

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

Управление техническим состоянием и целостностью

Газотранспортная система

ИНСТРУКЦИЯ ПО ОЦЕНКЕ ДЕФЕКТОВ ТРУБ И

СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ ПРИ РЕМОНТЕ

ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ

ТРУБОПРОВОДОВ

СТО Газпром 27.3-2.2-006-2023

Издание официальное

ПУБЛИЧНОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Общество с ограниченной ответственностью

**«Научно-исследовательский институт природных газов и
газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ»**

Общество с ограниченной ответственностью

«Газпром экспо»

Санкт-Петербург 20__

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН	Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)
2 ВНЕСЕН	Управлением 308/11 Департамента 308 ПАО «Газпром»
3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Распоряжением ПАО «Газпром» от «28» апреля 2023 г. № 180
4 ВЗАМЕН	Р Газпром 2-2.3-595–2011, Инструкции по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов (утверждена ОАО «Газпром» 05.09.2013)

© ПАО «Газпром», 20__

© Оформление ООО «Газпром экспо», 20__

*Распространение настоящего стандарта осуществляется в соответствии с действующим
законодательством и с соблюдением правил, установленных ПАО «Газпром»*

Содержание

Введение	VI
1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	2
3 Термины, определения, обозначения и сокращения	5
4 Основные положения	11
5 Оценка работоспособности и ремонтпригодности труб при ремонте участков линейной части магистральных трубопроводов методом переизоляции с частичной заменой труб	16
5.1 Объемы и методы контроля труб при ремонте линейной части магистральных трубопроводов методом переизоляции с частичной заменой труб	16
5.2 Идентификация и освидетельствование труб и соединительных деталей	20
5.3 Трубы и соединительные детали, подлежащие вырезке независимо от технического состояния	22
5.4 Оценка работоспособности и ремонтпригодности труб с поверхностными дефектами	23
5.5 Оценка работоспособности и ремонтпригодности труб с вмятинами	26
5.6 Оценка работоспособности и ремонтпригодности труб с дефектами овализации поперечного сечения	27
5.7 Оценка работоспособности кольцевых сварных соединений	28
6 Оценка работоспособности и ремонтпригодности труб с дефектами при выборочном ремонте участков линейной части магистральных трубопроводов	28
6.1 Объемы и методы контроля труб при выборочном ремонте участков линейной части магистральных трубопроводов	28

6.2	Идентификация и освидетельствование труб и соединительных деталей	29
6.3	Оценка работоспособности и ремонтпригодности труб с поверхностными дефектами	29
6.4	Оценка работоспособности труб с вмятинами	33
6.5	Оценка работоспособности и ремонтпригодности труб с дефектами овализации поперечного сечения	36
6.6	Оценка работоспособности кольцевых сварных соединений	37
7	Порядок назначения способов ремонта дефектных труб и соединительных деталей	39
8	Порядок контроля и ремонта труб с защитным полиэтиленовым покрытием заводского нанесения	46
8.1	Объем и методы контроля труб с заводским защитным покрытием	46
8.2	Методы ремонта труб с заводским защитным покрытием	50
9	Порядок оформления итоговых результатов оценки труб	51
	Приложение А (рекомендуемое) Форма ведомости дефектов труб	54
	Приложение Б (рекомендуемое) Форма протокола результатов анализа химического состава основного металла труб и соединительных деталей	55
	Приложение В (обязательное) Форма акта результатов идентификации/освидетельствования труб при ремонте методом переизоляции с частичной заменой труб.....	56
	Приложение Г (справочное) Пример оценки ремонтпригодности трубы с поверхностными дефектами при проведении ремонта участка линейной части магистрального трубопровода методом переизоляции с частичной заменой труб	57

Приложение Д (обязательное) Форма акта результатов освидетельствования труб при выборочном ремонте	59
Приложение Е (справочное) Пример оценки ремонтпригодности трубы с поверхностным дефектом сложного профиля	60
Приложение Ж (обязательное) Форма карты ремонта и контроля качества труб.....	64
Приложение И (обязательное) Нормы контролируемых показателей для основного полиэтиленового покрытия и термоусаживающихся манжет на сварных стыках	65
Приложение К (обязательное) Форма ведомости освидетельствования защитного покрытия труб	66
Приложение Л (обязательное) Форма паспорта на идентифицированную/освидетельствованную трубу	67
Приложение М (обязательное) Форма заключения комиссии по дальнейшему использованию труб	69
Библиография	70
Региональное приложение 1 Положения настоящего стандарта, содержащие особенности применения на территории Республики Беларусь	72
Библиография регионального приложения 1	75
Региональное приложение 2 Положения настоящего стандарта, содержащие особенности применения на территории Республики Армения	78
Библиография регионального приложения 2	81

Введение

Настоящий стандарт разработан в соответствии с пунктом 5.5 «Технологии повышения эксплуатационной надежности объектов ГТС» перечня Основных направлений НИОКР ПАО «Газпром», утвержденных в составе Программы инновационного развития ПАО «Газпром» до 2025 года решением Совета директоров ПАО «Газпром» (от 01.12.2020 № 3513), Программой научно-исследовательских, опытно-конструкторских и технологических работ ПАО «Газпром» и его дочерних обществ 2023 года, утвержденной приказом ПАО «Газпром» от 29.12.2022 № 570 и Поручением Председателя Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллера (от 19.06.2017 № 01-2461).

Инновационная составляющая настоящего стандарта заключается в унификации подходов к назначению оптимальных методов ремонта труб и соединительных деталей при ремонте участков линейной части магистральных трубопроводов.

Настоящий стандарт относится к комплексу документов по стандартизации «Управление техническим состоянием и целостностью».

Настоящий стандарт разработан ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по договору с ПАО «Газпром» от 21.11.2018 № 6115-308-17-9 на выполнение работ по теме «Развитие Системы управления техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы (линейная часть)».

Разработка настоящего стандарта выполнена авторским коллективом в составе: канд. техн. наук И.В. Ряховских, канд. техн. наук С.В. Нефедов, канд. техн. наук В. М. Силкин, Г.А. Милько-Бутовский, канд. физ.-мат. наук В.П. Столов, канд. техн. наук М.Ю. Панов, канд. техн. наук А.В. Елфимов, Е.Н. Овсянников, П.А. Кудинов, М.Н. Бакуленко, С.О. Елова, Е.М. Орлова (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»); В.А. Шлепкин, канд. хим. наук А.А. Селиванов, канд. техн. наук А.В. Шипилов, А.В. Сахон (ПАО «Газпром»).

Пунктирной рамкой по тексту настоящего стандарта выделены положения, имеющие региональные особенности применения в ПАО «Газпром», которые приведены в Региональных приложениях.

СТАНДАРТ ПУБЛИЧНОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

Управление техническим состоянием и целостностью
Газотранспортная система
ИНСТРУКЦИЯ ПО ОЦЕНКЕ ДЕФЕКТОВ ТРУБ И
СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ ПРИ РЕМОНТЕ ЛИНЕЙНОЙ
ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Дата введения – 2023-06-01

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает порядок выполнения работ по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте линейной части магистральных трубопроводов.

1.2 Настоящий стандарт распространяется на оценку дефектов труб и соединительных деталей на выведенных в ремонт участках линейной части магистральных трубопроводов, включая магистральные газопроводы и конденсатопроводы, с номинальным диаметром до 1400 мм включительно с рабочим давлением среды свыше 1,2 МПа.

1.3 Настоящий стандарт не распространяется на оценку дефектов труб и соединительных деталей магистральных трубопроводов при ремонте и диагностировании участков русловой части подводных переходов, компрессорных станций и станций подземного хранения газа¹⁾.

¹⁾ Соответствующие требования для подводных переходов установлены в СТО Газпром 2-2.3-1059, а для компрессорных станций и станций подземного хранения газа – в СТО Газпром 2-2.3-1225.

1.4 Настоящий стандарт предназначен для применения дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром», расположенными на территории Российской Федерации, Республики Беларусь, Республики Армения и Кыргызской Республики, а также сторонними организациями, осуществляющими ремонт участков линейной части магистральных трубопроводов.

Договоры со сторонними организациями должны содержать ссылку на настоящий стандарт.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 8.283–78 Государственная система обеспечения единства измерений. Дефектоскопы электромагнитные. Методы и средства поверки

ГОСТ 3242–79 Соединения сварные. Методы контроля качества

ГОСТ 7512–82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод

ГОСТ 12503–75 Сталь. Методы ультразвукового контроля. Общие требования

ГОСТ 18442–80 Контроль неразрушающий. Капиллярные методы. Общие требования

ГОСТ 18895–97 Сталь. Метод фотоэлектрического спектрального анализа

ГОСТ 20295–85 Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. Технические условия.

ГОСТ 20415–82 Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения

ГОСТ 22761–77 Металлы и сплавы. Метод измерения твердости по Бринеллю переносными твердомерами статического действия

- ГОСТ Р ЕН 13018–2014 Контроль визуальный. Общие положения
- ГОСТ Р ИСО 15549–2009 Контроль неразрушающий. Контроль вихретоковый. Основные положения
- ГОСТ Р ИСО 16809–2015 Контроль неразрушающий. Контроль ультразвуковой. Измерение толщины
- ГОСТ Р 55724–2013 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые
- ГОСТ Р 55809–2013 Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Методы измерений основных параметров
- ГОСТ Р 55989–2014 Магистральные газопроводы. Нормы проектирования на давление свыше 10 МПа. Основные требования
- ГОСТ Р 56512–2015 Контроль неразрушающий. Магнитопорошковый метод. Типовые технологические процессы
- СТО Газпром 2-2.4-083–2006 Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов
- СТО Газпром 2-2.3-130–2007 Технические требования к наружным антикоррозионным полиэтиленовым покрытиям труб заводского нанесения для строительства, реконструкции и капитального ремонта подземных и морских газопроводов с температурой эксплуатации до +80 °С
- СТО Газпром 2-2.3-137–2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть 2
- СТО Газпром 2-2.3-173–2007 Инструкция по комплексному обследованию и диагностике магистральных газопроводов, подверженных коррозионному растрескиванию под напряжением
- СТО Газпром 2-2.3-184–2007 Методика по расчету и обоснованию коэффициентов запаса прочности и устойчивости магистральных газопроводов на стадии эксплуатации и технического обслуживания

СТО Газпром 2-2.3-531–2011 Методические указания по освидетельствованию и идентификации соединительных деталей трубопроводов

СТО Газпром 2-2.3-760–2013 Инструкция по идентификации коррозионного растрескивания под напряжением металла труб как причины отказов магистральных газопроводов

СТО Газпром 2-2.3-1059–2016 Комплексное техническое диагностирование подводных переходов магистральных газопроводов. Общие положения

СТО Газпром 2-2.3-1178–2019 Регламент подготовки и проведения ремонта бывших в эксплуатации труб с нанесением защитного покрытия

СТО Газпром 2-2.3-1225–2020 Управление техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы ПАО «Газпром». Методика оценки работоспособности и назначения методов ремонта технологических трубопроводов компрессорных станций

СТО Газпром 2-2.4-715–2013 Методика оценки работоспособности кольцевых сварных соединений магистральных газопроводов

СТО Газпром 2-3.5-1170–2018 Магистральный трубопроводный транспорт газа. Основные термины и определения

СТО Газпром 9.1-017–2012 Защита от коррозии. Наружные защитные покрытия для кольцевых сварных соединений трубопроводов. Технические требования

П р и м е ч а н и е – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующему указателю, составленному на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения, обозначения и сокращения

3.1 В настоящем стандарте применены термины в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-173, СТО Газпром 2-2.3-184, СТО Газпром 2-2.3-531, СТО Газпром 2-2.3-760, СТО Газпром 2-3.5-1170, СТО Газпром 2-2.3-1178, [1], СП 36.13330.2012 [4] а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 вмятина: Локальное искажение формы сечения трубы в результате внешнего механического воздействия на ее поверхность.
[СТО Газпром 2-2.3-1225-2020, пункт 3.1]

3.1.2 гладкая вмятина: Вмятина с плавно изменяющимся контуром поверхности, без сварных швов, коррозии и механических повреждений.

Примечание – Механические повреждения, вызываемые внешними механическими воздействиями на поверхность трубы, могут проявляться в области вмятины в виде образования на ее поверхности складок, царапин, а также в виде трещин.

3.1.3 идентификация трубы [соединительной детали трубопровода]: Процедура установления соответствия маркировки трубы [соединительной детали трубопровода] имеющемуся документу качества.

3.1.4 идентифицированная труба [соединительная деталь трубопровода]: Труба [соединительная деталь трубопровода], для которой установлено соответствие маркировки имеющемуся документу качества.

3.1.5 метод переизоляции: Метод замены старого защитного покрытия труб на новое.

3.1.6 незначительное повреждение: Дефект, геометрические размеры которого находятся в допустимых пределах согласно принятым критериям оценки прочности, в отношении которого может быть принято решение о его ремонте или оставлении в газопроводе при условии периодического контроля его возможного развития в ходе дальнейшей эксплуатации.

[Р Газпром 2-2.3-1251-2021 [3], пункт 3.1.10].

3.1.7 неидентифицированные трубы [соединительные детали трубопровода]: Трубы [соединительные детали трубопровода], у которых отсутствуют документы качества и/или отсутствует маркировка, для которых невозможно установить соответствие маркировки выданным документам качества.

3.1.8 освидетельствование трубы [соединительной детали трубопровода]: Процедура оценки соответствия трубы [соединительной детали трубопровода] требованиям нормативных документов при отсутствии оформленных документов качества.

3.1.9 параметр поврежденности: Безразмерная величина, численно характеризующая снижение несущей способности трубы с дефектом по отношению к бездефектной трубе.

3.1.10 приобъектовая площадка: Специально оборудованная территория в пределах ремонтируемого участка линейной части магистрального трубопровода, предназначенная для складирования, проведения неразрушающего контроля и ремонта демонтированных труб.

3.2 В настоящем стандарте применены следующие обозначения:

- a* — числовой коэффициент, принимаемый равным 1;
- b* — числовой коэффициент, принимаемый равным 2;
- c* — числовой коэффициент, принимаемый равным 3;
- f* — числовой коэффициент, принимаемый равным 4;
- g* — числовой коэффициент, принимаемый равным 6;
- h* — числовой коэффициент, принимаемый равным 100;
- c*₁ — числовой коэффициент, принимаемый равным 0,2;
- c*₂ — числовой коэффициент, принимаемый равным 0,31;
- c*₃ — числовой коэффициент, принимаемый равным 0,7;
- c*₄ — числовой коэффициент, принимаемый равным 0,8;
- c*₅ — числовой коэффициент, принимаемый равным 0,9;

c_6	–	числовой коэффициент, принимаемый равным 1,2;
c_7	–	числовой коэффициент, принимаемый равным 1,34;
c_8	–	числовой коэффициент, принимаемый равным 9,81;
A_k	–	площадь k -ой расчетной части дефекта, мм ² ;
A_{0k}	–	площадь k -ой расчетной части без дефекта, мм ² ;
d	–	максимальная глубина дефекта, мм;
$[d]$	–	допустимая глубина дефекта, мм;
d_i	–	значение глубины дефекта в i -ой точке измерения, мм;
d_j	–	средняя глубина на j -ом участке дефекта, мм;
D_{max}	–	наибольшее значение диаметра сечения трубы, мм;
D_{min}	–	наименьшее значение диаметра сечения трубы, мм;
D_n	–	номинальный наружный диаметр трубы, мм;
E	–	модуль упругости стали трубы, МПа;
e	–	эквивалентная (обобщенная) деформация, характеризующая сложное напряженно-деформированное состояние в области вмятины, %;
e_1	–	деформация в области вмятины от изгиба в окружном направлении, %;
e_2	–	деформация в области вмятины от изгиба в продольном направлении, %;
e_3	–	деформация в области вмятины от растяжения в продольном направлении, %;
K	–	количество расчетных частей в пределах проекции дефекта сложной формы на продольную ось трубы;
K_T	–	параметр, по значению которого оценивается класс прочности трубы, кгс/мм ² ;
K_ϕ	–	расчетное значение фактического коэффициента запаса бездефектной трубы;

k	— порядковый номер расчетной части дефекта сложной формы;
k_1	— коэффициент надежности по материалу;
k_n	— коэффициент надежности по назначению;
k_{π}	— коэффициент перегрузки;
L	— длина дефекта, мм;
L_1	— длина вмятины в поперечном направлении, мм;
L_2	— длина вмятины в продольном направлении, мм;
L_j	— длина j -го участка, входящего в расчетную часть дефекта, мм;
L_k	— общая длина k -ой площади расчетной части без дефекта, мм;
l	— относительная длина дефекта;
m	— коэффициент условий работы;
N	— количество точек измерения глубины сошлифованной области дефекта сложной формы;
n	— коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);
n_1	— номер первого участка, входящего в рассматриваемую расчетную часть дефекта сложной формы;
n_2	— номер последнего участка, входящего в рассматриваемую расчетную часть дефекта сложной формы;
n_d	— количество дефектов, объединенных в дефектную область;
p	— рабочее давление в трубопроводе, МПа;
$P_{\text{исп}}$	— максимальное испытательное давление для трубы, отремонтированной контролируемой шлифовкой, МПа;
$P_{\text{исп}}^3$	— максимальное испытательное давление для бездефектной трубы, МПа;
p_k	— контактное давление между трубой и муфтой, МПа;

- Q — параметр, учитывающий длину дефекта;
- Q_k — параметр, учитывающий длину k -ой расчетной части дефекта;
- R_0 — внешний радиус трубы, мм;
- R_1 — радиус кривизны вмятины в поперечном сечении трубы, мм;
- R_2 — радиус кривизны вмятины в продольном направлении, мм;
- R_1^T — параметр сопротивления растяжению (сжатию), МПа;
- S_i — расстояние в продольном направлении между двумя соседними дефектами, мм;
- S_k , — расстояние в окружном направлении между соседними дефектами, мм;
- t_n — номинальная толщина стенки трубы, мм;
- $t_{ост}$ — остаточная толщина стенки трубы, мм;
- t_p — расчетная толщина стенки трубы, мм;
- t_ϕ — фактическая толщина стенки трубы, мм;
- ω — параметр поврежденности, зависящий от геометрических размеров дефекта;
- ω_ϕ — параметр поврежденности трубы, рассчитанный по фактическим размерам вышлифованной области;
- ω_k — параметр поврежденности трубы от k -ой расчетной части дефекта;
- $[\omega]_{кр}^o$ — допустимое значение параметра поврежденности трубы при ремонте методом переизоляции с частичной заменой труб, обусловленное овальностью ее поперечного сечения;
- $[\omega]_{вр}^o$ — допустимое значение параметра поврежденности трубы при выборочном ремонте, обусловленное овальностью ее поперечного сечения;

- $[\omega]_{\text{кр}}^{\text{в}}$ — допустимое значение параметра поврежденности трубы с поверхностными дефектами при ремонте методом переизоляции с частичной заменой труб;
- $[\omega]_{\text{вр}}^{\text{в}}$ — допустимое значение параметра поврежденности трубы с поверхностными дефектами при выборочном ремонте;
- z_i — продольная координата j -ой точки измерения глубины дефекта сложной формы, мм;
- β — безразмерный параметр, зависящий от геометрических характеристик и механических свойств стали трубы;
- γ_d — коэффициент условий работы;
- γ_{fp} — коэффициент надежности по нагрузке (внутреннему давлению);
- γ_n — коэффициент надежности по ответственности;
- γ_{tu} — коэффициент надежности по материалу труб при расчете по прочности;
- γ_{ty} — коэффициент надежности по материалу труб при расчете по текучести;
- ε — относительная глубина дефекта;
- θ — овальность поперечного сечения трубы, %;
- $[\theta]_{\text{кр}}$ — допустимая овальность концов труб при ремонте методом переизоляции с частичной заменой труб, %;
- $[\theta]_{\text{вр}}$ — допустимая овальность концов труб при выборочном ремонте, %;
- ν — коэффициент Пуассона;
- $\sigma_{\text{в}}$ — нормативный предел прочности материала, МПа;
- $\sigma_{\text{кц}}$ — кольцевые напряжения в стенке трубы, МПа;
- $\sigma_{\text{н}}$ — номинальные напряжения в стенке трубы, МПа;
- σ_T — нормативный предел текучести материала, МПа.

3.3 В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

ВИК	– визуальный и измерительный контроль;
ВК	– вихрековый контроль;
ВТД	– внутритрубное техническое диагностирование;
ВР	– выборочный ремонт;
ДЭО	– дочернее эксплуатирующее общество ПАО «Газпром»;
КРН	– коррозионное растрескивание под напряжением;
МПК	– магнитопорошковый контроль;
НК	– неразрушающий контроль;
ПВК	– контроль проникающими веществами;
РК	– радиационный контроль;
СДТ	– соединительная деталь трубопровода;
УК	– ультразвуковой контроль.

4 Основные положения

4.1 Оценку дефектов труб и СДТ в соответствии с настоящим стандартом выполняют при проведении ремонта участков линейной части магистральных трубопроводов следующими методами:

- методом переизоляции с частичной заменой труб, при выполнении которого на отключенном и выведенном в ремонт участке линейной части магистрального трубопровода проводят замену защитного покрытия, с ремонтом или частичной заменой поврежденных труб;

- методом ВР, при котором на выведенном в ремонт участке линейной части магистрального трубопровода ремонтные работы выполняют на выявленных по результатам технического диагностического обследования (далее – обследование) локальных местах.

4.2 Оценку ремонтпригодности и передачу труб для восстановления в заводских условиях выполняют в соответствии с

СТО Газпром 2-2.3-1178–2019 (подраздел 6.1) при ремонте участка линейной части магистрального трубопровода методом полной замены труб, при проведении которого на отключенном и выведенном в ремонт участке линейной части магистрального трубопровода бывшие в эксплуатации трубы заменяют на новые.

4.3 Для участков линейной части магистральных трубопроводов с номинальным диаметром менее 300 мм, для которых ремонт методом переизоляции с частичной заменой труб не применяют, оценку дефектов выполняют при применении метода ВР и метода полной замены труб.

4.4 Оценка дефектов труб и СДТ выполняют по результатам обследования. При проведении обследования труб и СДТ используют классификацию дефектов в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-531–2011 (раздел 9).

4.5 Обследование проводят на вскрытых и очищенных от защитного покрытия участках трубопровода или на приобъектовых площадках по ремонту труб. При проведении обследования следует использовать результаты предыдущих обследований, проводившихся в процессе эксплуатации участка трубопровода (например, ВТД, обследования в шурфах, коррозионные обследования и др.).

4.6 В пределах приобъектовых площадок необходимо иметь техническое оснащение, обеспечивающее:

- разгрузку и погрузку труб и СДТ;
- складирование труб и СДТ;
- перемещение труб и СДТ;
- свободное вращение труб;
- свободный доступ к трубам и СДТ для обследования и ремонта;
- электроснабжение не менее 6 кВт на каждое место по подготовке труб и СДТ.

4.7 Обследование труб и СДТ проводят специалисты структурного подразделения ДЭО, осуществляющие НК, или организации, осуществляющие техническое диагностирование магистральных трубопроводов.

Структурные подразделения и специалисты, выполняющие НК на опасных производственных объектах, должны быть аттестованы в области систем НК и иметь необходимые аттестационные документы по определенным видам НК (ВИК, УК, ВК, МПК, ПВК, РК) в соответствии с требованиями законодательства стран применения настоящего стандарта.

4.8 Оборудование, применяемое для обследования линейной части магистральных трубопроводов, должно быть аттестовано, средства измерений для НК должны быть поверены или откалиброваны и иметь действующие свидетельства о поверке (сертификаты калибровки) в соответствии с Федеральным законом [2].

4.9 Объемы и методы НК при ремонте методом переизоляции с частичной заменой труб определяют по 5.1, при ВР – по 6.1, для труб с заводским защитным покрытием – по 8.1.

4.10 Обнаружение, определение параметров и оценку размеров трещиноподобных дефектов осуществляют согласно Р Газпром 2-2.3-1251–2021 [3]. Для подтверждения глубины трещиноподобных дефектов, определенной методами НК, применяют метод контролируемой шлифовки или контролируемого пропила в местах наибольших показаний вихретокового дефектоскопа.

4.11 Применяемые методы и средства контроля должны выявлять поверхностные дефекты наружной поверхности труб и СДТ глубиной 5 % и более от фактической толщины стенки трубы.

4.12 Объемы и методы НК кольцевых сварных соединений определяют в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-083 и СТО Газпром 2-2.4-715.

4.13 По результатам проведенных обследований оформляют ведомость дефектов по форме, приведенной в приложении А.

4.14 Оценку дефектов, определение ремонтпригодности и назначение методов ремонта труб и СДТ при ремонте линейной части магистральных трубопроводов проводит комиссия, назначаемая распорядительным документом ДЭО, в составе не менее трех человек, представляющих, как правило:

- ДЭО;
- организацию, осуществляющую обследование труб и СДТ;
- организацию, осуществляющую строительный контроль (технический надзор) обследуемого участка линейной части магистрального трубопровода.

4.15 При планировании ремонта методом переизоляции с частичной заменой труб дальнейшее применение труб, изготовленных по техническим условиям, разработанным до 1975 года, согласовывают со структурным подразделением ПАО «Газпром, осуществляющим формирование и проведение единой технической политики в сфере технического обеспечения транспортировки газа и газового конденсата по магистральным трубопроводам Общества¹⁾ для каждого объекта ремонта индивидуально в зависимости от объема переизоляции и результатов предремонтного обследования.

4.16 Критерии оценки работоспособности и ремонтпригодности труб и гнутых отводов с углом изгиба до 6° включительно при проведении ремонта участка линейной части магистрального трубопровода методом переизоляции с частичной заменой труб определяют в соответствии с разделом 5.

¹⁾ В соответствии с Положением о Департаменте 308 (утверждено приказом ПАО «Газпром» от 23.08.2016 № 532) функция возложена на Департамент 308.

4.17 Критерии оценки работоспособности и ремонтпригодности труб и гнутых отводов с углом изгиба до 6° включительно при проведении ВР участка линейной части магистрального трубопровода определяют в соответствии с разделом 6.

4.18 Поверхностные коррозионные дефекты стенки труб и механические повреждения типа «риска», «царапина», «продир», «плена», «закат», а также единичные трещины и дефекты КРН, расположенные на расстоянии не менее 50 мм от заводских сварных швов и/или на расстоянии не менее 100 мм от кольцевых сварных стыков, относят к незначительным повреждениям, если минимальная остаточная толщина стенки в зоне повреждения $t_{\text{ост}}$ при любой длине и ширине повреждения составляет не менее 90 % от расчетной толщины стенки трубы t_p , определенной по 5.4.3.

Трубы с незначительными повреждениями относят к ремонтпригодным без проведения оценки работоспособности.

4.19 Методы контроля и способы ремонта труб с защитным полиэтиленовым покрытием заводского нанесения при проведении ВР и ремонта методом переизоляции с частичной заменой труб применяют в соответствии с разделом 8.

4.20 Определение ремонтпригодности и назначение способов ремонта СДТ проводят в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-531-2011 (раздел 10).

4.21 На трубах и СДТ, подлежащих вырезке, стрелкой указывают направление хода газа. Стрелку наносят несмываемой краской на образующую трубы или СДТ и надписывают рядом со стрелкой ее угловую ориентацию в часовой позиции по двенадцатичасовому циферблату.

4.22 Каждая вырезанная труба и СДТ должна быть промаркирована в процессе вырезки. Маркировку наносят на внутреннюю поверхность

трубы или СДТ на расстоянии от 100 до 500 мм от начала трубы по ходу газа несмываемой краской.

Маркировка вырезанных труб включает:

- наименование дочернего газотранспортного общества и филиала ДЭО;
- наименование магистрального трубопровода и километраж ремонтируемого участка линейной части, с которого вырезана труба;
- номинальный диаметр, фактическую толщину стенки и длину трубы;
- дату вырезки;
- номер трубы, соответствующий номеру в ведомости дефектов, приведенной в приложении А.

5 Оценка работоспособности и ремонтпригодности труб при ремонте участков линейной части магистральных трубопроводов методом переизоляции с частичной заменой труб

5.1 Объемы и методы контроля труб при ремонте линейной части магистральных трубопроводов методом переизоляции с частичной заменой труб

5.1.1 Обследование участков линейной части магистральных трубопроводов при ремонте методом переизоляции с частичной заменой труб проводят по завершении удаления защитного покрытия и очистки труб и СДТ. Требования к чистоте (шероховатости) очищенной поверхности принимают в соответствии с требованиями документации на применение методов НК.

5.1.2 До начала обследования трубы и СДТ нумеруют. Номера наносят на внешнюю поверхность трубы или СДТ несмываемой краской. При наличии результатов ВТД, следует принимать нумерацию труб и СДТ в соответствии с трубным журналом. Для кольцевых сварных соединений

используют идентификационный номер, состоящий из номеров стыкуемых элементов. Нумерацию кольцевых сварных соединений допускается принимать в соответствии с отчетом ВТД, в котором номер кольцевого сварного соединения соответствует номеру следующей за ним по ходу газа трубы.

5.1.3 Обследование линейной части магистральных трубопроводов при ремонте методом переизоляции с частичной заменой труб проводят в следующей последовательности:

- обследование с применением наружного сканера-дефектоскопа, применяемого для линейной части магистральных трубопроводов диаметром 530 мм и более;
- ВИК труб, СДТ и сварных соединений;
- приборное обследование основного металла труб и СДТ средствами НК;
- НК заводских и монтажных сварных соединений.

5.1.4 Для обнаружения, локализации и оценки глубины дефектов применяют следующие методы НК:

- ВИК по ГОСТ Р ЕН 13018;
- УК по ГОСТ 20415, ГОСТ 12503, ГОСТ Р 55724, ГОСТ Р ИСО 16809, ГОСТ Р 55809;
- ВК по ГОСТ 8.283, ГОСТ Р ИСО 15549;
- МПК по ГОСТ Р 56512;
- РК по ГОСТ 3242, ГОСТ 7512;
- капиллярный контроль (ПВК) по ГОСТ 18442.

5.1.5 Объемы НК при обследовании участков линейной части магистральных трубопроводов принимают не менее объемов по 5.1.6–5.1.12.

5.1.6 Обследованию сканерами-дефектоскопами в объеме 100 % поверхности подлежат трубы и СДТ диаметром от 530 мм и более. Для труб

и СДТ диаметром менее 530 мм выполняют ВК (поисковый режим) основного металла в объеме 100 % поверхности.

5.1.7 ВИК основного металла и сварных соединений проводят в объеме 100 % поверхности труб.

При проведении ВИК определяют:

а) геометрические размеры труб:

- 1) длину;
- 2) диаметр;
- 3) фактическую толщину стенки;

б) овальность концов труб, выполняя измерение овальности по внутренней поверхности на расстоянии до 150 мм от торца трубы¹⁾;

в) размеры и координаты дефектов основного металла:

- 1) коррозионных и стресс-коррозионных дефектов;
- 2) вмятин и гофров;
- 3) царапин и задиров;
- 4) дефектов заводских сварных соединений (например, подрезов, смещений кромок и других дефектов сварки);
- 5) других видов повреждений.

5.1.8 ВК поверхности основного металла и околошовной зоны проводят в объеме не менее 5 % от площади поверхности трубы с учетом результатов ВИК, а также в местах выявленных аномалий и на участках поверхности трубы, не обследованных наружным сканером-дефектоскопом.

5.1.9 МПК выполняют для подтверждения и визуализации металлургических и стресс-коррозионных дефектов, выявленных при предшествующих обследованиях другими методами НК. МПК допускается заменять капиллярным (ПВК) методом контроля.

¹⁾ Для труб, не демонтируемых из магистрального трубопровода, овальность измеряют только на «свободном» торце, подготавливаемом под сварку.

5.1.10 Максимальную глубину определяют для каждого дефекта или группы дефектов с использованием результатов ВИК, ВК или УЗК.

5.1.11 Для определения фактической толщины стенки основного металла труб выполняют ультразвуковую толщинометрию. Измерения проводят на бездефектных участках поверхности основного металла труб в трех сечения – в двух на торцах и в одном сечении посередине трубы.

5.1.11.1 Ультразвуковую толщинометрию одношовных труб проводят в каждом сечении в четырех точках. Первую точку выбирают в непосредственной близости от продольного шва, положение остальных точек определяют через каждые три часа по часовой стрелке в направлении хода газа.

5.1.11.2 Ультразвуковую толщинометрию двухшовных труб проводят независимо для каждого листа в трех точках. Две точки в каждом сечении выбирают в непосредственной близости от продольных швов, одну точку – в центре листа.

5.1.11.3 Ультразвуковую толщинометрию бесшовных труб проводят в четырех точках в каждом сечении. Точки измерений назначают по часам 3, 6, 9 и 12.

5.1.11.4 В каждой точке измерение толщины проводят не менее трех раз. Фактическая толщина стенки определяется среднеарифметическим значением всех выполненных измерений.

5.1.12 УК продольных заводских сварных швов и кольцевых сварных соединений выполняют в объеме 100 % протяженности. При обследовании сварных соединений допускается применять дополнительные методы НК (например, рентгенографический, капиллярный (ПВК) и другие).

5.1.13 По результатам обследования оформляют ведомость дефектов труб по форме, приведенной в приложении А, в которой

фиксируют результаты обследования и указывают допускаемый метод ремонта.

5.1.14 Внесению в ведомость дефектов подлежат все обнаруженные дефекты. Минимальную глубину регистрируемых и оцениваемых вмятин и высоту гофров принимают:

- 3 мм, если значение толщины стенки трубы или СДТ равно или больше 10 мм;
- 0,3 от значения толщины стенки трубы или СДТ, если значение менее 10 мм.

5.2 Идентификация и освидетельствование труб и соединительных деталей

5.2.1 Для проведения процедур идентификации/освидетельствования труб и СДТ ДЭО предоставляет:

- копии заводских сертификатов соответствия на трубы (при наличии);
- исполнительную и эксплуатационную документацию.

5.2.2 При идентификации труб проводят:

- а) осмотр труб;
- б) расшифровку заводской маркировки труб (при наличии), содержащей:

- 1) данные о заводе-изготовителе;
- 2) технические условия;
- 3) номинальные размеры;
- 4) номер партии, номер плавки и номера трубы;
- 5) марку стали;
- 6) год изготовления;

в) сравнение данных заводской маркировки труб с данными сертификатов соответствия;

- г) оформление акта результатов идентификации труб.

5.2.3 Обязательным условием идентификации труб является соответствие одной из записей в сертификате соответствия (паспорте) данным маркировки, нанесенной на трубу:

- номер плавки;
- заводской номер трубы.

5.2.4 При отсутствии сертификатов соответствия (паспортов) либо заводской маркировки, соответствующих сведениям по 5.2.1 и 5.2.2, проводят процедуру освидетельствования, включающую:

- анализ исполнительной документации;
- определение фактических геометрических параметров труб и СДТ (длина, диаметр и фактическая толщина стенки трубы);
- определение фактического химического состава металла труб и СДТ;
- определение фактического уровня прочности труб и СДТ для определения их нормативного прочностного класса;
- оценку соответствия труб и СДТ требованиям применяемых в ПАО «Газпром» нормативных документов¹⁾.

5.2.5 Анализ химического состава проводят на каждой трубе с использованием спектрального метода анализа по ГОСТ 18895. Определение химического состава допускается проводить другими методами, обеспечивающими сопоставимую точность с ГОСТ 18895. Для двухшовных труб определение химического анализа выполняют на двух элементах (листах), из которых изготовлена труба.

Результаты анализа химического состава основного металла труб и СДТ оформляют протоколом по форме, приведенной в приложении Б.

5.2.6 Определение фактического уровня прочности металла трубы и оценку соответствия требованиям технических условий выполняют

¹⁾ Нормативным документом являются технические условия заводов-изготовителей труб и СДТ или национальный/межгосударственный стандарт (ГОСТ Р/ГОСТ), по которому изготавливают трубы и СДТ.

сопоставлением значения временного сопротивления разрыву, определенного по результатам измерения твердости в соответствии с ГОСТ 22761–77 (приложение 2).

5.2.7 Оценка соответствия (освидетельствование) труб и СДТ требованиям, применяемых в ПАО «Газпром» нормативных документов, включает:

- предварительную оценку по нормам содержания химических элементов металла труб и СДТ;
- предварительную оценку по механическим свойствам металла труб и СДТ;
- предварительную оценку по геометрическим параметрам труб и СДТ;
- определение стандартов и (или) технических условий, на соответствие которым проверяются трубы и СДТ;
- окончательную оценку труб и СДТ (выбор конкретных технических условий или стандарта).

5.2.8 По результатам проведения идентификации/освидетельствования составляют акт результатов идентификации/освидетельствования труб в соответствии с приложением В.

5.3 Трубы и соединительные детали, подлежащие вырезке независимо от технического состояния

5.3.1 При ремонте участков линейной части магистральных трубопроводов методом переизоляции с частичной заменой труб бракуют и вырезают:

- спиральношовные трубы;
- электросварные трубы¹⁾ диаметром 1020 мм;

¹⁾ Производства Франции по ТУ 40/48-73 из стали контролируемой прокатки.

- электросварные прямошовные трубы^{1),2)};
- бесшовные горячекатанные трубы³⁾ диаметром 530 и 720 мм;
- двухшовные трубы в регионах с высокой предрасположенностью к КРН по СТО Газпром 2-2.3-760–2013 (приложение Б);
- электросварные прямошовные трубы с кольцевым сварным швом.

5.3.2 При ремонте участков трубопроводов методом переизоляции с частичной заменой труб не допускаются к применению:

- трубы с гофрами высотой более 3 мм или 0,3 от толщины стенки трубы толщиной менее 10 мм;
- трубы с расслоениями металла стенки с выходом на поверхность;
- гнутые отводы, на вогнутой стороне которых имеется гофр(ы) высотой более 50 % от номинальной толщины стенки или более 10 мм, а также с шагом менее 30 мм⁴⁾;
- сварные тройники с усиливающими накладками;
- сварные (сегментные) отводы;
- сварные соединительные детали, изготовленные в трассовых и базовых условиях или изготовленные по техническим условиям, не согласованным ПАО «Газпром».

5.4 Оценка работоспособности и ремонтпригодности труб с поверхностными дефектами

5.4.1 При проведении ремонта участков линейной части магистральных трубопроводов методом переизоляции с частичной заменой труб замене или ремонту врезкой катушки подлежат трубы с поверхностными

¹⁾ Производства СССР по техническим условиям до 1976 года.

²⁾ Производства Швеции, поставленные по контрактам до 1970 года.

³⁾ Производства национального предприятия Хомутов (бывшая Чехословакия), поставленные до 1975 года по техническим условиям, контрактам и другим документам.

⁴⁾ Вне зависимости от высоты гофра(ов).

дефектами, включающими коррозионные дефекты, единичные трещины и дефекты КРН, не относящиеся по 4.18 к незначительным повреждениям, длина которых составляет более 300 мм¹⁾.

5.4.2 Ремонтопригодность труб с коррозионными дефектами, единичными трещинами и дефектами КРН длиной менее 300 мм и с механическими повреждениями типа «риска», «царапина», «продир», «плена», «закат» любой длины определяют по условию

$$t_{\text{ост}} \geq c_5 \cdot t_p \cdot \frac{Q-a}{Q-c_5}. \quad (5.1)$$

Безразмерный параметр Q , учитывающий длину дефекта, вычисляют при L , равной 300 мм, по формуле

$$Q = \sqrt{a + c_2 \cdot L^2 / (D_H \cdot t_p)}. \quad (5.2)$$

При проведении расчетов длину дефекта увеличивают на 2 мм, а глубину – на 0,2 мм.

5.4.3 Расчетную толщину стенки трубы t_p , мм, определяют, используя данные идентификации/освидетельствования и проведенных обследований по формуле

$$t_p = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{b \cdot (R_1^T + n \cdot p)}. \quad (5.3)$$

Значение параметра сопротивления растяжению (сжатию) R_1^T , МПа, вычисляют по формуле

$$R_1^T = \frac{m \cdot \sigma_B}{k_1 \cdot k_H}. \quad (5.4)$$

¹⁾ Вне зависимости от глубины и ширины дефекта.

Примечания

1 Для магистральных газопроводов ПАО «Газпром», спроектированных до введения в действие СП 36.13330.2012 [4] (до 01.07.2013), для определения расчетной толщины стенки труб применяется СНиП 2.05.06 85* [5].

2 При необходимости оценки ремонтпригодности труб на эксплуатируемых участках линейной части магистральных газопроводов, спроектированных и построенных до введения в действие СНиП 2.05.06 85* [5] (до 01.01.1986), для определения расчетной толщины стенки труб могут быть использованы архивные нормы проектирования, которые действовали в период разработки проектной документации на эти участки.

5.4.4 Поверхностный дефект рассматривают как одиночный изолированный от других при выполнении как минимум одного из следующих условий:

- для расстояния S_i , мм, в продольном направлении между двумя соседними дефектами

$$S_i > c \cdot t_{\phi}; \quad (5.5)$$

- для расстояния S_k , мм, в окружном направлении между соседними дефектами

$$S_k > c \cdot t_{\phi}. \quad (5.6)$$

5.4.5 В случае, если условия (5.5) и (5.6) одновременно не выполняются, то необходимо учитывать взаимодействие дефектов и ремонтпригодность трубы оценивать с учетом дефектной области, в которую включают взаимодействующие между собой дефекты.

5.4.6 Ремонтпригодность трубы с дефектной областью определяют по условию (5.1), в котором в качестве $t_{\text{ост}}$ принимают минимальное значение остаточной толщины из дефектов, объединенных в дефектную область, а длину дефекта L , мм, принимают равной общей длине дефектной области и вычисляют по формуле

$$L = L_{n_d} + \sum_{i=1}^{n_d-1} (L_i + S_i). \quad (5.7)$$

5.4.7 В случае, если условие (5.1) для одиночного дефекта или дефектной области выполняется, то трубу с дефектом или с дефектной областью относят к ремонтпригодным. В случае, если условие (5.1) не выполняется, то трубу с дефектом или с дефектной областью бракуют и вырезают.

5.4.8 Ремонтпригодные трубы подлежат вырезке и последующему ремонту контролируемой шлифовкой на приобъектовых площадках.

Пример оценки ремонтпригодности трубы с поверхностными дефектами приведен в приложении Г.

5.5 Оценка работоспособности и ремонтпригодности труб с вмятинами

5.5.1 При ремонте участков линейной части магистральных трубопроводов методом переизоляции с частичной заменой труб на поверхности трубы не допускаются вмятины глубиной более 6,0 мм.

5.5.2 Замене или ремонту врезкой катушки вне зависимости от размеров вмятин подлежат трубы, содержащие вмятины:

- на сварном шве;
- находящиеся в пределах ± 100 мм от края валика кольцевого сварного шва и/или в пределах ± 50 мм от края валика продольного сварного шва;
- внутри контура которых обнаружены дефекты стенки трубы любого происхождения (например, трещины, царапины, задиры, утонения стенки коррозионного или иного происхождения и другие);
- внутри контура которых или на границе сопряжения контура с основной поверхностью трубы имеются изломы.

5.6 Оценка работоспособности и ремонтпригодности труб с дефектами овализации поперечного сечения

5.6.1 Значение овальности θ , %, на концах труб, подготавливаемых под сварку, вычисляют по формуле

$$\theta = \frac{D_{max} - D_{min}}{D_H} \cdot h. \quad (5.8)$$

5.6.2 Овальность концов труб с толщиной стенки до 20 мм, подготовленных под сварку, не должна превышать 1 %, для труб толщиной 20 мм и более – 0,8 %.

5.6.3 При невыполнении условий по 5.6.2, допускается ремонтировать трубы по 7.12, если фактическая овальность ее концов θ , %, рассчитанная по формуле (5.8) удовлетворяет условию

$$\theta \leq [\theta]_{кр}. \quad (5.9)$$

5.6.4 Значение допустимой овальности трубы $[\theta]_{кр}$, %, вычисляют по формуле

$$[\theta]_{кр} = \frac{b \cdot t_H}{c \cdot D_H} \cdot \frac{[\omega]_{кр}^0}{\beta} \cdot \left(a + \frac{\beta}{a - [\omega]_{кр}^0} \right) \cdot h. \quad (5.10)$$

Безразмерный параметр β вычисляют по формуле

$$\beta = \frac{a}{a - \nu^2} \cdot \left(\frac{t_\phi}{D_H} \right)^2 \cdot \frac{E}{\sigma_T}. \quad (5.11)$$

5.6.5 Допустимое значение параметра поврежденности трубы при ремонте методом переизоляции с частичной заменой труб, обусловленное овальностью ее поперечного сечения $[\omega]_{кр}^0$, которое должно соответствовать условиям недопустимости пластических деформаций по СП 36.13330.2012 [4], вычисляют по формуле

$$[\omega]_{кр}^0 = a - \frac{c_5 \cdot k_H \cdot \sigma_{кц}}{m \cdot \sigma_T}. \quad (5.12)$$

Значения кольцевых напряжений $\sigma_{кц}$, МПа, вычисляют по формуле

$$\sigma_{кц} = \frac{p \cdot (D_H - b \cdot t_\phi)}{b \cdot t_\phi}. \quad (5.13)$$

5.6.6 Трубы, овальность концов которых не удовлетворяет условию (5.9), подлежат замене или ремонту обрезкой катушки.

5.7 Оценка работоспособности кольцевых сварных соединений

При проведении ремонта методом переизоляции с частичной заменой труб оценку работоспособности и ремонтпригодности дефектных кольцевых сварных соединений выполняют в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-083–2006 (раздел 6).

6 Оценка работоспособности и ремонтпригодности труб с дефектами при выборочном ремонте участков линейной части магистральных трубопроводов

6.1 Объемы и методы контроля труб при выборочном ремонте участков линейной части магистральных трубопроводов

6.1.1 Локальные участки линейной части магистральных трубопроводов, подлежащие проведению ВР, назначают на основе анализа данных о дефектности металла труб, сварных соединений и защитного покрытия.

6.1.2 Обследования труб и СДТ на локальных участках проводят с применением оборудования и методов НК, соответствующих требованиям по 4.8 и 4.9.

6.1.3 Объем НК труб и СДТ на локальных участках принимают в зависимости от вида, числа и параметров дефектов, выявленных при диагностировании на вскрытом участке линейной части магистрального трубопровода.

6.1.4 По результатам обследований при проведении ВР участков линейной части магистральных трубопроводов замене или ремонту врезкой катушки подлежат трубы с дефектами по 5.3.2 и 5.5.2 за исключением труб с вмятинами, в площади которых обнаружены поверхностные дефекты стенки трубы (кроме трещин) под которыми остаточная толщина стенки трубы составляет не менее 90 % от расчетной, определенной по 5.4.3.

6.2 Идентификация и освидетельствование труб и соединительных деталей

6.2.1 Идентификацию труб и СДТ при проведении ВР выполняют по 5.2.2, 5.2.3.

6.2.2 При отсутствии сертификатов соответствия (паспортов) либо заводской маркировки, соответствующей сведениям по 5.2.1 и 5.2.2, выполняют упрощенную процедуру освидетельствования, включающую оценку класса прочности ремонтируемых труб.

6.2.3 Класс прочности ремонтируемых труб оценивают по значению параметра K_T , кгс/мм², рассчитанному с учетом определенной по 5.1.11 фактической толщины стенки трубы, по формуле

$$K_T = c_7 \cdot k_{\Pi} \cdot \sigma_{\text{кц}} / c_8. \quad (6.1)$$

Значение коэффициента перегрузки k_{Π} вычисляют по формуле

$$k_{\Pi} = \frac{n \cdot k_{\Pi}}{m}. \quad (6.2)$$

Значения кольцевых напряжений $\sigma_{\text{кц}}$ вычисляют по формуле (5.13).

Класс прочности трубы принимают равным ближайшему меньшему значению из ряда значений в соответствии с ГОСТ 20295–85 (пункт 1.2).

По результатам проведения освидетельствования оформляют акт в соответствии с приложением Д.

6.3 Оценка работоспособности и ремонтпригодности труб с поверхностными дефектами

6.3.1 При проведении ВР, замене или ремонту врезкой катушки подлежат трубы, содержащие поверхностные дефекты (например, единичные трещины, дефекты КРН, коррозия и механические повреждения типа «риска», «царапина», «продир», «плена», «закат»), минимальная остаточная толщина стенки которых в зоне дефекта $t_{\text{ост}}$ составляет менее 70 % от расчетной толщины стенки трубы t_p , рассчитанной по 5.4.3. Замену труб или ремонт врезкой катушки выполняют вне зависимости от длины и ширины дефекта.

6.3.2 Ремонтопригодность трубы с одиночным поверхностным дефектом или дефектной областью длиной L , мм, не отнесенными по 4.18 к незначительным повреждениям, определяют по условию

$$t_{\text{ост}} \geq (1 - [\omega]_{\text{вр}}^{\text{в}}) \cdot t_p \cdot \frac{Q-1}{Q-(1-[\omega]_{\text{вр}}^{\text{в}})}. \quad (6.3)$$

Параметр Q , учитывающий длину дефекта L , мм, вычисляют по формуле (5.2).

6.3.3 Максимально допустимое значение параметра поврежденности трубы $[\omega]_{\text{вр}}^{\text{в}}$, используя методический подход по СТО Газпром 2-2.3-184, вычисляют по формуле

$$[\omega]_{\text{вр}}^{\text{в}} = a - \frac{k_1 \cdot (a + c_6 \cdot k_{\text{п}})}{K_{\phi} \cdot (k_1 + c_6)}. \quad (6.4)$$

Значение коэффициента перегрузки $k_{\text{п}}$ вычисляют по формуле (6.2).

Значения фактического коэффициента запаса бездефектной трубы K_{ϕ} вычисляют по формуле

$$K_{\phi} = \frac{b \cdot t_{\phi} \sigma_{\text{в}}}{p \cdot (D_{\text{н}} - b \cdot t_{\phi})}. \quad (6.5)$$

Значение фактической толщины стенки t_{ϕ} определяют по 5.1.11.

Примечание – Допустимое значение параметра поврежденности $[\omega]_{\text{вр}}^{\text{в}}$ соответствует классу безопасности «низкий» по СТО Газпром 2-2.3-184.

6.3.4 При ремонте участков линейной части магистральных трубопроводов, спроектированных и построенных в соответствии с ГОСТ Р 55989 определяют:

а) значение коэффициента надежности по материалу k_1 :

1) при расчете коэффициента запаса по пределу прочности материала по формуле

$$k_1 = \gamma_{\text{мш}}; \quad (6.6)$$

2) при расчете коэффициента запаса по пределу текучести материала

по формуле

$$k_1 = \gamma_{my}; \quad (6.7)$$

б) значение коэффициента перегрузки k_n при расчетах по пределу прочности и по пределу текучести материала по формуле

$$k_n = \frac{\gamma_{fp} \cdot \gamma_n}{\gamma_d}. \quad (6.8)$$

Значения параметров γ_{mu} , γ_{my} , γ_n , γ_d и γ_{fp} определяют в соответствии с ГОСТ Р 55989–2014 (подразделы 13.1, 13.2 и таблица 11).

6.3.5 В случае, если условие (6.3) для одиночного дефекта или дефектной области выполняется, то трубу с дефектом или с дефектной областью относят к ремонтпригодным.

6.3.6 При невыполнении условия (6.3) ремонтпригодность трубы определяют по параметру поврежденности ω , рассчитанному для одиночного дефекта или дефектной области, схематизированных как дефект сложного профиля.

6.3.7 Дефектом сложного профиля является одиночный дефект с известным или измеренным профилем, а также группа дефектов, схематизируемая как дефектная область по 5.4.4 – 5.4.6 при известных или измеренных профилях каждого дефекта, входящего в дефектную область.

6.3.8 Для определения профиля дефекта глубину дефекта в местах утонения стенки трубы более 10 % от толщины стенки измеряют по сетке с шагом не более 25 мм. На участках с утонением стенки трубы менее 10 % от толщины стенки шаг измерений не регламентируется. При длине утонений стенки трубы более 500 мм допускается увеличивать шаг измерений до 100 мм.

6.3.9 Проекцию дефекта на продольную ось трубы разбивают на участки, ограниченные двумя последовательно расположенными точками измерения глубины по 6.3.8.

В пределах проекции дефекта выделяют K расчетных частей для N точек измерений глубины дефекта. Каждая расчетная часть образует непрерывную последовательность участков, ограниченных двумя последовательно расположенными точками измерений глубины.

Количество расчетных частей K определяют по формуле

$$K = \frac{(N - a) \cdot N}{b}. \quad (6.9)$$

6.3.10 Площадь каждой расчетной части A_k , мм², с порядковым номером k , который изменяется от 1 до K , вычисляют по формуле

$$A_k = \sum_{j=n_1}^{n_2} A_j = \sum_{j=n_1}^{n_2} d_j \cdot L_j. \quad (6.10)$$

Значения длины j -го участка L_j , мм, входящего в каждую расчетную часть, с учетом двух последовательно расположенных значений продольных координат i -ой и $i+1$ -ой точек измерения глубины дефекта z_i , мм, и z_{i+1} , мм, вычисляют по формуле

$$L_j = z_{i+1} - z_i. \quad (6.11)$$

Значения средней глубины d_j , мм, на j -ом участке вычисляют по двум последовательным значениям измерения глубины d_i , мм, и d_{i+1} , мм, по формуле

$$d_j = \frac{d_{i+1} + d_i}{b}. \quad (6.12)$$

6.3.11 Значение параметра поврежденности трубы от дефекта, эквивалентного рассматриваемой расчетной части, ω_k вычисляют по формуле

$$\omega_k = \frac{A_k}{A_{0k}} \cdot \frac{Q_k - a}{Q_k - \frac{A_k}{A_{0k}}}. \quad (6.13)$$

Значения общей длины расчетной части L_k , мм, первоначальной (без дефекта) площади расчетной части A_{0k} , мм², и безразмерного параметра длины расчетной части Q_k вычисляют по формулам

$$L_k = \sum_{j=n_1}^{n_2} L_j, \quad (6.14)$$

$$A_{0k} = t_{\phi} \cdot L_k, \quad (6.15)$$

$$Q_k = \sqrt{a + c_2 \cdot \frac{L_k^2}{D_n \cdot t_{\phi}}}. \quad (6.16)$$

6.3.12 В качестве параметра поврежденности ω трубы с дефектом сложного профиля или дефектной областью принимают рассчитанное по формуле (6.13) максимальное из всех k расчетных частей значение ω_k , удовлетворяющее условию, определяемому по формуле

$$\omega = \max_k \omega_k. \quad (6.17)$$

6.3.13 В случае, если полученное по формуле (6.17) значение параметра поврежденности ω для одиночного дефекта сложного профиля или дефектной области удовлетворяет условию $\omega \leq [\omega]_{\text{вр}}^{\text{в}}$, то при проведении ВР участка трубу с дефектом или с дефектной областью относят к ремонтпригодным.

В случае, если условие $\omega \leq [\omega]_{\text{вр}}^{\text{в}}$ для значения параметра поврежденности ω не выполняется, то при проведении данного вида ремонта трубу или ее часть (катушку) вырезают.

Пример расчета параметра поврежденности для одиночного дефекта или дефектной области, схематизированных как дефект сложного профиля, приведен в приложении Е.

6.4 Оценка работоспособности труб с вмятинами

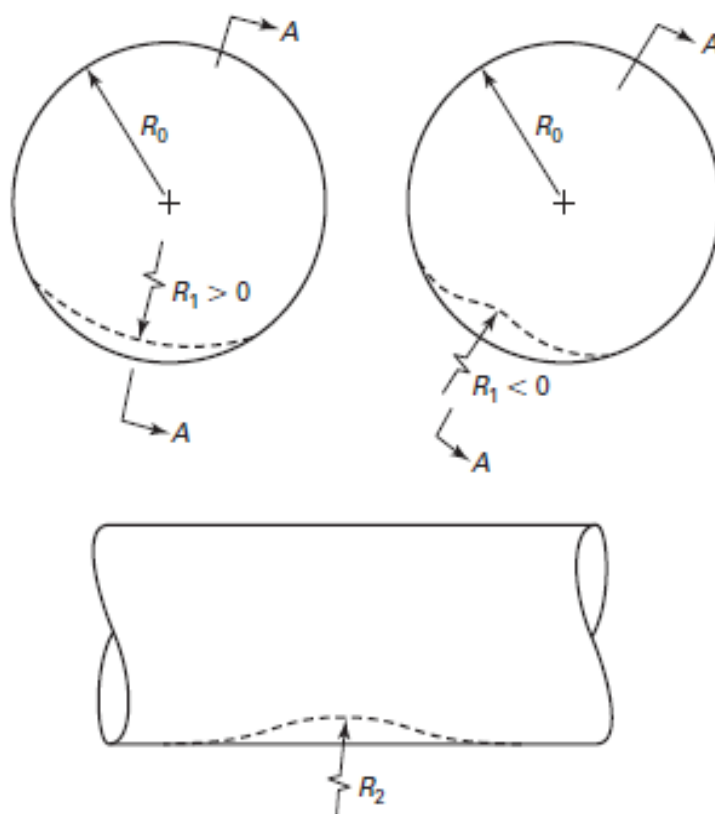
6.4.1 При проведении ВР вне зависимости от размеров замены или ремонту врезкой катушки подлежат трубы, содержащие вмятины имеющие изломы внутри их контура или на границе сопряжения контура с основной поверхностью трубы.

6.4.2 Вмятину на сварном шве считают недопустимой и удаляют, если ее глубина превышает 2 % от наружного диаметра трубы при любых значениях длины в окружном и продольном направлениях.

6.4.3 Гладкую вмятину считают недопустимой и удаляют, если ее глубина превышает 5 % от наружного диаметра трубы при любых значениях длины в окружном и продольном направлениях.

6.4.4 Допустимость гладких вмятин глубиной не более 5 % от наружного диаметра трубы и вмятин на сварном шве глубиной не более 2 % от наружного диаметра трубы определяют по 6.4.10 или 6.4.11 с учетом расчета значения эквивалентной деформации в области вмятины по 6.4.9.

6.4.5 Уровень деформаций трубы в зоне вмятин оценивают на основании измеренных методами ВИК параметров контура вмятины, приведенных на рисунке 6.1.



R_0 – внешний радиус трубы, равный половине ее наружного диаметра D

R_1 – радиус кривизны вмятины в поперечном сечении трубы

R_2 – радиус кривизны вмятины в продольном направлении по оси трубы

Рисунок 6.1 – Исходные геометрические параметры, характеризующие результаты измерения кривизны в области вмятин, используемые для оценивания деформаций

6.4.6 Значение радиуса кривизны R_1 принимают положительным ($R_1 > 0$) при плавном локальном смятии стенки трубы в поперечном сечении и отрицательным ($R_1 < 0$) в случае образования вмятины с внутренним угловым углублением в сечении (см. рисунок 6.1).

6.4.7 При проведении расчетов дополнительно учитывают:

- значение фактической толщины стенки трубы t_ϕ ;
- измеренные значения глубины d в самом глубоком месте контура вмятины и значения длины вмятины L_1 и L_2 в поперечном и продольном направлении соответственно.

6.4.8 Значения деформации e_1 , %, от изгиба в окружном направлении с учетом знака радиуса кривизны R_1 по 6.4.6, деформации от изгиба e_2 , %, в продольном направлении и деформации e_3 , %, от растяжения в продольном направлении вычисляют по формулам

$$e_1 = \frac{t_\phi}{b} \cdot \left(\frac{a}{R_0} - \frac{a}{R_1} \right), \quad (6.19)$$

$$e_2 = \frac{t_\phi}{b} \cdot \frac{a}{R_2}, \quad (6.20)$$

$$e_3 = \frac{a}{b} \cdot \left(\frac{d}{L_2} \right)^2. \quad (6.21)$$

Значения радиусов кривизны R_1 , мм, и R_2 , мм, входящие в формулы (6.19) и (6.20), для плавной локальной вмятины ($R_1 > 0$), выявленной по результатам ВИК, вычисляют по формулам

$$R_1 = \frac{d^2 + (L_1/b)^2}{b \cdot d}, \quad (6.22)$$

$$R_2 = \frac{d^2 + (L_2/b)^2}{b \cdot d}. \quad (6.23)$$

Значения радиусов кривизны R_1 , мм, и R_2 , мм, входящие в формулы (6.19) и (6.20), для вмятины с внутренним угловым углублением ($R_1 < 0$), выявленной по результатам ВИК, вычисляют по формулам

$$R_1 = -\frac{L_1^2}{d \cdot [c \cdot \pi^2 - f \cdot (L_1/R_0)^2]}, \quad (6.24)$$

$$R_2 = \frac{L_2^2}{c \cdot \pi^2 \cdot d}. \quad (6.25)$$

6.4.9 Значения эквивалентной (обобщенной) деформации e , %, характеризующей сложное напряженно-деформированное состояние в области вмятины, учитывая результаты вычислений, полученных по 6.4.8, вычисляют по формуле

$$e = \frac{b}{\sqrt{c}} [e_1^2 + e_1(e_2 + e_3) + (e_2 + e_3)^2]^{1/2}. \quad (6.26)$$

6.4.10 Гладкую вмятину глубиной не более 5 % от наружного диаметра трубы считают допустимой, если значение эквивалентной деформации e в области вмятины не превышает 12 %.

6.4.11 Вмятину на сварном шве глубиной не более 2 % от наружного диаметра трубы считают допустимой, если значение эквивалентной деформации e в области вмятины не превышает 6 %.

6.4.12 Вмятину глубиной менее 6,0 мм при любых значениях длины в окружном и продольном направлениях при ВР относят к допустимым без проведения расчетной оценки.

6.5 Оценка работоспособности и ремонтпригодности труб с дефектами овализации поперечного сечения

6.5.1 При проведении выборочного ремонта значение допустимой овальности трубы $[\theta]_{\text{вр}}$, %, вычисляют по формуле

$$[\theta]_{\text{вр}} = \frac{b \cdot t_{\phi}}{c \cdot D_{\text{н}}} \cdot \frac{[\omega]_{\text{вр}}^0}{\beta} \cdot \left(a + \frac{\beta}{a - [\omega]_{\text{вр}}^0} \right) \cdot h. \quad (6.27)$$

Безразмерный параметр β , зависящий от геометрических характеристик и механических свойств стали трубы, вычисляют по формуле (5.11).

Допустимое значение параметра поврежденности трубы $[\omega]_{\text{вр}}^0$, обусловленное овализацией поперечного сечения, вычисляют по формуле

$$[\omega]_{\text{вр}}^0 = a - \frac{\sigma_{\text{н}}}{\sigma_{\text{т}}}. \quad (6.28)$$

6.5.2 Ремонтопригодность труб с дефектами овализации поперечного сечения при проведении ВР оценивают по значению фактической овальности трубы θ , %, в соответствии с условием

$$\theta \leq [\theta]_{\text{вр}}. \quad (6.29)$$

Значение фактической овальности трубы θ вычисляют по формуле (5.8).

6.5.3 Трубы, овальность сечений которых удовлетворяет условию (6.29), подлежат ремонту по 7.12.

6.5.4 Трубы, овальность концов которых не удовлетворяет условию (6.29), подлежат замене или ремонту обрезкой катушки.

6.6 Оценка работоспособности кольцевых сварных соединений

6.6.1 Оценку работоспособности кольцевых сварных соединений труб и СДТ выполняют по исходным данным, полученным по результатам наружного обследования по 5.1.12.

6.6.2 Оценку работоспособности кольцевых сварных соединений первого уровня по результатам наружного обследования проводят в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-715–2013 (подраздел 7.1).

6.6.3 Кольцевые сварные соединения считают пригодными для условий эксплуатации, если при выполнении оценки первого уровня в них отсутствуют дефекты, размеры которых превышают допустимые нормы по СТО Газпром 2-2.4-715–2013 (таблицы В.1 – В.3).

6.6.4 Кольцевые сварные соединения, забракованные по нормам оценки первого уровня, допускается оставлять в эксплуатации по результатам оценки второго уровня в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-715–2013 (подразделы 7.2 и 7.3)

6.6.5 При проведении второго уровня оценки работоспособности кольцевых сварных соединений в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-715–2013 (подразделы 7.2 и 7.3) применяют:

- оценку с использованием номограмм;
- оценку на основе расчетного подхода, основанного на расчетах остаточной прочности сварного соединения, имеющего трещиноподобный дефект, с учетом уровня нагруженности, механических свойств и геометрических характеристик сварного соединения.

6.6.6 При выполнении условий допустимости дефектов на основании оценивания с использованием номограмм кольцевые стыковые сварные соединения считают работоспособными.

В случае, если кольцевые стыковые сварные соединения признаны неработоспособными по результатам оценки с использованием номограмм, то сварные соединения допускается оставлять в эксплуатации по результатам оценки с применением расчетного подхода при возможности его выполнения, обусловленной наличием требуемых исходных данных для осуществления необходимых расчетов в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-715–2013 (пункт 7.3.2).

При отсутствии возможности применения расчетного подхода кольцевые стыковые сварные соединения, признанные неработоспособными на основании оценивания с использованием номограмм по СТО Газпром 2-2.4-715–2013 (подраздел 7.2), должны быть отремонтированы или вырезаны в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137–2007 (раздел 11).

6.6.7 При выполнении условий допустимости дефектов на основании оценивания с применением расчетного подхода в случае возможности его использования по СТО Газпром 2-2.4-715–2013 (подраздел 7.3), кольцевые стыковые сварные соединения считают работоспособными.

Кольцевые стыковые сварные соединения, забракованные по результатам расчетного подхода, должны быть вырезаны или отремонтированы в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137–2007 (раздел 11).

7 Порядок назначения способов ремонта дефектных труб и соединительных деталей

7.1 В зависимости от метода ремонта, типа и размеров дефектов, трубы подлежат ремонту следующими способами:

- абразивно-струйной обработкой;
- контролируемой шлифовкой;
- сваркой (наплавкой);
- заменой или врезкой катушки;
- выправлением разжимными устройствами;
- установкой усиливающих конструкций;
- другими методами, разрешенными к применению на магистральных трубопроводах.

7.2 Ремонт абразивно-струйной обработкой выполняют для труб с поверхностными дефектами, отнесенными по 4.18 к незначительным повреждениям.

7.3 Механические повреждения, в том числе и отнесенные по 4.18 к незначительным повреждениям, подвергают контролируемой шлифовке.

7.4 При проведении ремонта участка линейной части магистрального трубопровода методом переизоляции с частичной заменой труб для переизоляции труб применяют битумно-полимерные материалы холодного и горячего нанесения в соответствии с СТО Газпром 9.1-016, содержащие ингибирующие КРН композиции согласно Р Газпром 9.6-071–2021 [6].

7.5 При проведении ВР участков линейной части магистральных трубопроводов в регионах с высокой предрасположенностью к КРН в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-760–2013 (приложение Б) для

переизоляции труб применяют битумно-полимерные материалы холодного и горячего нанесения в соответствии с СТО Газпром 9.1-016, содержащие ингибирующие КРН композиции согласно Р Газпром 9.6-071–2021 [6].

7.6 При проведении ВР участков линейной части магистральных трубопроводов в регионах с низкой предрасположенностью к КРН в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-760–2013 (приложение Б) для переизоляции труб допускается использовать защитные покрытия, не содержащие ингибирующие КРН композиции.

7.6.1 При обнаружении по результатам НК на участках линейной части магистральных трубопроводов в регионах с низкой предрасположенностью к КРН по СТО Газпром 2-2.3-760–2013 (приложение Б) дефектов КРН отнесенных к незначительным повреждениям, их предварительно вышлифовывают с последующим нанесением защитного покрытия. При применении защитного покрытия, содержащего ингибирующие КРН композиции, допускается абразивно-струйная обработка дефектов КРН отнесенных к незначительным повреждениям.

7.6.2 Ремонтпригодные трубы с дефектами КРН, не отнесенными к незначительным повреждениям, подлежат ремонту контролируемой шлифовкой в трассовых условиях с последующим нанесением защитного покрытия, содержащего ингибирующие КРН композиции. При невозможности нанесения защитного покрытия, содержащего ингибирующие КРН композиции, трубу вырезают.

7.7 Для определения целесообразности выполнения ремонта контролируемой шлифовкой оценку работоспособности и ремонтпригодности труб с поверхностными дефектами выполняют по 5.4 и 6.3, учитывая допустимость параметров выемок, получаемых после проведения шлифования.

В случае, если суммарная площадь дефектов, подлежащих шлифовке, превышает $0,3 \text{ м}^2$, допускается замена трубы без проведения расчетов по 5.4 и 6.3.

7.8 Ремонт сваркой (наплавкой) основного металла труб с толщиной стенки от 7,0 до 32,0 мм выполняют при проведении ВР в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137–2007 (подраздел 11.8) по завершении устранения дефектов контролируемой шлифовкой.

7.9 Ремонт сваркой продольных швов и прилегающих на расстоянии менее 250 мм участков трубы не допускается.

7.10 Количество единичных дефектов, ремонтируемых сваркой (наплавкой), должно быть не более двух на один погонный метр трубы.

7.11 Удаление усиления наружного продольного шва допускается до остаточной высоты не менее 0,5 мм. Максимальная длина вышлифовки дефектов продольного сварного шва не должна превышать 1000 мм.

7.12 Концы труб с гладкими вмятинами и овальностью сечения, признанные ремонтпригодными по 5.6, 6.4 и 6.5, следует выправлять безударными разжимными устройствами (калибраторами) гидравлического типа с обязательным местным подогревом независимо от температуры окружающего воздуха до температуры от $100 \text{ }^{\circ}\text{C}$ до $150 \text{ }^{\circ}\text{C}$ для труб из стали с классом прочности до K54 включительно, либо до температуры от $150 \text{ }^{\circ}\text{C}$ до $200 \text{ }^{\circ}\text{C}$ для труб из стали с классом прочности выше K54. Правка концов труб ударным инструментом не допускается.

7.13 По завершении правки плавных вмятин для выявления возможных расслоений и растрескивания металла труб области вмятин с прилегающими участками подвергают ВИК, УК (толщинометрия) и ВК по 5.1.4, а при необходимости – МПК.

7.14 При проведении ВР участка линейной части магистрального трубопровода допускается проводить ремонт контролируемой шлифовкой труб с поверхностными дефектами (кроме трещин), расположенными в

области вмятин не содержащих сварных швов и допустимых по 6.4.10, если по завершении устранения дефектов минимальная остаточная толщина стенки трубы $t_{\text{ост}}$ в зоне ремонта составляет не менее 90 % от расчетной толщины стенки трубы t_p .

Ремонт контролируемой шлифовкой труб с поверхностными дефектами в области вмятин, расположенных на сварном шве, не допускается.

7.15 Ремонт заменой трубы или вырезкой дефектного участка трубы и врезкой катушки выполняют в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137–2007 (пункт 11.2.3) и другими нормативными и техническими документами в области ремонта и управления техническим состоянием и целостностью газотранспортной системы ПАО «Газпром».

Дефектная труба, для ремонта которой требуется врезка более одной катушки или катушки длиной более 3 м, подлежит вырезке.

7.16 При ВР вместо замены трубы или врезки катушки допускается устанавливать муфту на поврежденную часть при выполнении условий по 7.16.1–7.16.2.

7.16.1 При проведении ремонта дефектов труб с параметром снижения несущей способности ω , рассчитанным по фактическим размерам вышлифованной области по 6.3, значение контактного давления p_k , между трубой и устанавливаемой муфтой должно быть не меньше значения $\omega \cdot p$.

7.16.2 Муфты (усиливающие конструкции), применяемые для ремонта труб и технологии ремонта методом установки муфт (усиливающих конструкций), должны пройти оценку соответствия и быть допущены к применению в установленном ПАО «Газпром» порядке.

7.17 Способ ремонта дефектных труб и сварных соединений при ВР участка линейной части магистрального трубопровода назначают с учетом типа дефекта и значения контролируемого параметра, приведенных в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Назначение способа ремонта дефектных труб и сварных соединений при выборочном ремонте участка линейной части магистрального трубопровода

Тип дефекта	Контролируемые параметры	Вид ремонта
Поверхностные дефекты (в том числе единичные трещины и дефекты КРН)	$t_{\text{ост}} > c_5 \cdot t_{\phi}$	Абразивно-струйная обработка и переизоляция
	$t_{\text{ост}} \geq [t_{\text{ост}}]_{\text{вр}}$ или $\omega \leq [\omega]_{\text{вр}}^{\text{в}}$	Контролируемая шлифовка дефектной области
	$\omega > [\omega]_{\text{вр}}^{\text{в}}$	Замена или врезка катушки **
	$t_{\text{ост}} < c_3 \cdot t_p$	Замена или врезка катушки **
Гофры	Высота гофр более 3 мм или 0,3 от толщины стенки трубы толщиной менее 10 мм	Замена или врезка катушки
Дефекты сварных соединений	—	По 6.6
Вмятины	—	По 6.4
Дефекты овализации поперечного сечения	$\theta \leq [\theta]_{\text{вр}}^{***}$	По 6.5
	$\theta > [\theta]_{\text{вр}}$	Замена или обрезка катушки
<p>* Значение $[\omega]_{\text{вр}}^{\text{в}}$ вычисляют по формуле (6.3). ** Вместо замены трубы или врезки катушки определяют целесообразность установки муфты по 7.16. *** Значение $[\theta]_{\text{вр}}$ вычисляют по формуле (6.18).</p>		

7.18 Способ ремонта дефектных труб и сварных соединений при ремонте участка линейной части магистрального трубопровода методом переизоляции с частичной заменой труб назначают с учетом типа дефекта и значения контролируемого параметра, приведенных в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 – Назначение способа ремонта дефектных труб и сварных соединений при ремонте участка линейной части магистрального трубопровода методом переизоляции с частичной заменой труб

Тип дефекта	Контролируемые параметры	Вид ремонта
Поверхностные дефекты (в том числе единичные трещины и дефекты КРН)	$t_{\text{ост}} > c_5 \cdot t_{\phi}$	Абразивно-струйная обработка и переизоляция
Коррозионные дефекты, единичные трещины и дефекты КРН	$L \leq 300 \text{ мм}$ и $t_{\text{ост}} \geq [t_{\text{ост}}]_{\text{кр}}$	Контролируемая шлифовка дефектной области
	$L > 300 \text{ мм}$ или $t_{\text{ост}} < [t_{\text{ост}}]_{\text{кр}}$	Замена или врезка катушки
Механические повреждения	$t_{\text{ост}} > [t_{\text{ост}}]_{\text{кр}}$	Контролируемая шлифовка дефектной области
	$t_{\text{ост}} < [t_{\text{ост}}]_{\text{кр}}$	Замена или врезка катушки
Гофры	Высота гофр более 3 мм или 0,3 от толщины стенки трубы толщиной менее 10 мм	Замена или врезка катушки
Дефекты сварных соединений	—	По 5.7
Вмятины	—	По 5.5
Дефекты овализации поперечного сечения	$\theta \leq [\theta]_{\text{кр}}^*$	По 5.6
	$\theta > [\theta]_{\text{кр}}$	Замена или обрезка катушки
* Значение $[\theta]_{\text{кр}}$ вычисляют по формуле (5.9).		

7.19 Назначение способов ремонта СДТ проводят в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-531–2011 (раздел 10).

7.20 К дальнейшему использованию не допускают трубы с не устраненными недопустимыми дефектами.

7.21 Качество ремонта труб контролируют с применением:

- ВИК в объеме 100 % наружной поверхности труб, включая отремонтированные участки;

- ВК и МПК полноты выборки трещиноподобных дефектов в местах ремонта контролируемой шлифовкой;

- УК и ВК поверхности трубы в границах, превышающих размеры вмятин на величину не менее 40 мм для выявления расслоений и дефектов растрескивания по завершении правки вмятин;

- УК в объеме 100 % участков, отремонтированных сваркой (наплавкой) или РК в объеме 100 % в случае невозможности проведения УК;

- измерение фактической остаточной толщины стенки трубы в местах ремонта контролируемой шлифовкой для последующего расчета максимального испытательного давления по 7.22–7.23;

- УК сплошности (толщинометрия) всего периметра участка трубы на ширине не менее 40 мм от торца.

В случае, если при проведении УК сплошности (толщинометрии) торца трубы обнаружены расслоения, то часть трубы не менее 300 мм со стороны этого торца должна быть отрезана, и проведен УК сплошности (толщинометрия) на ширине не менее 40 мм от нового торца трубы.

7.22 Величину максимального испытательного давления $P_{исп}$, МПа, для трубы, признанной ремонтпригодной по 5.4.2 и отремонтированной контролируемой шлифовкой, определяют по формуле

$$P_{исп} = \frac{Q}{a + \frac{t_{\phi}}{t_{ост}}(Q - a)} \cdot P_{исп}^3. \quad (7.1)$$

Параметр Q , учитывающий длину дефекта, вычисляют по формуле (5.2).

Примечание – Если на трубе имеется несколько зон ремонта контролируемой шифровкой, то расчеты $P_{исп}$ проводят для каждой из них и для последующего анализа используют минимальное значение.

7.23 Максимальное испытательное давление для бездефектной трубы $P_{исп}^3$ в соответствии с СП 36.13330.2012 (подпункт 17.1.13) [4] принимают равным давлению, вызывающему в стенке трубы напряжение, равное 0,95 нормативного предела текучести.

7.24 Контроль вновь сваренных или отремонтированных кольцевых монтажных сварных соединений, включающий требования к объему, методам и оценке качества, осуществляют в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-083–2006 (таблица 2).

7.25 Результаты ремонта каждой трубы заносят в карту ремонта и контроля качества труб по форме в соответствии с приложением Ж. Карту ремонта и контроля качества труб заверяют подписью специалиста, проводившего ремонт, и подписью специалиста, осуществлявшего контроль качества ремонта.

8 Порядок контроля и ремонта труб с защитным полиэтиленовым покрытием заводского нанесения

8.1 Объем и методы контроля труб с заводским защитным покрытием

8.1.1 Контроль¹⁾ в трассовых условиях труб с заводским защитным покрытием с целью оценки возможности дальнейшей эксплуатации при ремонте участка линейной части магистрального трубопровода выполняют для труб, бывших в эксплуатации не более 15 лет. Трубы со сроком эксплуатации более 15 лет подлежат контролю и ремонту в заводских или базовых условиях.

¹⁾ Контроль проводят с применением методов диагностического обследования защитных покрытий по Р Газпром 9.1-063–2020 [7].

8.1.2 До начала контроля трубы нумеруют по 5.1.2 и удаляют защитное покрытие с кольцевых монтажных сварных соединений. Ширину торцевой зоны трубы с удаленным защитным покрытием определяют в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-083–2006 (пункт 10.5.3).

8.1.3 При проведении ВИК защитного покрытия трубы оценивают внешний вид, выявляют торцевые отслоения покрытия от трубы, поверхностные дефекты и аномалии покрытия, измеряют геометрические параметры дефектов и аномалий.

8.1.4 Защитное покрытие должно быть сплошным, иметь ровную поверхность, глубина торцевого отслоения покрытия от трубы должна быть не более 2 мм.

8.1.5 Визуально-измеряемые дефекты защитного покрытия с нормами отбраковки определяют по классификатору дефектов согласно Р Газпром 9.1-063–2020 (приложение А) [7].

8.1.6 Толщину защитного покрытия труб определяют средствами измерений электромагнитного типа, обеспечивающими погрешность измерений не более $\pm 5\%$.

8.1.7 Контроль толщины защитного покрытия труб проводят не менее чем в 12 точках, равномерно распределенных по четырем продольным образующим поверхности труб в часовых позициях 12, 3, 6 и 9 ч по двенадцатичасовому циферблату на расстояниях $\frac{1}{4}$, $\frac{1}{2}$ и $\frac{3}{4}$ по длине трубы, отсчитывая от любого из концов каждой контролируемой трубы. На продольном сварном шве проводят не менее трех аналогичных измерений.

8.1.8 Адгезию заводского защитного покрытия труб определяют методом отслаивания в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-130–2007 (подраздел 12.5).

8.1.9 Контроль адгезии заводского защитного покрытия выполняют на трубах, имеющих торцевые отслоения покрытия от трубы глубиной более 2 мм. На трубах, не имеющих торцевых отслоений защитного покрытия и

визуально обнаруженных нарушений адгезии, контроль адгезии допускается не проводить.

8.1.10 Контроль адгезии выполняют при температуре трубы от 15 °С до 35 °С. Для устранения солнечного нагрева (при его наличии) проводят охлаждение трубы водой, защитой навесами, мокрым брезентом или нетканым материалом.

8.1.11 На трубах, выдержавших испытания на адгезию защитного покрытия, дефекты, нанесенные покрытию в результате проведения данных испытаний, должны быть отремонтированы как сквозные повреждения согласно Р Газпром 9.1-063–2020 (пункт 6.5) [7].

8.1.12 При отсутствии адгезии защитного покрытия или несоответствии адгезии техническим требованиям в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-130–2007 (раздел 10) покрытие бракуют. Трубы с забракованным защитным покрытием заводского нанесения подлежат обследованию и ремонту в заводских или базовых условиях.

8.1.13 Диэлектрическую сплошность защитного покрытия трубы определяют искровым дефектоскопом постоянного тока в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-130–2007 (подраздел 12.2) по завершении устранения дефектов покрытия.

8.1.14 Контролю диэлектрической сплошности подлежит наружная поверхность трубы с защитным покрытием в местах дефектов и аномалий, за исключением неизолированных концевых участков и фасок.

8.1.15 Оценку соответствия защитного покрытия выполняют с учетом контролируемых показателей в соответствии с приложением И.

8.1.16 По результатам проведенного диагностического обследования защитного покрытия составляют ведомость освидетельствования защитного покрытия труб в соответствии с приложением К.

8.1.17 ВИК металла на торцевых участках труб проводят на поверхности металла торцевых участков, освобожденных от защитного

покрытия. Локальные утонения металла, выводящие толщину трубы за минусовой допуск, регламентированный техническими условиями, не допускаются. Нормы оценки соответствия дефектов геометрии труб определяют по техническим условиям на поставку труб.

8.1.18 ВК проводят на поверхности торцевых участков, освобожденных от защитного покрытия, на длине не менее 40 мм от торца по периметру.

8.1.19 МПК проводят в объеме 100 % по зонам с дефектами и аномалиями, выявленными по 8.1.17 и 8.1.18. Наличие трещин любых видов и направлений не допускается.

8.1.20 УК проводят на 100 % участков заводских сварных соединений, примыкающих к торцам и освобожденных от защитного покрытия. Оценку качества сварных соединений выполняют в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-083.

8.1.21 Измерение толщины стенки трубы проводят методом УК. Количество точек контроля должно быть не менее четырех на каждом концевом участке трубы и не менее четырех на каждом листе. Оценку соответствия выполняют по требованиям технических условий на поставку труб.

8.1.22 УК сплошности основного металла на концевых участках проводят на расстоянии не менее 40 мм от торца трубы. Охват поверхности при УК основного металла на концевых участках должен быть 100 %.

8.1.23 ВИК основного металла в местах сквозных дефектов защитного покрытия, подготовленных для ремонта, проводят на 100 % площади участков, освобожденных от защитного покрытия для ремонта. Локальные утонения металла, выводящие толщину трубы за минусовой допуск, регламентированный техническими условиями на поставку труб, не допускаются.

8.1.24 ВК производят на 100 % площади участков, освобожденных от защитного покрытия.

8.1.25 МПК проводят в объеме 100 % от числа дефектов и аномалий, выявленных по 8.1.23 и 8.1.24. Наличие трещин любых видов и направлений

не допускается.

8.1.26 Измерение толщины стенки трубы проводят ультразвуковым методом, количество точек контроля должно быть не менее двух в каждом месте ремонта защитного покрытия. Оценку соответствия выполняют по требованиям технических условий на поставку труб.

8.1.27 В случаях, не предусмотренных положениями настоящего стандарта, при контроле труб с заводским защитным покрытием необходимо руководствоваться положениями по СП 86.13330.2022 (пункт 6.2) [8].

8.2 Методы ремонта труб с заводским защитным покрытием

8.2.1 Ремонт труб в заводском защитном покрытии с недопустимыми дефектами металла, выявленными по 8.1.17–8.1.27, или с дефектами защитного покрытия, не подлежащими ремонту по Р Газпром 9.1-063–2020 (раздел 6) [7], выполняют обрезкой катушек¹⁾. Длина трубы по завершении обрезки должна быть не менее восьми метров.

8.2.2 При обнаружении недопустимых дефектов стенки трубы или защитного покрытия, не подлежащих ремонту, ДЭО принимает решение о продаже (передаче) труб организации, осуществляющей в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-1178–2019 (пункт 6.1.7) восстановительный ремонт и последующее применение труб на объектах ПАО «Газпром».

8.2.3 Работы по ремонту и контролю качества ремонта защитного покрытия следует выполнять согласно Р Газпром 9.1-063–2020 [7].

8.2.4 По результатам ремонта металла труб оформляют карту ремонта и контроля качества труб в соответствии с приложением Ж.

¹⁾ Оценку соответствия труб проводят по техническим условиям на поставку без выполнения прочностного расчета допустимости дефектов.

8.2.5 По результатам ремонта защитного покрытия оформляют акт приемки ремонта покрытий труб согласно Р Газпром 9.1-063-2020 (приложение Е) [7].

9 Порядок оформления итоговых результатов оценки труб

9.1 Результаты оценки дефектов, полученные по данным выполненных обследований при проведении ремонта методом переизоляции с частичной заменой труб, а также результаты идентификации или освидетельствования и ремонта труб должны быть переданы в комиссию, назначаемую распорядительным документом (см. 4.14). Передаче подлежит, как правило, следующий комплект документов:

- проект паспорта на идентифицированную/освидетельствованную трубу по форме в соответствии с приложением Л, который оформляют специалисты ДЭО;
- сертификат соответствия завода-изготовителя (при наличии);
- фотоматериалы заводских маркировок, которые готовят специалисты выполняющей обследование организации (при наличии маркировок);
- акт результатов идентификации/освидетельствования труб по форме в соответствии с приложением В, который оформляют специалисты выполняющей обследование специализированной организации;
- ведомость дефектов труб по форме, приведенной в приложении А, которую оформляют специалисты выполняющей обследование организации;
- карта ремонта и контроля качества труб по форме в соответствии с приложением Ж, которую оформляют специалисты выполняющей ремонт организации;
- протокол результатов анализа химического состава основного металла труб (при необходимости);
- сканогаммы, записанные сканером-дефектоскопом.

9.1.1 На основании рассмотрения документов по 9.1, результирующих оценку дефектов при проведении ремонта методом переизоляции с частичной заменой труб, оформляют заключение комиссии по дальнейшему использованию замененных труб в соответствии с приложением М.

9.1.2 Паспорт на все идентифицированные/освидетельствованные по результатам оценки дефектов трубы, указанные в заключении по дальнейшему использованию труб, должен быть подписан представителем комиссии от ДЭО на основании принятого комиссией решения о возможности их применения при ремонте участков линейной части магистральных трубопроводов с приложением следующих документов:

- сертификат соответствия завода-изготовителя (при наличии);
- акт результатов идентификации/освидетельствования труб по форме в соответствии с приложением В;
- карта ремонта и контроля качества по форме в соответствии с приложением Ж;
- результаты расчетов испытательного давления;
- заключение комиссии по дальнейшему использованию труб по форме в соответствии с приложением М.

9.2 Результаты оценки дефектов, полученные по данным выполненных обследований при проведении ВР, а также результаты идентификации или освидетельствования и ремонта труб должны быть переданы в комиссию, назначаемую распорядительным документом (см. 4.14). Передаче подлежит, как правило, следующий комплект документов:

- ведомость дефектов труб по форме, приведенной в приложении А, которую оформляют специалисты выполняющей обследование организации;
- акт результатов освидетельствования труб по форме в соответствии с приложением Д, который оформляют специалисты выполняющей обследование организации;

- карта ремонта и контроля качества труб по форме в соответствии с приложением Ж, которую оформляют специалисты выполняющей ремонт организации;

- заключение комиссии по дальнейшему использованию труб по форме в соответствии с приложением М.

Приложение А (рекомендуемое) **Форма ведомости дефектов труб**

ВЕДОМОСТЬ ДЕФЕКТОВ ТРУБ № _____																											
по участку линейной части магистрального трубопровода _____ км _____																											
Номер трубы, шва	Километраж		Дефекта	Координата по одометру, м		Дефекта	Характеристика труб				Характеристика дефектов														Допускаемый ремонт		
	Обследованного участка			Обследованного участка			Конструкция	Длина, м	Толщина стенки, мм	Ориентация продольных швов		ВТД							Обследование								
	начала	конца		начала	конца					Первый шов	Второй шов	Наименование	Расстояние от кольцевого шва, м	Расстояние от продольного шва, м	Угловая ориентация, °	Длина, мм	Ширина, мм	Максимальная глубина, %	Наименование	Расстояние от кольцевого шва, м	Расстояние от продольного шва, м	Угловая ориентация, °	Длина, мм	Ширина, мм	Максимальная глубина, %	Дефектного участка трубы	Всей трубы
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28
<p>П р и м е ч а н и я</p> <p>1 В графе «Номер трубы, шва» указывают номер труб и стыков. Нумерацию труб принимают сплошной по участку, обследуемому одной группой дефектоскопистов. Для исключения повторения одинаковых номеров труб, обследованных различными группами дефектоскопистов, нумерация труб начинается с буквы, определяющей группу дефектоскопистов. Нумерация стыков соответствует нумерации соединенных ими труб, например, между трубами В10 и В11 находится стык В10/11. При наличии результатов внутритрубной инспекции рекомендуется принимать нумерацию труб по последнему пропуску внутритрубного снаряда-дефектоскопа.</p> <p>2 Толщину стенки трубы, соответствующую толщине стенки того листа, на котором обнаружен дефект, указывают в каждой строке таблицы.</p> <p>3 В каждой строке указывают ориентацию того продольного шва, от которого измеряли расстояние до дефекта.</p> <p>4 Расстояние от кольцевого шва измеряют до ближайшего к шву края дефекта. Направление продольной оси координат соответствует направлению транспортировки газа.</p> <p>5 Если дефект расположен на двух трубах, он указывается на той трубе, на которой находится его большая часть. При этом расстояние от кольцевого шва бывает отрицательным.</p> <p>6 Расстояние от продольного шва измеряют до ближайшего к шву края дефекта. Направление возрастания кольцевой координаты определяется по правилу правого винта, движущегося по ходу газа.</p> <p>7 Длиной дефекта трубы, считают его размер в продольном направлении, а длиной дефекта стыка – размер в кольцевом направлении.</p> <p>8 В графе «Допускаемый ремонт дефектного участка трубы» указывают допускаемый ремонт участка трубы с дефектом или идентифицированными дефектами (без учета соседних дефектов) в соответствии с действующими нормативами, а в столбце «Допускаемый ремонт всей трубы» указывают допускаемый ремонт всей трубы с учетом совокупности всех обнаруженных дефектов трубы. Комбинированные дефекты (например, вмятина с задиром, вмятина с трещинами, коррозия с трещинами, сплошная коррозия с отдельными кавернами и т.п.) указываются с координатами и параметрами отдельных дефектов с объединением ячеек в графе «Допускаемый ремонт дефектного участка трубы».</p>																											

Приложение Б

(рекомендуемое)

Форма протокола результатов анализа химического состава основного металла труб и соединительных деталей

Реквизиты организации, проводящей испытания

(наименование, телефон, факс, адрес электронной почты)

Свидетельство об аккредитации испытательной лаборатории

(номер, дата выдачи, срок действия)

ПРОТОКОЛ результатов анализа химического состава основного металла труб и СДТ

№ трубы/СДТ	Массовая доля элементов													Значение эквивалента углерода
	C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Cu	V	Mo	Nb	Ti	Al	

Анализ химического состава проведен:

(должность и подпись)

Квалификационное удостоверение _____ от _____ действительно _____.

Приложение В
(обязательное)

Форма акта результатов идентификации/освидетельствования труб при ремонте методом переизоляции с
частичной заменой труб

АКТ РЕЗУЛЬТАТОВ ИДЕНТИФИКАЦИИ/ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ ТРУБ															
№ п/п	Конструкция трубы	Заводская или трассовая маркировка трубы						Фактические размеры трубы				Результат идентификации		Результат освидетельствования	
		Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали (класс прочности)	ГОСТ, ТУ/Завод-изготовитель	Номер плавки/номер партии	Заводской или трассовый номер трубы	Длина, мм	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Овальность, %	№ сертификата	Соответствие сертификату	Марка стали (класс прочности)	Стандарт и/или технические условия/изготовитель
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16

Приложение Г

(справочное)

Пример оценки ремонтпригодности трубы с поверхностными дефектами при проведении ремонта участка линейной части магистрального трубопровода методом переизоляции с частичной заменой труб

Г.1 Для примера оценки ремонтпригодности трубы с поверхностными дефектами методом контролируемой шлифовки при проведении ремонта участка линейной части магистрального трубопровода методом переизоляции с частичной заменой труб с учетом результатов проведения в соответствии с приложением В идентификации/освидетельствования труб приняты следующие исходные данные:

- номинальный диаметр партии труб $D_n = 1420$ мм;
- фактическая толщина стенки трубы $t_\phi = 15,7$ мм;
- коэффициент надежности по материалу труб $k_1 = 1,34$;
- коэффициент надежности по ответственности трубопровода, зависящий от его диаметра и давления $k_n = 1,21$;
- коэффициент условий работы трубопровода $m = 0,99$;
- коэффициент надежности по нагрузке $n = 1,1$;
- рабочее (нормативное) давление $p = 7,4$ МПа;
- нормативное значение предела прочности металла труб, принимаемое равным минимальному значению по стандартам и техническим условиям $\sigma_b = 590$ МПа.

Г.2 В качестве оцениваемых дефектов по данным ведомости дефектов труб по форме, приведенной в приложении А, приняты:

- коррозионный дефект глубиной $d_1 = 4,1$ мм и длиной $L_1 = 236$ мм (дефект 1);
- механическое повреждение (царапина) глубиной $d_2 = 3,2$ мм и длиной $L_2 = 951$ мм (дефект 2).

Г.3 По полученным исходным данным вычисляют значения:

- параметра сопротивления растяжению (сжатию) по формуле (5.4)

$$R_1^T = \frac{0,99 \cdot 590}{1,34 \cdot 1,21} = 360,24 \text{ МПа};$$

- расчетной толщины стенки трубы по формуле (5.3)

$$t_p = \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 1420}{2 \cdot (360,24 + 1,1 \cdot 7,4)} = 15,7 \text{ мм};$$

- безразмерный параметр длины дефекта при $L = 300$ мм по формуле (5.2)

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot 300^2 / (1420 \cdot 15,7)} = 1,5.$$

Г.4 Исходные размеры оцениваемых дефектов корректируют по 5.4.2.

$$\tilde{d}_1 = d_1 + 0,2 = 4,1 + 0,2 = 4,3 \text{ мм},$$

$$\tilde{L}_1 = L_1 + 2 = 236 + 2 = 238 \text{ мм},$$

$$\tilde{d}_2 = d_2 + 0,2 = 3,2 + 0,2 = 3,4 \text{ мм},$$

$$\tilde{L}_2 = L_2 + 2 = 951 + 2 = 953 \text{ мм}.$$

Г.5 По скорректированным размерам коррозионного дефекта определяют:

- минимальную остаточную толщину в зоне коррозионного дефекта

$$t_{\text{ост}} = 15,7 - 4,3 = 11,4;$$

Г.6 Длина коррозионного дефекта меньше 300 мм. В соответствии с 5.4.2 проверяют выполнение условия (5.1)

$$11,4 \geq 0,9 \cdot 15,7 \cdot \frac{1,5 - 1}{1,5 - 0,9} = 11,77.$$

Г.7 Условие (5.1) для коррозионного дефекта не выполняется. Труба с дефектом 1 подлежит замене или ремонту врезкой катушки.

Г.8 По скорректированным размерам царапины определяют:

- минимальную остаточную толщину в зоне коррозионного дефекта

$$t_{\text{ост}} = 15,7 - 3,4 = 12,3.$$

Г.9 В соответствии с 5.4.2 проверяют выполнение условия (5.1)

$$12,3 \geq 0,9 \cdot 15,7 \cdot \frac{1,5 - 1}{1,5 - 0,9} = 11,77.$$

Г.10 Условие (5.1) для царапины выполняется. Труба с дефектом 2 подлежит ремонту методом контролируемой шлифовки.

Приложение Д

(обязательное)

**Форма акта результатов освидетельствования труб
при выборочном ремонте**

АКТ РЕЗУЛЬТАТОВ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ ТРУБ							
№ п/п	Конструкция трубы	Фактические размеры трубы			Результат освидетельствования		Примечание*
		Длина, мм	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Марка стали (класс прочности)	Стандарт и/или технические условия/завод- изготовитель	
1	2	3	4	5	6	7	8

* В графе «Примечание» указывают наименование документа из документации на участок линейной части магистрального трубопровода, на основании которого выполнено освидетельствование.

Приложение Е

(справочное)

Пример оценки ремонтпригодности трубы с поверхностным дефектом сложного профиля

Е.1 Для примера оценки ремонтпригодности трубы с поверхностным дефектом сложного профиля методом контролируемой шлифовки при ремонте участка линейной части магистрального трубопровода приняты следующие исходные данные:

- номинальный диаметр партии труб $D_H = 1420$ мм;
- фактическая толщина стенки трубы $t_\phi = 15,7$ мм;
- коэффициент надежности по материалу труб $k_1 = 1,34$;
- коэффициент надежности по ответственности трубопровода, зависящий от диаметра и давления $k_H = 1,21$;
- коэффициент условий работы трубопровода $m = 0,99$;
- коэффициент надежности по нагрузке $n = 1,1$;
- рабочее (нормативное) давление $p = 7,4$ МПа;
- нормативное значение предела прочности металла труб, принимаемое равным минимальному значению по стандартам и техническим условиям $\sigma_B = 590$ МПа.

Е.2 В качестве оцениваемого дефекта принят коррозионный дефект сложного профиля, приведенный на рисунке Е.1. Результаты измерений размеров дефекта, приведенные на рисунке Е.1, скорректированы по 5.4.2.

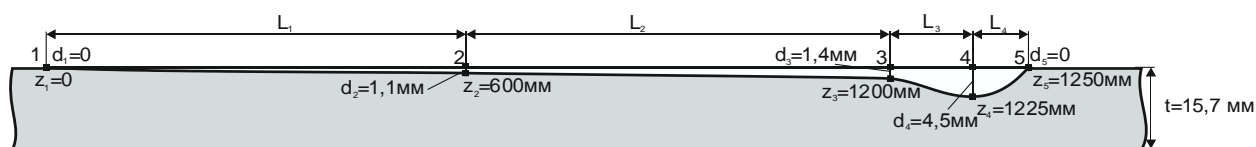


Рисунок Е.1 – Профиль коррозионного дефекта

Е.3 Длина коррозионного дефекта больше 300 мм. Рассматриваемая труба при проведении ремонта участка методом переизоляции с частичной заменой труб подлежит замене или ремонту врезкой трубной катушки по 5.4.1.

Е.4 При проведении ВР участка линейной части магистрального трубопровода по полученным исходным данным определяют значения:

- параметра сопротивления растяжению (сжатию) по формуле (5.4)

$$R_1^T = \frac{0,99 \cdot 590}{1,34 \cdot 1,21} = 360,24 \text{ МПа};$$

- расчетной толщины стенки трубы по формуле (5.3)

$$t_p = \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 1420}{2 \cdot (360,24 + 1,1 \cdot 7,4)} = 15,7 \text{ мм.}$$

Е.5 Минимальную остаточную толщину стенки трубы $t_{\text{ост}}$, мм, в области дефекта определяют, учитывая значения фактической толщины стенки трубы $t_\phi = 15,7$ мм и максимальной глубины дефекта $d = 4,5$ мм

$$t_{\text{ост}} = t_\phi - d = 15,7 - 4,5 = 11,2 \text{ мм.}$$

Е.6 Полученное значение остаточной толщины составляет 71,3 % от расчетной толщины.

При проведении ВР участка линейной части магистрального трубопровода по 6.3.2 для оценки возможности ремонта трубы с рассматриваемым дефектом проверяют выполнение условия (6.3).

Е.7 Допустимое значение параметра поврежденности $[\omega]_{\text{вр}}^B$ для рассматриваемой трубы вычисляют по формуле (6.4)

$$[\omega]_{\text{вр}}^B = 1 - \frac{1,34 \cdot (1 + 1,2 \cdot 1,3444)}{1,803 \cdot (1,34 + 1,2)} = 0,235;$$

При вычислении параметра поврежденности $[\omega]_{\text{вр}}^B$ учитывают:

- значение коэффициента перегрузки, вычисляемое по формуле (6.2)

$$k_n = \frac{1,1 \cdot 1,21}{0,99} = 1,3444;$$

- значение фактического коэффициента запаса бездефектной трубы, вычисляемое по формуле (6.5)

$$K_\phi = \frac{2 \cdot 15,7 \cdot 590}{7,4 \cdot (1420 - 2 \cdot 15,7)} = 1,803.$$

Е.8 Используя общую длину дефекта вычисляют безразмерный параметр длины дефекта Q по формуле (5.2)

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot 1250^2 / (1420 \cdot 15,7)} = 4,767.$$

Е.9 По рассчитанным данным проверяют выполнение условия (6.3)

$$11,2 \geq (1 - 0,235) \cdot 15,7 \cdot \frac{4,767 - 1}{4,767 - (1 - 0,235)} = 11,3$$

Условие (6.3) не выполняется.

Е.10 Значения параметра поврежденности ω при невыполнении условия (6.3) определяют с учетом профиля дефекта (см. 6.3.7 и 6.3.), выполняя измерения и расчеты по Е.10 – Е.15.

Е.11 Результаты измерений глубины дефекта в пяти точках ($N = 5$) его длины, выполненные по Е.2, приведены в таблице Е.1.

Т а б л и ц а Е .1 – Результаты измерений глубины дефекта в пяти точках его длины

Измеряемый параметр	Номер точки измерения профиля дефекта				
	1	2	3	4	5
Продольная координата z_i , мм	0	600	1200	1225	1250
Глубина дефекта d_i , мм	0	1,1	1,4	4,5	0

Е.12 Исходные данные таблицы Е.1 используют для предварительных расчетов следующих значений на каждом из четырех участков дефекта между точками измерений:

- длины j -го участка L_j , входящего в каждую расчетную часть по формуле (6.11);
- средней глубины d_j на j -ом участке по формуле (6.12);
- площади j -го участка A_j по формуле (6.10).

Е.13 Результаты расчетов по формулам (6.10) – (6.12) приведены в таблице Е.2.

Т а б л и ц а Е.2 – Результаты предварительных расчетов

Вычисляемый параметр	Номер участка дефекта			
	1	2	3	4
Длина участка L_j , мм	600	600	25	25
Средняя глубина дефекта d_j , мм	0,55	1,25	2,95	2,25
Площадь участка A_j , мм ²	330,0	750,0	73,75	56,25

Е.14 Количество расчетных частей дефекта вычисляют по формуле (6.9)

$$K = (5 - 1) \cdot 5/2 = 10.$$

Е.15 Параметр поврежденности ω_k для каждой расчетной части дефекта вычисляют, используя результаты предварительных расчетов, приведенные в таблице Е.2, и результаты расчетов по формулам (6.13) – (6.16)

Результаты вычислений приведены в таблице Е.3.

Т а б л и ц а Е.3 – Результаты вычислений параметра поврежденности расчетных частей дефекта

Номера участков, входящих в расчетную часть дефекта	Вычисляемый параметр расчетной части дефекта				
	Длина расчетной части L_k , мм	Площадь расчетной части A_k , мм ²	Площадь расчетной части без дефекта $A_{ок}$, мм ²	Параметр длины расчетной части Q_k	Параметр поврежденности расчетной части ω_k
1	600,0	330,0	9420,0	2,45	0,021
2	600,0	750,0	9420,0	2,45	0,049
3	25,0	73,75	392,5	1,004	0,0009
4	25,0	56,25	392,5	1,004	0,0007
12	1200,0	1080,0	18840,0	4,585	0,045
23	625,0	823,75	9812,5	2,536	0,053
34	50,0	130,0	785,0	1,017	0,003
123	1225,0	1153,75	19232,5	4,676	0,048
234	650,0	880,0	10205,0	2,622	0,055
1234	1250,0	1210,0	19625,0	4,767	0,049

Е.16 Из графы «Параметр поврежденности расчетной части ω_k » таблицы Е.3 выбирают максимальное значение $\omega_k = 0,055$ и сравнивают с допустимым значением параметра поврежденности $[\omega]_{вр}^в = 0,235$ (см. Е.7).

Полученное значение параметра поврежденности ω_k меньше допустимого значения $[\omega]_{вр}^в$.

Труба с рассматриваемым дефектом (см. Е.2) при проведении выборочного ремонта участка линейной части магистрального трубопровода подлежит ремонту методом контролируемой шлифовки.

Приложение Ж
(обязательное)

Форма карты ремонта и контроля качества труб

КАРТА РЕМОНТА И КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА РЕМОНТА ТРУБ																					
№ трубы	Конструкция трубы	Заводская (базовая)/ трассовая маркировка трубы	Размеры трубы			Характеристика дефектов					ФИО специалиста неразрушающего контроля, подпись	Метод ремонта	Фамилия, инициалы ремонтника, подпись	Длина трубы после ремонта, мм	Характеристики дефектов после ремонта				Заключение по результатам ремонта (годен/брак)	Фамилия, инициалы специалиста неразрушающего контроля, подпись	
			Длина, мм	Толщина, мм	Овальность, %	Наименование дефекта	Расстояние, мм		Длина, мм	Ширина, мм					Глубина, мм	Расстояние от торца, мм	Длина, мм	Ширина, мм			Остаточная толщина стенки трубы, мм
1	2	3	4	5	6		7	8			9	10	11	12					13	14	

Примечания

1 Расстояние от торца трубы измеряют до ближайшего к торцу края дефекта.

2 Расстояние от продольного шва измеряют до ближайшего к шву края дефекта. Направление возрастания кольцевой координаты определяется по правилу правого винта, движущегося по ходу газа.

Приложение И (обязательное)

Нормы контролируемых показателей для основного полиэтиленового защитного покрытия и термоусаживающихся манжет на сварных стыках

Нормы контролируемых показателей при оценке соответствия по 8.1.15 основного защитного полиэтиленового покрытия и термопластичного покрытия сварных стыков приведены в таблице И.1.

Т а б л и ц а И.1 – Нормы контролируемых показателей при оценке соответствия для основного защитного полиэтиленового покрытия и термопластичного покрытия сварных стыков

Наименование контролируемого показателя	Нормативное значение контролируемого показателя в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-130–2007 (раздел 13) для монослойной или трехслойной конструкции защитного покрытия нормального исполнения класса 3*	Нормативное значение контролируемого показателя в соответствии с СТО Газпром 9.1-017–2012 (пункт 9.3) для термопластичного покрытия класса 6Н*
Внешний вид защитного покрытия	Защитное покрытие имеет сплошную, ровную поверхность (наличие наплывов полиэтилена высотой не более 0,5 мм). На поверхности защитного покрытия не допускается наличие трещин и пузырей, а также задиrow и царапин, снижающих общую толщину защитного покрытия ниже требуемого значения	Защитное покрытие сварного стыка имеет сплошную, ровную поверхность или повторяет рельеф изолируемой зоны сварного стыка. На поверхности защитного покрытия не допускается наличие трещин и пузырей, а также задиrow и царапин, снижающих общую толщину защитного покрытия ниже требуемого значения
Диэлектрическая сплошность защитного покрытия	Отсутствие электрического пробоя при напряжении 20 кВ	Отсутствие электрического пробоя при напряжении 5кВ/мм _{толщины покрытия} +5кВ
Толщина защитного покрытия	Не менее 3,0 мм**	Не менее 2 мм**
Длина неизолированных концов труб	От 150 до 170 мм	Длина нахлеста защитного покрытия сварного стыка на заводское покрытие составляет не менее 50 мм
Угол скоса защитного покрытия по концам труб	Не более 30°	—
Адгезия защитного покрытия при температуре 23 °С	Не менее 100 Н/см	Не менее 70 Н/см
<p>* Если защитное покрытие относится к иному классу, требования к толщине уточняют по СТО Газпром 2-2.3-130 и СТО Газпром 9.1-017.</p> <p>** Уменьшение толщины защитного покрытия до 10 % над усилением сварного шва, а также локальное уменьшение толщины защитного покрытия по поверхности трубы допускается в случае, если площадь единичного дефекта – не более 10 см², а суммарная площадь участков с уменьшенной толщиной защитного покрытия – не более 100 см².</p>		

Приложение К (обязательное)

Форма ведомости освидетельствования защитного покрытия труб

ВЕДОМОСТЬ ОСВИДЕТЕЛЬСТВОВАНИЯ ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБ											
№ п/п	№ трубы	Температурный режим контроля		Результаты неразрушающего контроля					Результаты испытаний		Заключение по допуску к использованию
		Температура наружного воздуха, °С	Температура покрытия, °С	Наличие и характер трещин	Наличие и характер отслоений	Длина концов труб, свободных от покрытия, мм	Механические и другие дефекты	Толщина покрытия, мм	Диэлектрическая сплошность, кВ	Адгезия, Н/см	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Приложение Л (обязательное)

Форма паспорта на идентифицированную/освидетельствованную трубу

Наименование организации, проводившей идентификацию/освидетельствование

Адрес организации

Тел., факс, адрес электронной почты

ПАСПОРТ № _____

на идентифицированную/освидетельствованную трубу

Труба _____
(конструкция)

Изготовлена в соответствии с _____
(ТУ, ГОСТ)

Завод-изготовитель трубы _____
Участок демонтажа трубы _____
(газотранспортное общество, магистральный трубопровод,
линейно-производственное управление, межкрановый участок)

Дата выдачи паспорта _____

Параметры трубы

№ трубы, присвоенный при демонтаже	Размеры			Овальность на торцах, % / %	Минусовой допуск на толщину стенки	Максимальное испытательное давление, МПа
	Диаметр, мм	Толщина стенки, мм	Длина, м			

Марка стали (класс прочности) _____

Химический состав основного металла труб

Содержание элементов, мас. %													СЕ
C	Si	Mn	P	S	Cr	Ni	Cu	V	Mo	Nb	Ti	Al	

Нормативные механические характеристики основного металла по данным ТУ, ГОСТ

Нормативный предел прочности, Н/мм ²	Нормативный предел текущей, Н/мм ²	Относительное удлинение, %	KCV		KCU	
			Дж/см ²	T _{исп}	Дж/см ²	T _{исп}

Коэффициент надежности по материалу

Сведения о выполненных механических испытаниях и их результаты

Основной металл _____
(контролируемый параметр, условия испытаний и результат)

Сварной шов _____
(контролируемый параметр, условия испытаний и результат)

Окончание формы паспорта

Сведения о контроле основного металла и выполненных ремонтах								
№ п/п	Расстояние до начала дефекта, мм		Длина, мм	Ширина, мм	Минимальная остаточная толщина стенки, мм	Тип дефектной области	Способ ремонта	Метод неразрушающего контроля, подтверждающий устранение дефекта
	от торца	от продольного шва						

Данные по защитному покрытию (ТУ _____)

Номер партии	Наименование материала защитного покрытия	Номер партии материала	Стандарт, технические условия

Сведения о контроле качества покрытия							
Номер партии	Дата нанесения защитного покрытия	Толщина покрытия, мм		Внешний вид	Прочность при ударе не менее, Дж	Адгезия покрытия к стали при 20 °С, Н/см	Диэлектрическая сплошность, отсутствие пробы при электрическом напряжении, кВ
		общая	над усилением шва				

Заключение

По результатам идентификации/освидетельствования, обследования, ремонта и контроля качества восстановленная труба допускается для использования при ремонте линейной части магистральных трубопроводов с давлением ____ МПа.

Приложения:
Документальное подтверждение соответствия восстановленной трубы требованиям
ПАО «Газпром».

Подпись представителя ДЭО

_____ М.П.

Приложение М

(обязательное)

Форма заключения комиссии по дальнейшему использованию труб

ЗАКЛЮЧЕНИЕ по дальнейшему использованию труб									
№ п/п	Заводская или трассовая маркировка трубы	Конструкция трубы	Фактические размеры трубы, мм			Краткое описание выявленных дефектов	Остаточная толщина стенки трубы, мм	ГОСТ, ТУ/ завод- изготовитель	Заключение комиссии
			Длина	Диаметр	Толщина стенки				
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Председатель комиссии

(ДЭО ПАО «Газпром»)

(фамилия и инициалы) (подпись)

«___» _____ 20__ г.

Библиография

- [1] Технический регламент О требованиях к магистральным Евразийского экономического трубопроводам для союза транспортирования жидких и ТР ЕАЭС 049/2020 газообразных углеводородов
- [2] Федеральный закон от 26.06.2008 № 102-ФЗ «Об обеспечении единства измерений»
- [3] Рекомендации ПАО «Газпром» Магистральные газопроводы. Р Газпром 2-2.3-1251-2021 Диагностическое обследование. Стресс-коррозионные дефекты труб. Методика оценки
- [4] Свод правил Магистральные трубопроводы. Минстроя России Актуализированная редакция СП 36.13330.2012 СНиП 2.05.06-85*
- [5] Строительные нормы и правила Магистральные трубопроводы Госстроя СССР СНиП 2.05.06-85*
- [6] Рекомендации ПАО «Газпром» Защита от коррозии. Магистральные Р Газпром 9.6-071-2021 трубопроводы. Защитные покрытия. Ингибирующие композиции. Технология применения
- [7] Рекомендации ПАО «Газпром» Защита от коррозии. Наружное Р Газпром 9.1-063-2020 антикоррозионное полиэтиленовое покрытие труб заводского нанесения. Инструкция по ремонту мест повреждений

[8] Свод правил
Минстроя России
СП 86.13330.2022

СНиП III-42-80*
трубопроводы

Магистральные

Региональное приложение 1

Положения настоящего стандарта, содержащие особенности применения на территории Республики Беларусь

Структурный элемент настоящего стандарта	Положения настоящего стандарта для применения на территории Республики Беларусь
4.8	Оборудование, применяемое для обследования линейной части магистральных трубопроводов, должно быть аттестовано, средства измерений для НК должны быть поверены или откалиброваны и иметь действующие свидетельства о поверке (сертификаты калибровки) в соответствии с Законом [1].
5.1.4	Для обнаружения, локализации и оценки глубины дефектов применяют следующие методы НК: - ВИК по ГОСТ 23479–79 [2]; - УК по ГОСТ 20415–82 [3], ГОСТ 12503–75 [4], ГОСТ EN 14127–2015 [5], ГОСТ 14782–86 [6], ГОСТ EN 12668-1–2014 [7], ГОСТ EN 12668–2–2014 [8], ГОСТ EN 12668-3–2015 [9], ГОСТ 28702–90 [10]; - ВК по ГОСТ 24289–80 [11], ГОСТ 8.283–78 [12]; - МПК по ГОСТ 21105–87 [13]; - РК по ГОСТ 3242 –79 [14], СТБ 1428–2003 [15]; - капиллярный контроль (ПВК) по СТБ 1172–99 [16].

Продолжение регионального приложения 1

Структурный элемент настоящего стандарта	Положения настоящего стандарта для применения на территории Республики Беларусь
5.4.3	<p>Расчетную толщину стенки трубы t_p, мм, определяют, используя данные идентификации/освидетельствования и проведенных обследований, по формуле</p> $t_p = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{b \cdot (R_1^T + n \cdot p)}. \quad (5.3)$ <p>Значение параметра сопротивления растяжению (сжатию) R_1^T, МПа, вычисляют по формуле</p> $R_1^T = \frac{m \cdot \sigma_B}{k_1 \cdot k_H}. \quad (5.4)$ <p>Пр и м е ч а н и е – При необходимости оценки ремонтпригодности труб на эксплуатируемых участках линейной части магистральных трубопроводов, спроектированных и построенных до введения в действие СНиП 2.05.06 -85* [17] (до 1 января 1986 г.), для определения расчетной толщины стенки труб могут быть использованы архивные нормы проектирования, которые действовали в период разработки проектной документации на эти участки.</p>
5.6.5	<p>Допустимое значение параметра поврежденности трубы при ремонте методом переизоляции с частичной заменой труб, обусловленное овальностью ее поперечного сечения $[\omega]_{кр}^0$, которое должно соответствовать условиям недопустимости пластических деформаций по СНиП 2.05.06–85* [17], вычисляют по формуле</p> $[\omega]_{кр}^0 = a - \frac{c_5 \cdot k_H \cdot \sigma_{кц}}{m \cdot \sigma_T}. \quad (5.12)$ <p>Значения кольцевых напряжений $\sigma_{кц}$, МПа, вычисляют по формуле</p> $\sigma_{кц} = \frac{p \cdot (D_H - b \cdot t_\phi)}{b \cdot t_\phi}. \quad (5.13)$

Окончание регионального приложения 1

74

Структурный элемент настоящего стандарта	Положения настоящего стандарта для применения на территории Республики Беларусь
6.3.4	Не применяется.
7.23	Максимальное испытательное давление для бездефектной трубы $P_{\text{исп}}^3$ в соответствии с СНиП 2.05.06–85* (пункт 13.16) [17] принимают равным давлению, вызывающему в стенке трубы напряжение, равное 0,95 нормативного предела текучести.
8.1.27	В случаях, не предусмотренных положениями настоящего стандарта, при контроле защитного покрытия необходимо руководствоваться положениями по СНиП III-42–80* (пункт 6.2) [18].

Библиография регионального приложения 1

- | | | |
|-----|--|---|
| [1] | Закон Республики Беларусь от 05.09.1955 № 3848–ХП
«Об обеспечении единства измерений» | |
| [2] | Межгосударственный стандарт
ГОСТ 23479–79 | Контроль неразрушающий. Методы оптического вида. Общие требования |
| [3] | Межгосударственный стандарт
ГОСТ 20415–829 | Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения |
| [4] | Межгосударственный стандарт
ГОСТ 12503–75 | Сталь. Методы ультразвукового контроля. Общие требования |
| [5] | Межгосударственный стандарт
ГОСТ EN 14127–2015 | Контроль неразрушающий.
Ультразвуковая толщинометрия |
| [6] | Межгосударственный стандарт
ГОСТ 14782–86 | Контроль неразрушающий.
Соединения сварные. Методы ультразвуковые |
| [7] | Межгосударственный стандарт
ГОСТ EN 12668-1–2014 | Контроль неразрушающий.
Дефектоскопы ультразвуковые.
Основные технические характеристики и методы их определения. Часть 1.
Электронные блоки |
| [8] | Межгосударственный стандарт
ГОСТ EN 12668-2–2014 | Контроль неразрушающий.
Дефектоскопы ультразвуковые.
Основные технические характеристики и методы их определения. Часть 2.
Преобразователи |

- | | |
|---|--|
| [9] Межгосударственный стандарт
ГОСТ EN 12668-3–2015 | Контроль неразрушающий.
Дефектоскопы ультразвуковые.
Основные технические характеристики и методы их определения. Часть 3. Приборы |
| [10] Межгосударственный стандарт
ГОСТ 28702–90 | Контроль неразрушающий.
Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования |
| [11] Межгосударственный стандарт
ГОСТ 24289–80 | Контроль неразрушающий вихретоковый. Термины и определения |
| [12] Межгосударственный стандарт
ГОСТ 8.283–78 | Государственная система обеспечения единства измерений. Дефектоскопы электромагнитные. Методы и средства поверки |
| [13] Межгосударственный стандарт
ГОСТ 21105–87 | Контроль неразрушающий.
Магнитопорошковый метод |
| [14] Межгосударственный стандарт
ГОСТ 3242 –79 | Соединения сварные. Методы контроля качества |
| [15] Государственный стандарт
Республики Беларусь
СТБ 1428–2003 | Контроль неразрушающий.
Соединения сварные трубопроводов и металлоконструкций.
Радиографический метод |
| [16] Государственный стандарт
Республики Беларусь
СТБ 1172–99 | Контроль неразрушающий. Контроль проникающими веществами (капиллярный). Общие положения |

- [17] Строительные нормы и правила
Магистральные трубопроводы
Госстроя СССР
СНиП 2.05.06–85
- [18] Строительные нормы и правила
Магистральные трубопроводы
Госстроя СССР
СНиП III-42–80*

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов, приведенных в элементе «Библиография регионального приложения 1», на территории Республики Беларусь по соответствующим официальным информационным указателям. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

Региональное приложение 2

Положения настоящего стандарта, содержащие особенности применения на территории Республики Армения

Структурный элемент настоящего стандарта	Положения настоящего стандарта для применения на территории Республики Армения
4.8	Оборудование, применяемое для обследования линейной части магистральных трубопроводов, должно быть аттестовано, средства измерений для НК должны быть поверены или откалиброваны и иметь действующие свидетельства о поверке (сертификаты калибровки) в соответствии с Законом [1].
5.1.4	Для обнаружения, локализации и оценки глубины дефектов применяют следующие методы НК: <ul style="list-style-type: none">- ВИК по ГОСТ 23479–79 [2];- УК по ГОСТ 20415–82 [3], ГОСТ 12503–75 [4], ГОСТ EN 14127–2015 [5], ГОСТ 14782–86 [6], ГОСТ 28702–90 [7];- ВК по ГОСТ 24289–80 [8], ГОСТ 8.283–78 [9];- МПК по ГОСТ 21105–87 [10];- РК по ГОСТ 3242 –79 [11], ГОСТ 7512-82 [12];- капиллярный контроль (ПВК) по нормативным документам Республики Армения.

Продолжение регионального приложения 2

79

Структурный элемент настоящего стандарта	Положения настоящего стандарта для применения на территории Республики Армения
5.4.3	<p>Расчетную толщину стенки трубы t_p, мм, определяют, используя данные идентификации/освидетельствования и проведенных обследований, по формуле</p> $t_p = \frac{n \cdot p \cdot D_H}{b \cdot (R_1^T + n \cdot p)}. \quad (5.3)$ <p>Значение параметра сопротивления растяжению (сжатию) R_1^T, МПа, вычисляют по формуле</p> $R_1^T = \frac{m \cdot \sigma_B}{k_1 \cdot k_H}. \quad (5.4)$ <p>Пр и м е ч а н и е – При необходимости оценки ремонтпригодности труб на эксплуатируемых участках линейной части магистральных трубопроводов, спроектированных и построенных до введения в действие СНиП 2.05.06 -85* [13], для определения расчетной толщины стенки труб могут быть использованы архивные нормы проектирования, которые действовали в период разработки проектной документации на эти участки.</p>
5.6.5	<p>Допустимое значение параметра поврежденности трубы при ремонте методом переизоляции с частичной заменой труб, обусловленное овальностью ее поперечного сечения $[\omega]_{кр}^o$, которое должно соответствовать условиям недопустимости пластических деформаций по СНиП 2.05.06–85* [13], вычисляют по формуле</p> $[\omega]_{кр}^o = a - \frac{c_5 \cdot k_H \cdot \sigma_{кц}}{m \cdot \sigma_T}. \quad (5.12)$ <p>Значения кольцевых напряжений $\sigma_{кц}$, МПа, вычисляют по формуле</p> $\sigma_{кц} = \frac{p \cdot (D_H - b \cdot t_\phi)}{b \cdot t_\phi}. \quad (5.13)$

Окончание регионального приложения 2

Структурный элемент настоящего стандарта	Положения настоящего стандарта для применения на территории Республики Армения
6.3.4	Не применяется.
7.23	Максимальное испытательное давление для бездефектной трубы $P_{исп}^3$ в соответствии с СНиП 2.05.06–85* (пункт 13.16) [13] принимают равным давлению, вызывающему в стенке трубы напряжение, равное 0,95 нормативного предела текучести.
8.1.27	В случаях, не предусмотренных положениями настоящего стандарта, при контроле защитного покрытия необходимо руководствоваться положениями по СНиП III-42–80* (пункт 6.2) [14].

Библиография регионального приложения 2

- | | | |
|-----|--|--|
| [1] | Закон Республики Армения от 08.02.2012 № ЗР–22–Н «Об обеспечении единства измерений» | |
| [2] | Межгосударственный стандарт
ГОСТ 23479–79 | Контроль неразрушающий. Методы оптического вида. Общие требования |
| [3] | Межгосударственный стандарт
ГОСТ 20415–82 | Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения |
| [4] | Межгосударственный стандарт
ГОСТ 12503–75 | Сталь. Методы ультразвукового контроля. Общие требования |
| [5] | Межгосударственный стандарт
ГОСТ EN 14127–2015 | Контроль неразрушающий.
Ультразвуковая толщинометрия |
| [6] | Межгосударственный стандарт
ГОСТ 14782–86 | Контроль неразрушающий.
Соединения сварные. Методы ультразвуковые |
| [7] | Межгосударственный стандарт
ГОСТ 28702–90 | Контроль неразрушающий.
Толщинометры ультразвуковые. Общие технические требования |
| [8] | Межгосударственный стандарт
ГОСТ 24289–80 | Контроль неразрушающий
вихретоковый. Термины и определения |
| [9] | Межгосударственный стандарт
ГОСТ 8.283–78 | Государственная система обеспечения единства измерений. Дефектоскопы электромагнитные. Методы и средства поверки |

- | | |
|--|--|
| [10] Межгосударственный стандарт
ГОСТ 21105–87 | Контроль неразрушающий.
Магнитопорошковый метод |
| [11] Межгосударственный стандарт
ГОСТ 3242 –79 | Соединения сварные. Методы контроля качества |
| [12] Государственный стандарт
ГОСТ 7512-82 | Контроль неразрушающий.
Соединения сварные.
Радиографический метод |
| [13] Строительные нормы и правила
Госстроя СССР
СНиП 2.05.06–85* | Магистральные трубопроводы |
| [14] Строительные нормы и правила
Госстроя СССР
СНиП III-42–80* | Магистральные трубопроводы
Примечание |

П р и м е ч а н и е – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных документов, приведенных в элементе «Библиография регионального приложения 2», на территории Республики Армения по соответствующим официальным информационным указателям. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

ОКС 75.200

Ключевые слова: оценка дефектов, труба, соединительная деталь, ремонт, линейная часть, магистральный трубопровод
