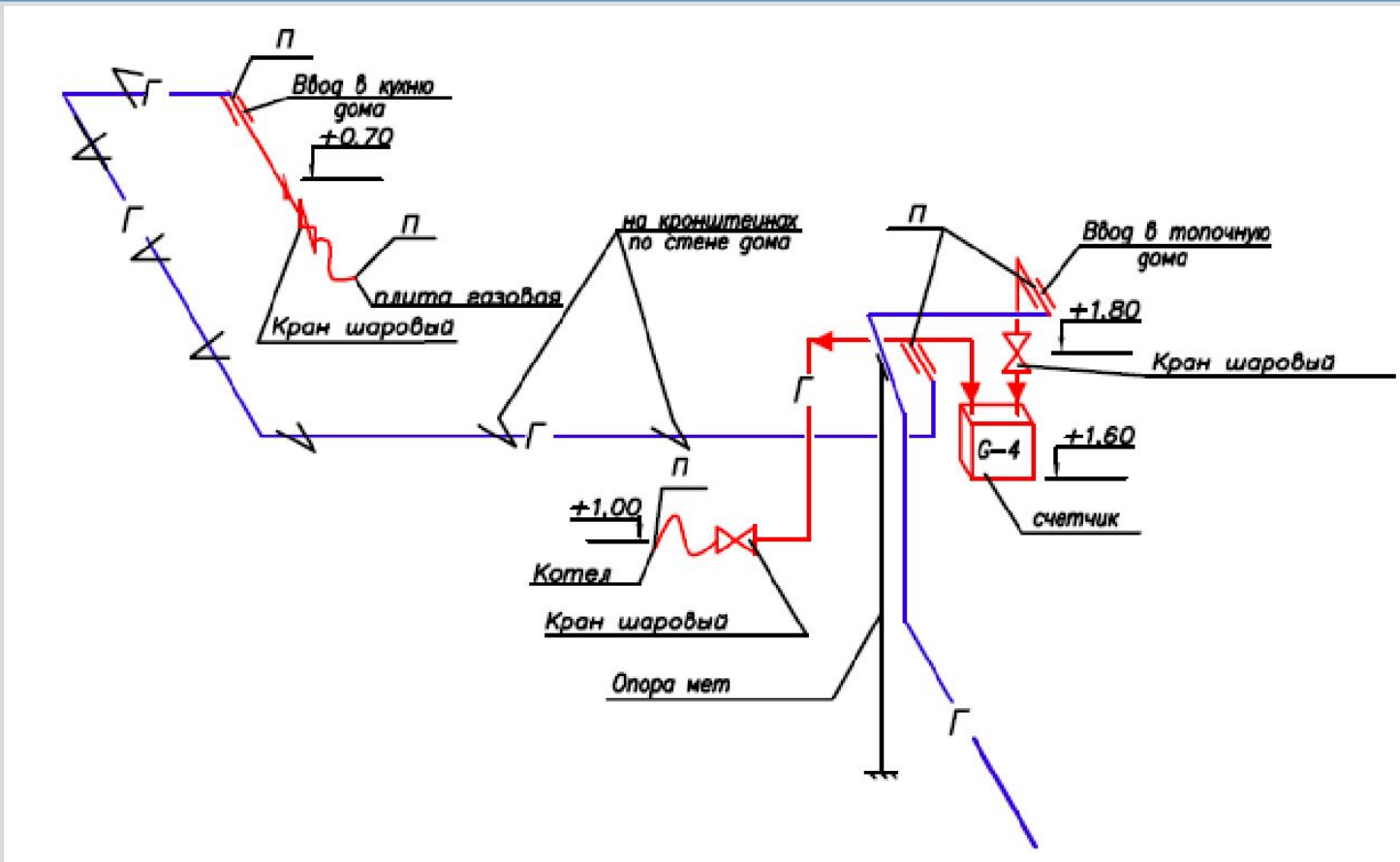
«Порядок содержания и ремонта внутридомового газового оборудования в Российской Федерации», Утвержден Приказом Министра регионального развития Российской Федерации от 26.06.2009 № 239

В состав **внутридомового газового оборудования** входят газопроводы многоквартирного дома или жилого дома, подключенные к газораспределительной сети либо к резервуарной или групповой баллонной установке, обеспечивающие подачу газа до места подключения газоиспользующего оборудования, а также газоиспользующие оборудование и приборы учета газа

ГОСТ Р 54961-2012 «Системы газораспределительные. Сети газопотребления. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация»

Внутридомовое газовое оборудование; ВДГО: Газопроводы многоквартирного или жилого дома, подключенные к сети газораспределения либо к резервуарной или групповой баллонной установке, обеспечивающие подачу газа до места подключения газоиспользующего оборудования, а также газоиспользующее оборудование и приборы учета газа

АксонOMETрическая схема газоснабжения жилого дома

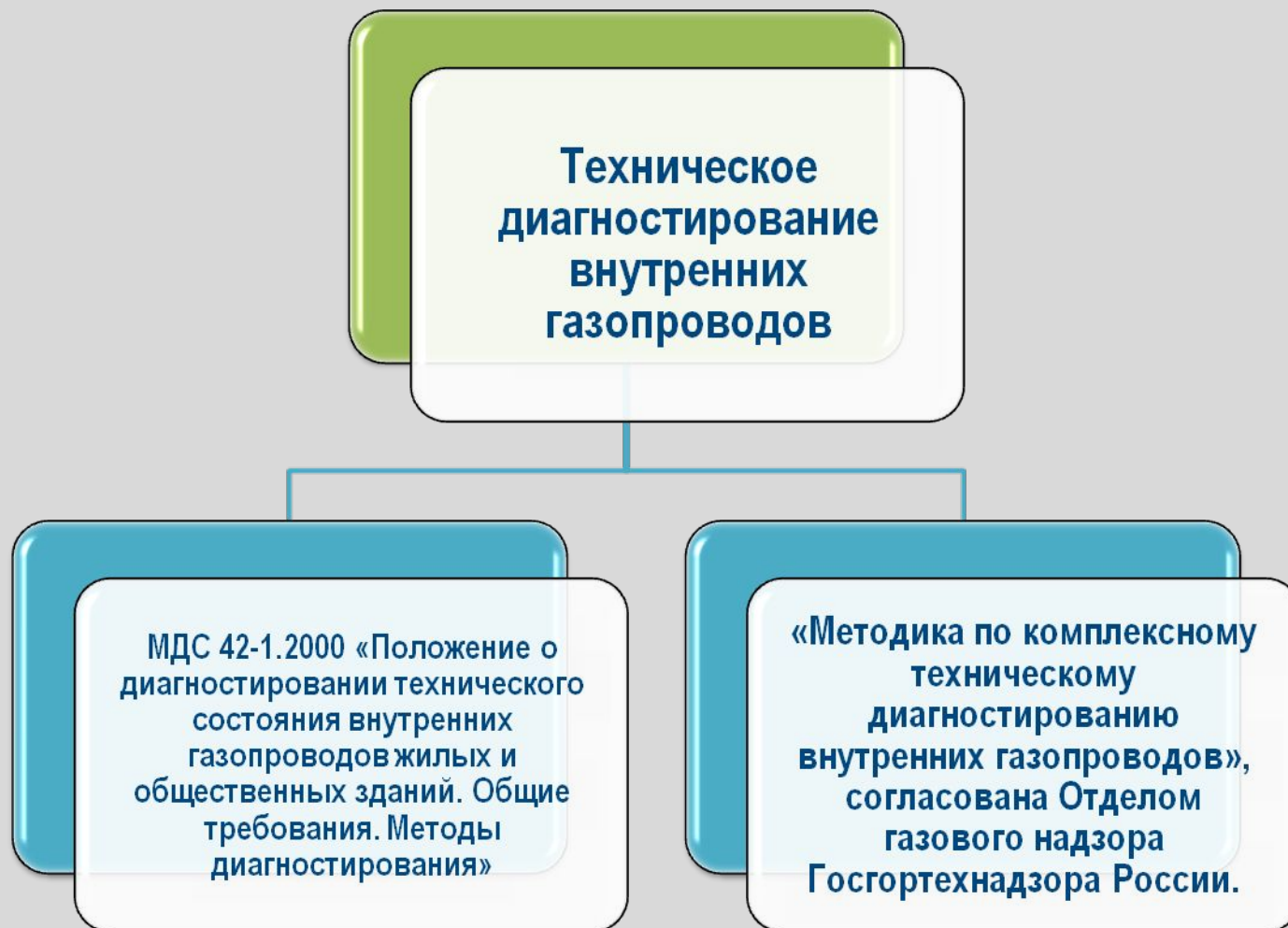


— наружный газопровод; — внутренний газопровод; П - потенциально опасные места



Необходимость технического диагностирования внутридомового газового оборудования

<p>«Порядок содержания и ремонта внутридомового газового оборудования в Российской Федерации», Утвержден Приказом Министра регионального развития Российской Федерации от 26.06.2009 № 239</p>	<p>«В комплекс работ по обслуживанию внутридомового газового оборудования входят следующие виды работ: техническое обслуживание внутридомового газового оборудования, техническое диагностирование стальных газопроводов сети газопотребления, техническая инвентаризация бытового газоиспользующего оборудования, обслуживание систем контроля загазованности помещений, коллективных и индивидуальных приборов учета газа, замена баллонов сжиженных углеводородных газов в групповых и индивидуальных баллонных установках»</p>
<p>«Методические рекомендации по контролю за техническим обслуживанием и состоянием внутридомового газового оборудования», утверждены Приказом Ростехнадзора от 02 декабря 2009 г. № 1001</p>	<p>Для содержания внутридомового газового оборудования многоквартирных и жилых домов в надлежащем состоянии специализированными организациями проводится комплекс работ:</p> <ul style="list-style-type: none">- техническое обслуживание и ремонт наружных и внутренних домовых газопроводов, запорной арматуры газопроводов;- техническое обслуживание и ремонт групповых и индивидуальных баллонных установок, резервуарных установок, использующих сжиженные углеводородные газы;- техническое обслуживание и ремонт газоиспользующего оборудования;- аварийное обслуживание;- техническое диагностирование газопроводов;- выполнение комплекса операций по определению технического состояния газоиспользующего оборудования с целью установления возможности или условий дальнейшей эксплуатации внутридомового газового оборудования (техническая инвентаризация);- обслуживание систем контроля загазованности и уровня содержания окиси углерода;- замена баллонов со сжиженными углеводородными газами в групповых и индивидуальных баллонных установках
<p>ГОСТ Р 54961-2012 «Системы газораспределительные. Сети газопотребления. Общие требования к эксплуатации. Эксплуатационная документация»</p>	<p>Техническое диагностирование стальных внутренних газопроводов многоквартирных домов должно проводиться в соответствии с методикой, утвержденной уполномоченным федеральным органом исполнительной власти. Результаты проведения работ по техническому диагностированию газопроводов должны оформляться актами по форме, установленной методикой проведения работ</p>



Первичная диагностика внутренних газопроводов жилых и общественных зданий в соответствии с п. 3.4 МДС 42-1.2000 производится по истечении нормативного срока службы - 30 лет со дня ввода газопровода в эксплуатацию.

В соответствии с п. 3.5 МДС 42-1.2000 «Работы по диагностике внутренних газопроводов проводятся специализированными организациями, имеющими лицензии Госгортехнадзора России или Госстроя России на диагностику внутренних газопроводов. Указанные специализированные организации не могут создаваться на базе или при участии обслуживающих газопроводы предприятий и должны быть полностью независимы от них».

Исходя из анализа МДС 42-1.2000, можно сделать вывод о необходимости его актуализации в соответствии с действующими отечественными и зарубежными документами в области стандартизации и технического регулирования.

Так, например, в документе имеются ссылки на недействующие нормативные документы:

- РД 09-102-95 «Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, поднадзорных Госгортехнадзору России»;
- ПБ 12-245-98 «Правила безопасности в газовом хозяйстве»;
- ГОСТ 27.002-89 «Надежность в технике. Основные понятия. Термины и определения».

МДС 42-1.2000 не раскрывает порядок и методы проведения работ по оценке приборными методами реальных условий эксплуатации внутреннего газопровода (агрессивности воздействия внешней среды – бетона на защитный футляр или, при его отсутствии, на трубу газопровода) и приборной диагностики самого газопровода (остаточной толщины стенки труб газопровода; напряженно - деформированного состояния газопровода; наличия и степени коррозии металла футляров и участков газопровода, проходящих в междуэтажных и межстенных перекрытиях; качества сварных стыков газопровода; дефектов тела трубы газопровода).

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

Диагностика внутренних газопроводов
предназначена для определения

технического состояния газопровода

потребности в ремонте и объема ремонта внутреннего газопровода

остаточного ресурса (продление, сверх нормативного, срока безопасной эксплуатации газопровода) или обоснования необходимости замены (реконструкции) внутреннего газопровода

Техническое диагностирование внутренних газопроводов проводят:

По истечении нормативного срока службы внутренних газопроводов

По истечении назначенного срока службы внутреннего газопровода, установленного по результатам проведения предыдущего технического диагностирования

По предписанию контролирующей организации

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.

Анализ технической документации

В технической документации должна содержаться следующая информация:

- срок службы внутреннего газопровода в соответствии с актом приемки внутреннего газопровода в эксплуатацию;
- геометрические параметры газопровода (протяженность, 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.

Программа производства работ

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 внимание при проведении технического диагностирования;
- требования к обеспечению безопасности при производстве работ по техническому диагностированию;
- порядок и сроки представления результатов технического диагностирования.

Комплекс работ поискового уровня

Комплекс работ поискового уровня проводится с целью:

Выявления явных повреждений на газопроводе

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

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;
- 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» 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».

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»

Влажность строительных конструкций в местах прохождения газопровода превышает 2,5 весовых процента

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)

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

Обнаружена степень коррозионного поражения «2-3» по шкале визуальной оценки степени коррозионного поражения и при этом поверхностный потенциал газопровода или его футляра ниже – 350 мВ

Обнаружена степень коррозионного поражения «2-3» по шкале визуальной оценки степени коррозионного поражения и при этом:

- влажность материала строительной конструкции превышает 2,5 объемных процента
- в радиусе 5 м от газопровода имеется открытый источник влаги, а количество хлорид-ионов оценивается как «3» и выше

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

- всех материалов;
- 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.

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 проведения 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.

Определение наличия загазованности и поиск мест утечек газа

При определении мест утечек газа проверку необходимо проводить в следующей последовательности:

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

Определение фактических геометрических параметров газопровода и выявление отступлений от проекта

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.

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

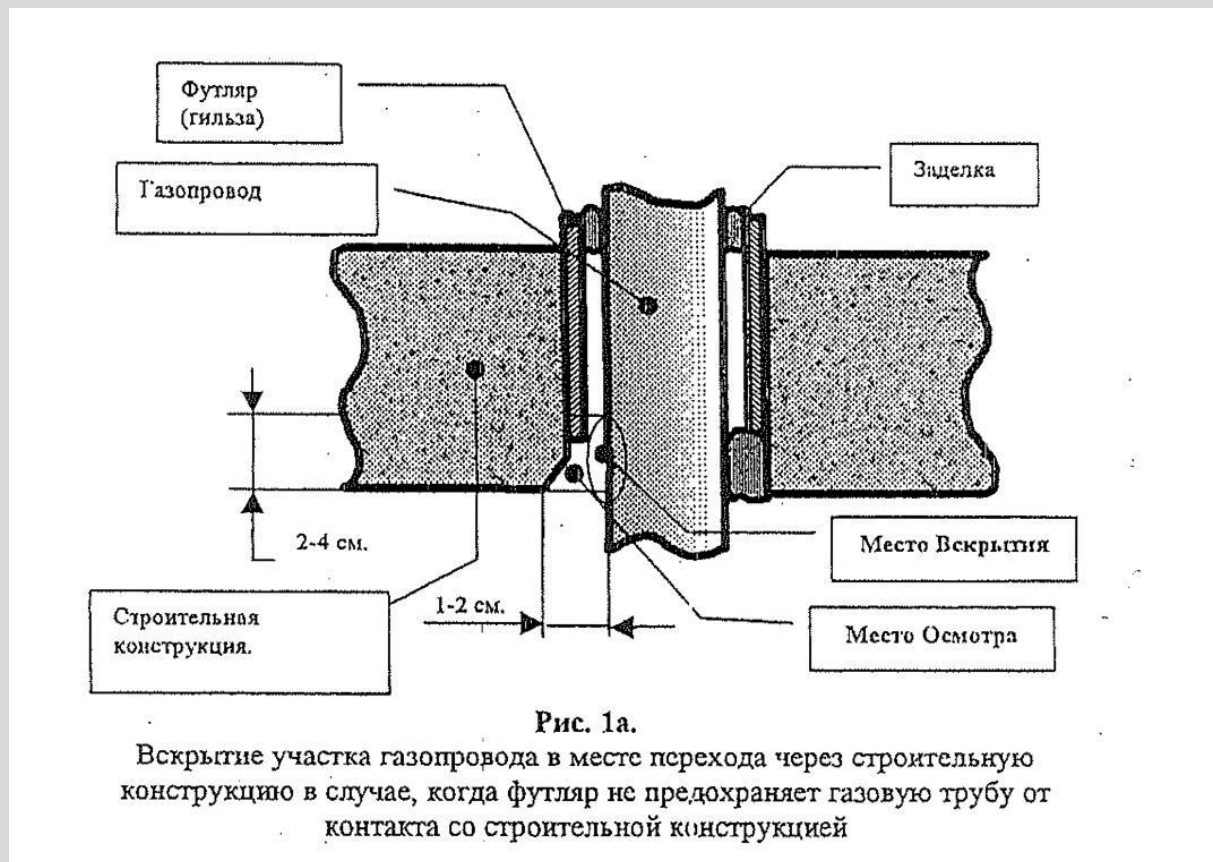
Определение наличия повреждений на открытых участках газопровода и определение качества окраски газопровода

Определение качества сварных соединений газопровода

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

Определение местоположения газопровода относительно потенциальных источников увлажнения

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



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

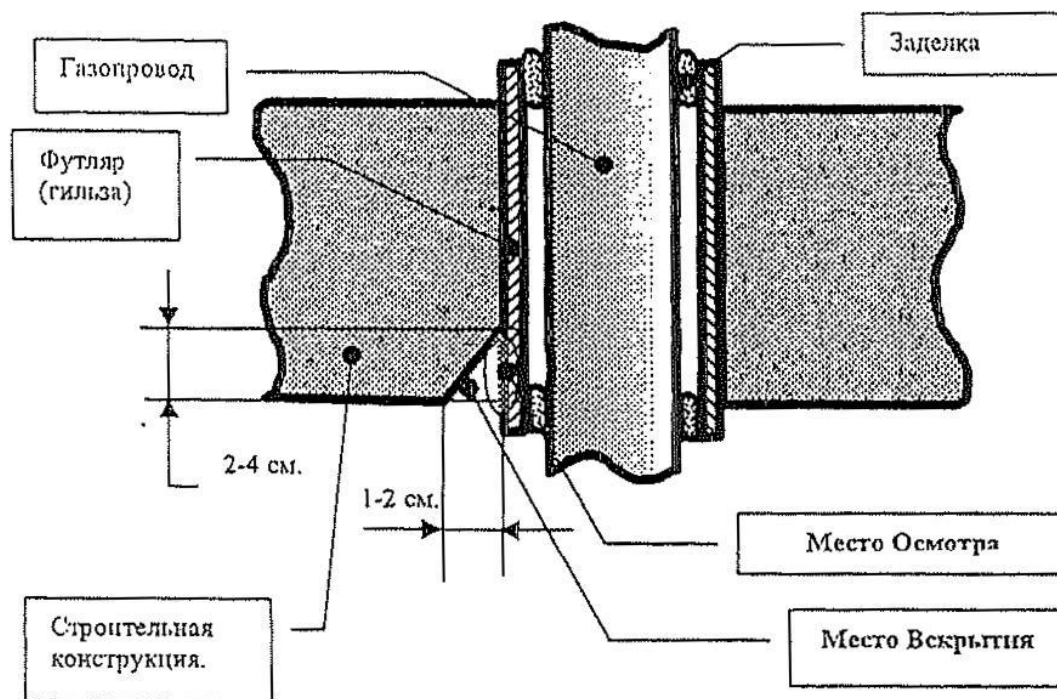


Рис. 16.

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

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

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 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.

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

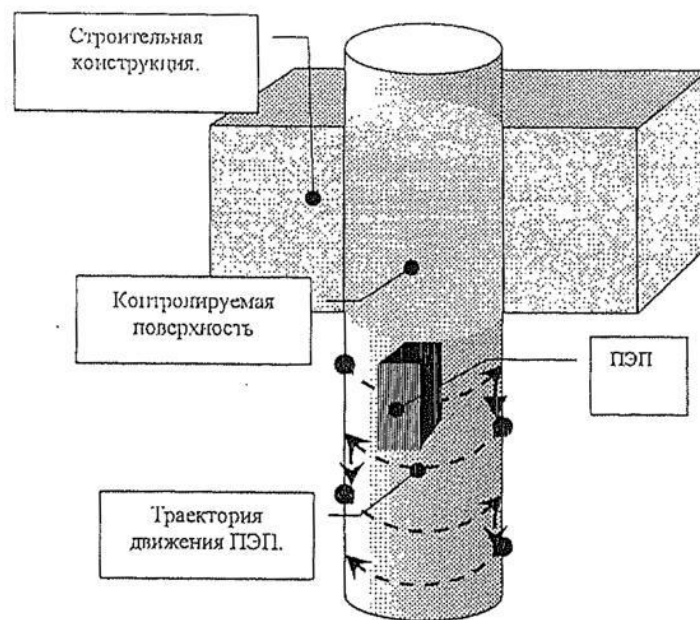


Рис. 2

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

**Определение наличия электрического контакта
«труба-футляр»**

**Определение напряженно-деформированного
состояния газопровода**

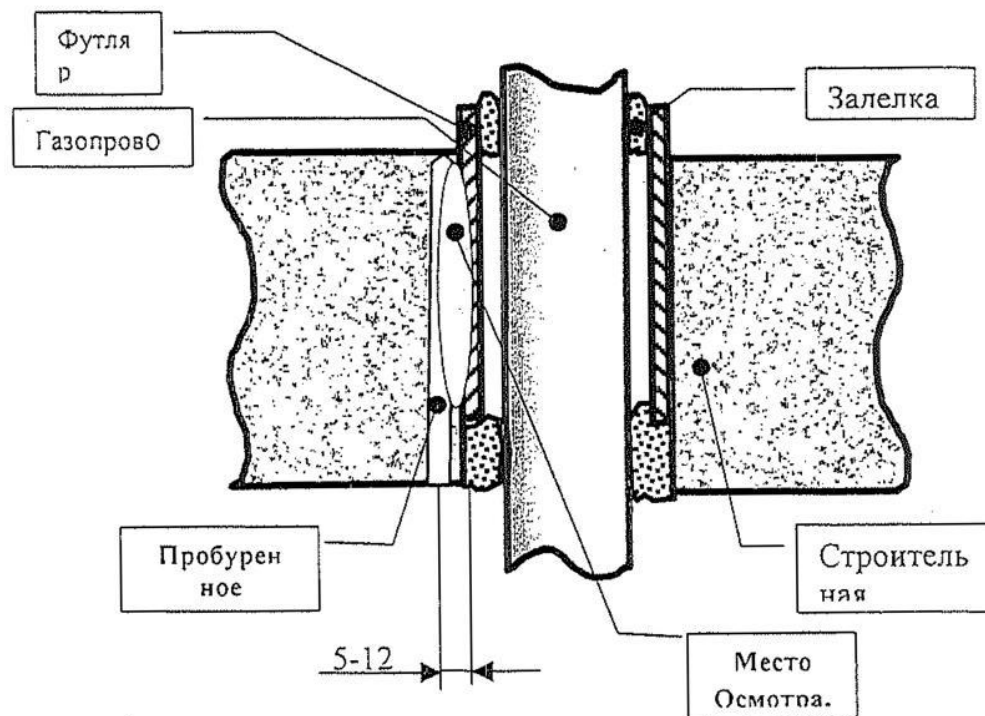
Проведение дополнительных вскрытий участков газопровода, проходящих через строительные конструкции

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 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 5-15 мм от поверхности газопровода или его футляра в соответствии с Рис.3.

Проведение дополнительных вскрытий участков газопровода, проходящих через строительные конструкции

Рис. 3.

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



Шкала 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 диаметром 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 диаметр 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) 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).




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.

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 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.

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

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

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

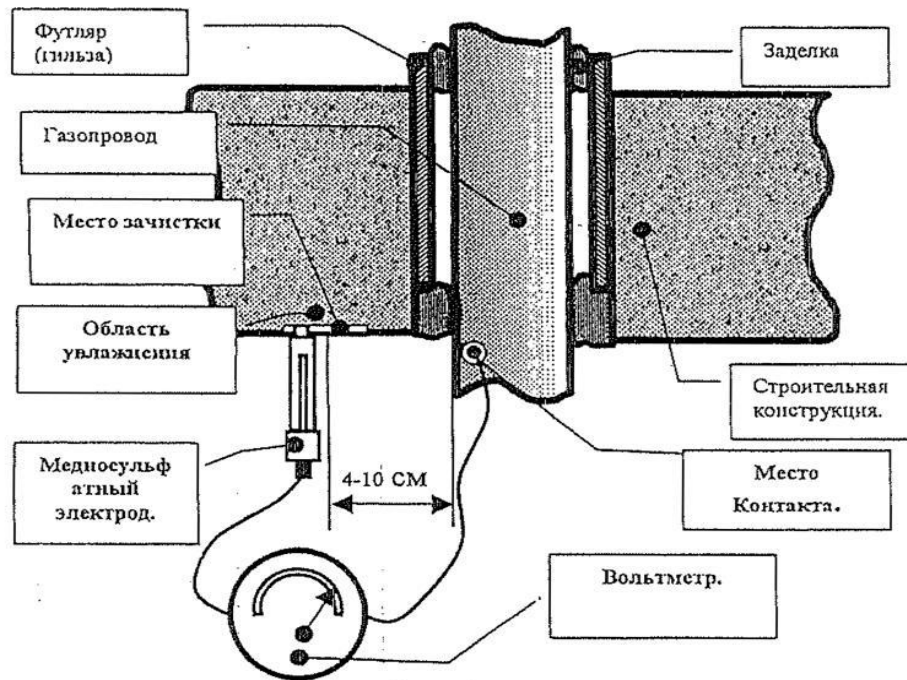


Рис. 4.

Схема замера поверхностного потенциала газовой трубы

Фотодокументирование участков газопровода, назначенных на замену

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

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.

Результаты проведения работ поискового уровня заносятся в сводный формуляр

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

№	Участок	Газопровод	Утечки	Геометрические параметры		Открытые участки	Стыки		Участки переходов через строительные конструкции								Напряжено деформированное состояние	Выводы: Браковочный уровень, ремонт, эксплуатация			
				Диаметр, мм	Протяженность, м		Толщина стенки, мм	Состояние	Количество	Местоположение	Влажность	Протечки	Труба	Футляр	Источники Влага				Результаты УЭК	Контакт "труба-футляр"	
															Наименование	Расстояние до газопровода					
																					16
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
		Магистраль																			
		Отвод																			
		Магистраль																			
		Отвод																			



Для прогноза остаточного ресурса выбираются участки, для которых количество неблагоприятных факторов максимально. Выбор участков осуществляется экспертом, выполняющим определение назначенного срока службы. Выбранные участки могут не совпадать с участками, на которые был разбит газопровод при проведении комплекса работ «поискового уровня».

Количество участков для расчета остаточного ресурса определяется по таблице 1, в зависимости от протяженности газопровода.

Таблица 1

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

Если все участки газопровода имеют одинаковый набор факторов по таблице 2, то расчет остаточного ресурса допускается проводить по одному из выбранных участков.

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

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

Прогноз (расчет) остаточного ресурса и определение назначенного срока службы

№ п/п	Выявленные параметры реальных условий эксплуатации и текущего технического состояния	Значение коэффициента K1.....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 (2м от бытовых помещений) от открытого источника влаги	1,5
5	То же с горячей водой	2,0
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 (1,5м от 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 футляр подвергается периодическому увлажнению	2,0
12	Газопровод или 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 футляра превышает 300 мВ	2,0
15	Количество хлоридов в бетоне в местах перехода газопровода через строит. констр. 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 0,2 мм	1,5

Прогноз (расчет) остаточного ресурса и определение назначенного срока службы

1. Остаточный ресурс участка газопровода рассчитывается по формуле:

$$T = 0,3 \cdot K_3 \cdot S / V_{у.к.},$$

где T – остаточный ресурс внутреннего газопровода в годах;

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

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

K_3 – коэффициент запаса.

2. Значение коэффициента запаса K_3 выбирается в соответствии с таблицей 3

Таблица 3

№	Срок службы газопровода	Значение K_3
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:

$$V_{у.к.} = V_{б} \cdot K_{у.э.},$$

где $V_{б}$ – базовая скорость коррозии, которая принимается 0,03 мм/год;

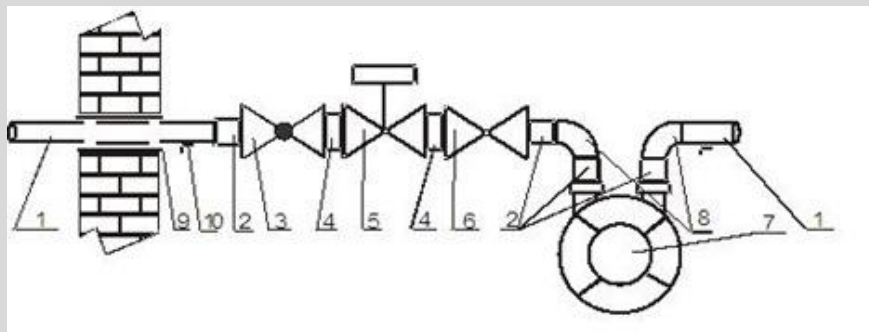
$K_{у.э.}$ - коэффициент условий эксплуатации, который рассчитывается следующим образом:

$$K_{у.э.} = K_1 \cdot K_2 \cdot K_3 \dots K_n,$$

где $K_1, K_2, K_3 \dots K_n$ – коэффициенты, определяемые из таблицы 2.

«Методика по комплексному техническому диагностированию внутренних газопроводов» также требует актуализации в соответствии с действующими отечественными и зарубежными документами в области стандартизации и технического регулирования. Так, например, расчет остаточного ресурса участка газопровода основан на условной скорости коррозии трубы, подвержен значительному влиянию человеческого фактора при выборе многочисленных коэффициентов условий эксплуатации и не учитывает анализ риска аварий.

МДС 42-1.2000 и «Методика по комплексному техническому диагностированию внутренних газопроводов» предназначены исключительно для технического диагностирования внутренних газопроводов и не содержат требований и методов по техническому диагностированию других элементов ВДГО (газоиспользующего оборудования, технических устройств, входящих в систему контроля загазованности и т.д.).



1 – ввод газопровода в здание; 2, 4, 8 – фитинги;
3 – термозапорный клапан; 5 – электромагнитный клапан;
6 – отключающее устройство; 7 – прибор учета газа; 9 – футляр; 10 – крепление трубы

Оба документа не учитывают специфики применения других материалов (кроме стали) для газопроводов, например, медных и металлополимерных (многослойных) труб.

Целесообразной осуществить разработку нового методического документа по проведению комплексного технического диагностирования ВДГО с учетом всех структурных элементов и всех видов материала газопроводов.

Благодарим за внимание!