

**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»**

---

**РЕКОМЕНДАЦИИ ОРГАНИЗАЦИИ**

**ПРАВИЛА НАЗНАЧЕНИЯ МЕТОДОВ РЕМОНТА  
ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ  
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ  
ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ОАО «ГАЗПРОМ»**

**Р Газпром 2-2.3-595-2011**

*Издание официальное*

---

**ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»**

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

**Общество с ограниченной ответственностью «Газпром экспо»**

**Москва  
2011**

## Предисловие

- 1 РАЗРАБОТАНЫ Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)
- 2 ВНЕСЕНЫ Управлением по транспортировке газа и газового конденсата Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром»
- 3 УТВЕРЖДЕНЫ Членом Правления ОАО «Газпром», начальником Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа О.Е. Аксютиным 08 августа 2011 года
- 4 ВВЕДЕНЫ ВПЕРВЫЕ

© ОАО «Газпром», 2011

© Разработка ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2011

© Оформление ООО «Газпром экспо», 2011

*Распространение настоящих рекомендаций осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных ОАО «Газпром»*

## Содержание

Введение .....	V
1 Область применения .....	1
2 Нормативные ссылки .....	1
3 Термины и определения .....	5
4 Основные положения .....	10
5 Непроектное положение участка газопровода и дефекты газопровода .....	12
5.1 Типы и параметры дефектов .....	12
5.2 Непроектное положение участка газопровода .....	14
6 Методы ремонта трубных секций и сварных соединений, содержащих дефекты, и отдельных дефектов .....	15
7 Порядок назначения методов ремонта .....	16
8 Критерии оценки взаимодействия дефектов .....	19
9 Критерии назначения методов ремонта дефектных труб .....	21
9.1 Назначение метода ремонта для ремонтной зоны .....	21
9.2 Ремонт контролируемой шлифовкой .....	24
9.3 Ремонт муфтой .....	29
9.4 Ремонт заменой катушки поверхностных дефектов трубы.....	34
9.5 Ограничения на применение муфт и катушек для ремонта трубы и участка газопровода .....	35
10 Требования к методам ремонта дефектных труб .....	36
10.1 Ремонт контролируемой шлифовкой .....	36
10.2 Ремонт сваркой .....	37
10.3 Ремонт муфтой .....	37
10.4 Ремонт заменой катушки .....	40
11 Методы ремонта участков газопроводов в непроектном положении .....	41
12 Мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния линейного участка магистрального газопровода.....	45

13	Контроль состояния ремонтных конструкций и отремонтированных участков газопровода .....	47
13.1	Общие требования к организации контроля .....	47
13.2	Неразрушающий контроль участков газопровода, отремонтированных контролируемой шлифовкой .....	49
13.3	Неразрушающий контроль при ремонте сваркой .....	50
13.4	Неразрушающий контроль участков газопровода, отремонтированных ремонтными конструкциями и заменой катушки .....	52
13.5	Основные требования к средствам неразрушающего контроля .....	54
Приложение А	(справочное) Пример применения правил назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов .....	56
Библиография	.....	61

## Введение

Настоящие рекомендации разработаны в соответствии с Перечнем приоритетных научно-технических проблем ОАО «Газпром» на 2006 – 2010 гг., утвержденным Председателем Правления ОАО «Газпром» А.Б. Миллером (№ 01-106 от 11.10.2005), п. 4.2 «Развитие технологий и совершенствование оборудования для обеспечения надежного функционирования ЕСТ, включая методы и средства диагностики и ремонта».

Настоящие рекомендации разработаны ООО «Газпром ВНИИГАЗ» по договору с ОАО «Газпром» № 1652-0810-09-1 от 30.11.2009 «Разработка Системы управления техническим состоянием и целостностью линейной части магистральных газопроводов ЕСТ ОАО «Газпром».

Разработка настоящих рекомендаций выполнена авторским коллективом в следующем составе: Беспалов В.И., Нефедов С.В., Городниченко В.И., Чубунов М.В., Шарыгин В.М., Черний В.П., Лазарев В.Л., Будревич Д.Г., Малков А.Г., Елфимов А.В., Ремизов А.Е., Копылов Д.А., Халуева И.В. (ООО «Газпром ВНИИГАЗ»), Проскуряков А.М., Митрохин М.Ю., Булычев Н.И. (ОАО «Газпром»).

**РЕКОМЕНДАЦИИ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»**

---

**ПРАВИЛА НАЗНАЧЕНИЯ МЕТОДОВ РЕМОНТА ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ  
ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ  
ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ ОАО «ГАЗПРОМ»**

---

Дата введения \_\_\_\_\_

## **1 Область применения**

1.1 Настоящие рекомендации распространяются на ремонт дефектных участков линейной части магистральных газопроводов В, I-IV категорий диаметром от 300 до 1420 мм включительно с рабочим давлением среды от 1,2 до 9,8 МПа и спроектированных в соответствии с требованиями СНиП 2.05.06-85\* [1].

1.2 Настоящие рекомендации устанавливают:

- требования к методам ремонта дефектных труб;
- порядок назначения методов ремонта дефектных труб;
- критерии назначения методов ремонта дефектных труб для следующих методов ремонта: контролируемой шлифовкой, муфтами, сваркой, заменой трубы (катушки).

1.3 Настоящие рекомендации предназначены для применения в структурных подразделениях, дочерних обществах и организациях ОАО «Газпром» при проведении диагностических и ремонтных работ, а также строительном контроле (техническом надзоре) за качеством работ при ремонте газопроводов.

## **2 Нормативные ссылки**

В настоящих рекомендациях использованы нормативные ссылки на

следующие стандарты:

ГОСТ Р 53480-2009 Надежность в технике. Термины и определения

ГОСТ 7512-82 Контроль неразрушающий. Соединения сварные.  
Радиографический контроль

ГОСТ 9378-93 Образцы шероховатости поверхности (сравнения). Общие  
технические условия

ГОСТ 14782-86 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы  
ультразвуковые

ГОСТ 18322-78 Система технического обслуживания и ремонта техники.  
Термины и определения

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

ГОСТ 21014-88 Прокат черных металлов. Термины и определения  
дефектов поверхности

ГОСТ 23479-79 Контроль неразрушающий. Методы оптического вида.  
Общие требования

СТО Газпром 2-3.5-046-2006 Документы нормативные для  
проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром».  
Порядок экспертизы технических условий на оборудование и материалы,  
аттестации технологий и оценки готовности организаций к выполнению работ  
по диагностике и ремонту объектов транспорта газа ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-2.4-083-2006 Документы нормативные для  
проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром».  
Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных  
соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных  
газопроводов

СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Документы нормативные для  
проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром».  
Методические указания по диагностическому обследованию линейной части  
магистральных газопроводов

СТО Газпром 2-2.3-112-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Методические указания по оценке работоспособности участков магистральных газопроводов с коррозионными дефектами

СТО Газпром 2-2.3-116-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по технологии производства работ на газопроводах врезкой под давлением

СТО Газпром 2-2.2-136-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть I

СТО Газпром 2-2.3-137-2007 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть II

СТО Газпром 2-2.3-231-2008 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром»

СТО Газпром 2-2.1-249-2008 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Магистральные газопроводы

СТО Газпром 2-2.3-263-2008 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Нормы проектирования ремонта магистральных газопроводов в условиях заболоченной и обводненной местности

СТО Газпром 2-2.3-292-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Правила определения технического состояния магистральных газопроводов по результатам внутритрубной инспекции



СТО Газпром 2-2.3-310-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Организация коррозионных обследований объектов ОАО «Газпром». Основные требования

СТО Газпром 2-2.2-334-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Ремонт и строительство магистральных газопроводов в обводненной и заболоченной местности, на подводных переходах с применением обетонированных труб

СТО Газпром 2-2.3-335-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по ремонту дефектных участков трубопроводов стеклопластиковыми муфтами с резьбовой затяжкой

СТО Газпром 2-2.2-360-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть III

СТО Газпром 2-2.3-407-2009 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по отбраковке и ремонту технологических трубопроводов газа компрессорных станций

СТО Газпром 2-2.3-425-2010 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть IV

СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Документы нормативные для проектирования, строительства и эксплуатации объектов ОАО «Газпром». Правила эксплуатации магистральных газопроводов

Примечание – При пользовании настоящими рекомендациями целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года, и информационным указателям, опубликованным в текущем

году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящими рекомендациями 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 и определения

В настоящих рекомендациях применены термины в соответствии с ГОСТ 21014, ГОСТ 18322, ГОСТ Р 53480, а также следующие термины с соответствующими определениями:

**3.1 взаимодействующий дефект:** Дефект, расположение которого относительно других дефектов предусматривает его влияние на соседние дефекты при оценке работоспособности участка газопровода.

[СТО Газпром 2-2.3-112-2007, пункт 3.3]

**3.2 вмятина:** Нарушение формы сечения трубы в виде местного плавного изменения формы поверхности, образующегося при действии на наружную поверхность трубопровода сосредоточенной или распределенной поперечной нагрузки.

[СТО Газпром 2-2.3-137-2007, пункт 3.1.1]

**3.3 выборочный ремонт:** Способ ремонта, при котором на участке магистрального газопровода выполняют локальные ремонтно-восстановительные работы на местах выявленных дефектов.

**3.4 вырезка (замена катушки):** Метод ремонта, заключающийся в вырезке из газопровода катушки с дефектом и замене бездефектной катушкой.

[СТО Газпром 2-2.3-407-2009, пункт 3.1.3]

**3.5 глубина дефекта:** Наибольший размер дефекта в радиальном направлении.

[СТО Газпром 2-2.3-407-2009, пункт 3.1.4]

**3.6 гофр:** Нарушение формы сечения трубы в результате потери местной устойчивости стенки трубы, когда при изгибе газопровода в сжатой зоне развиваются чрезмерные пластические деформации.

**Примечание** – Гофр вытянут в окружном направлении и имеет малую длину по оси газопровода. Гофр может иметь кроме основной волны дополнительные (вторичные) волны меньшей высоты.

[СТО Газпром 2-2.3-137-2007, пункт 3.1.6]

**3.7 дефект:** Каждое отдельное несоответствие продукции (труб, сварных соединений) требованиям, установленным нормативной документацией.

[СТО Газпром 2-2.3-137-2007, пункт 3.1.7]

**3.8 дефектный участок:** Минимальная область трубы или сварного соединения, содержащая один или несколько дефектов в границах предполагаемого ремонта.

**3.9 дефекты КРН:** Дефекты металла трубы в виде трещин, развивающихся при одновременном воздействии коррозионной среды и внешних или внутренних растягивающих напряжений (коррозионное растрескивание под напряжением).

[СТО Газпром 2-2.3-137-2007, пункт 3.1.9]

**3.10 длина дефекта:** Наибольший размер дефекта в продольном направлении.

[СТО Газпром 2-2.3-407-2009, пункт 3.1.8]

**3.11 забоина:** Дефект поверхности, появляющийся в результате динамического воздействия поверхности труб с твердым телом, имеющим острые края, без касательного по отношению к поверхности стенки трубы перемещения и заметного остаточного местного изгиба тела трубы.

[СТО Газпром 2-2.3-137-2007, пункт 3.1.11]

**3.12 задир (продир):** Дефект поверхности в виде широких продольных углублений, образующихся от резкого трения проката о детали прокатного и подъемно-транспортного оборудования, а также в результате осевых перемещений трубопровода относительно опор под воздействием эксплуатационных нагрузок.

[СТО Газпром 2-2.3-407-2009, пункт 3.1.10]

**3.13 закат:** Дефект поверхности, представляющий собой прикатанный продольный выступ, образовавшийся в результате закатывания уса, подреза, грубых следов зачистки и глубоких рисок.

**П р и м е ч а н и я**

1 Дефект часто расположен с двух диаметрально противоположных сторон и может иметь зазубренный край.

2 На поперечном микрошлифе дефект располагается под острым углом к поверхности без разветвления, заполнен окалиной и сопровождается искажением структуры. Металл вокруг дефекта обезуглерожен.

[ГОСТ 21014-88, пункт 22]

**3.14 катушка:** Часть трубы, ввариваемая в газопровод с помощью двух кольцевых стыков либо вырезаемая из газопровода.

[СТО Газпром 2-2.3-407-2009, пункт 3.1.12]

**3.15 контролируемая шлифовка:** Метод ремонта трубы, заключающийся в сошлифовке дефектов с контролем их остаточной глубины в процессе ремонта, а также контролем результатов ремонта, включая подтверждение устранения дефектов и определение размеров образовавшихся сошлифованных зон.

[СТО Газпром 2-2.3-407-2009, пункт 3.1.13]

**3.16 коррозионный дефект:** Дефект, вызванный коррозией металла, из которого изготовлен газопровод.

[СТО Газпром 2-2.3-112-2007, пункт 3.1]

**3.17 одиночный дефект:** Дефект, не взаимодействующий с соседними дефектами и рассматриваемый при оценке работоспособности участка газопровода изолировано от других дефектов.

[СТО Газпром 2-2.3-112-2007, пункт 3.2]

**3.18 отнулевой цикл:** Цикл изменения циклической нагрузки от нулевого значения до максимального и вновь до нулевого значения.

[СТО Газпром 2-2.3-407-2009, пункт 3.1.22]

**3.19 переизоляция газопровода:** Комплекс работ по ремонту или восстановлению свойств защитного изолирующего покрытия газопровода, включающий его очистку от старой изоляции, обследование поверхности труб, при необходимости ремонт или замену отбракованных труб, подготовку поверхности для нанесения нового защитного покрытия, нанесение покрытия.

**3.20 поверхностные дефекты:** Дефекты, расположенные на поверхности трубы, вызывающие уменьшение площади сечения стенки трубы или продольного сварного шва (коррозионные, стресс-коррозионные, металлургические и т.п.).

[СТО Газпром 2-2.3-407-2009, пункт 3.1.23]

**3.21 расслоение:** Дефект в виде внутренних разрывов.

**3.22 ремонт:** Комплекс операций по восстановлению исправности или работоспособности изделий и восстановлению ресурсов изделий или их составных частей.

[ГОСТ 18322-78, пункт 2]

**3.23 ремонтная зона:** Участок трубы минимальной длины, включающий дефект (дефекты) геометрии трубы или расслоения.

**3.24 ремонтная конструкция:** Конструкция, установленная на газопроводе для ремонта дефектных труб.

[СТО Газпром 2-2.3-407-2009, пункт 3.1.25]

**3.25 ремонтпригодность:** Способность изделия при данных условиях использования и технического обслуживания к поддержанию или восстановлению состояния, в котором оно может выполнить требуемую функцию.

[ГОСТ Р 53480-2009, пункт 20]

**3.26 риска:** Дефект поверхности в виде канавки без выступа кромок с закругленным или плоским дном, образовавшийся от царапания поверхности металла изношенной прокатной арматурой.

[ГОСТ 21014-88, пункт 24]

**3.27 сошлифованная зона:** Участок трубы, на котором выполнена контролируемая шлифовка.

[СТО Газпром 2-2.3-407-2009, пункт 3.1.23]

**3.28 техническое диагностирование (диагностирование):** Комплекс работ по определению технического состояния объекта, включающий обследование объекта и выдачу рекомендаций по оценке качества и ремонту труб, соединительных деталей трубопроводов и сварных соединений.

[СТО Газпром 2-2.3-407-2009, пункт 3.1.30]

**3.29 трещина:** Дефект в виде разрыва в металле трубы или сварном соединении.

[СТО Газпром 2-2.3-137-2007, пункт 3.1.33]

**3.30 царапина:** Дефект поверхности, представляющий собой углубление неправильной формы и произвольного направления, образующегося в результате механических повреждений, в том числе, при складировании и транспортировании металла.

[ГОСТ 21014-88, пункт 63]

**3.31 ширина дефекта:** Наибольший размер дефекта в окружном направлении.

[СТО Газпром 2-2.3-407-2009, пункт 3.1.34]

## 4 Основные положения

4.1 Методы ремонта дефектных участков труб назначают на основании результатов технического диагностирования газопроводов, содержащих информацию о размерах дефектов (длина, ширина и глубина) с учетом погрешности измерений и их расположении на трубе.

4.2 При обследовании газопроводов применяют методы и приборы неразрушающего контроля, позволяющие выявлять внутренние и поверхностные дефекты основного металла и сварных швов, а также дефекты геометрии сечения трубы. Следует применять совокупность методов и приборов контроля, обеспечивающую выявление дефектов наружной поверхности глубиной 10 % толщины стенки трубы и более.

4.3 Техническое диагностирование следует выполнять организации, имеющей лабораторию неразрушающего контроля, аттестованную в соответствии с требованиями ПБ 03-372-00 [2], а специалисты, проводящие обследование, должны быть аттестованы по применяемым методам неразрушающего контроля в соответствии с требованиями ПБ 03-440-02 [3] по II или III уровню профессиональной квалификации.

4.4 По результатам диагностического обследования на участке магистрального газопровода, расположенного между крановыми узлами, выделяют непрерывные протяженные участки, на которых назначают выборочный ремонт либо ремонт методом сплошной переизоляции с частичной или полной заменой труб. При этом критерии выбора метода ремонта дефектной зоны трубы различаются для участков, на которых назначен выборочный ремонт, и участков, выделенных под сплошную переизоляцию трубы.

Назначение для участка магистрального газопровода выборочного ремонта либо сплошной переизоляции с частичной или полной заменой труб проводят в соответствии с разделом 12.

4.5 Наряду с контролируемой шлифовкой допускается устранение пологих коррозионных дефектов обработкой поверхности трубы (дробеметной,

пескоструйной и др.) при обеспечении требований технологии нанесения изоляционного покрытия.

4.6 Трубы, ранее отремонтированные методами (ремонтными конструкциями), не указанными в настоящих рекомендациях и СТО Газпром 2-2.3-137, подлежат ремонту заменой катушки. Допускается не вырезать участки труб с ремонтными конструкциями, не указанными в настоящих рекомендациях, если эти ремонтные конструкции разрешены к применению на объектах ОАО «Газпром» в установленном порядке.

4.7 Назначение методов ремонта участка газопровода осуществляют с учетом:

- результатов проверки условий ремонтпригодности труб;
- соблюдения ограничений на количество устанавливаемых на трубе и соседних трубах муфт и катушек;
- трудоемкости ремонта;
- сроков проведения ремонта;
- других факторов (экономических показателей, наличия запаса труб, рабочих необходимой квалификации).

4.8 При назначении метода ремонта дефектного участка трубы учитывают:

- тип и размеры дефектов;
- суммарный объем дефектов;
- взаимное расположение дефектов;
- категорию участка газопровода и его конструктивные параметры;
- механические характеристики металла труб.

4.9 Для определения ремонтпригодности труб и установления метода ремонта организационно-распорядительным документом газотранспортного общества назначается комиссия, включающая представителей эксплуатирующей организации, организации, выполнившей обследование труб, а также организации, выполняющей строительный контроль (технический надзор).



4.10 При ремонте участка газопровода с дефектами, находящегося в непроектном положении, предварительно необходимо восстановить его проектное положение.

4.11 Каждый ремонт должен быть зафиксирован в техническом паспорте на участок газопровода. Форма паспорта приведена СТО Газпром 2-3.5-454 (приложение К).

4.12 Следует использовать ремонтные конструкции (муфты), изготовленные по техническим условиям или конструкторской документации, разработанной в установленном порядке, и имеющие паспорт.

4.13 В соответствии с СТО Газпром 2-3.5-046 для ремонта газопроводов используют оборудование и материалы, технические условия которых соответствуют техническим требованиям ОАО «Газпром» при выполнении работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа (с указанием производителей), а также технологии, соответствующие требованиям ОАО «Газпром» при выполнении работ по диагностике и ремонту объектов транспорта газа.

4.14 Проверку условий (критериев) ремонтпригодности дефектного участка трубы сваркой и выполнение ремонта сваркой проводят в соответствии с СТО Газпром 2-2.2-136, СТО Газпром 2-2.3-137, СТО Газпром 2-2.3-116, СТО Газпром 2-2.2-360 и СТО Газпром 2-2.3-425.

## **5 Непроектное положение участка газопровода и дефекты газопровода**

### **5.1 Типы и параметры дефектов**

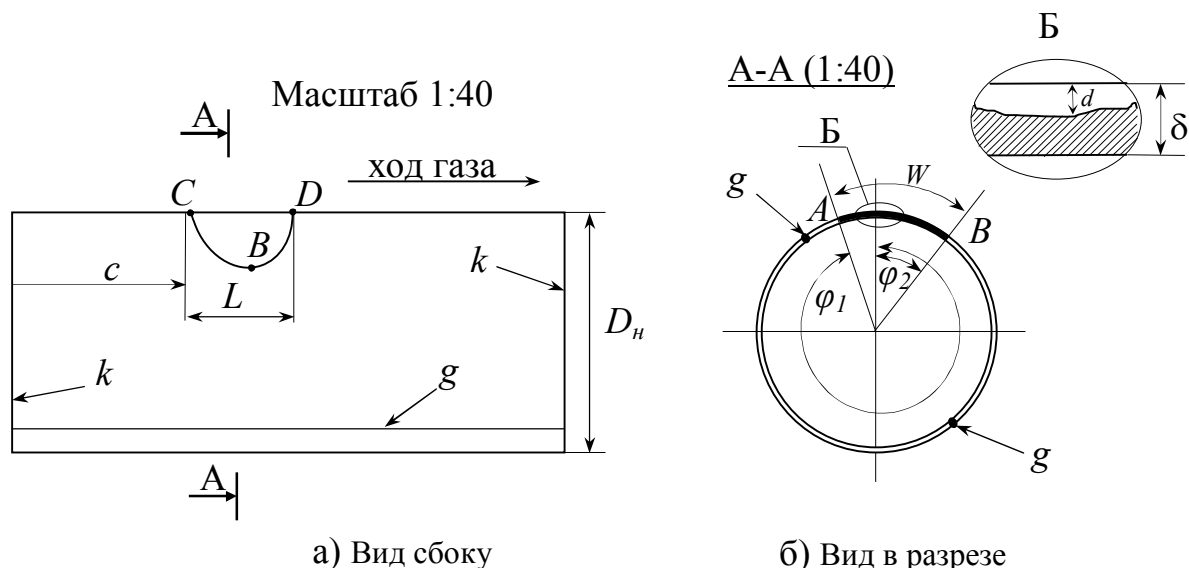
5.1.1 Трубы, подлежащие ремонту методами, рассмотренными в настоящих рекомендациях, могут иметь следующие дефекты:

– поверхностные дефекты: трещина, в том числе и стресс-коррозионные трещины, коррозия (сплошная коррозия, местная коррозия, питтинговая

коррозия, язвенная коррозия и коррозия пятнами), задир, забоина, царапина, эрозионный износ стенки трубы;

- дефекты геометрии трубы: гофр, вмятина, овальность сечения;
- внутренний дефект – расслоение;
- дефекты сварных соединений в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137.

5.1.2 В информацию о дефектах для проверки условий ремонтпригодности дефектного участка трубы следует включать сведения об их месторасположении в соответствии с рисунком 1, а также параметры (размеры) дефектов, номенклатура которых зависит от типа дефекта и определяется по таблице 1. Месторасположение дефекта на трубе в продольном направлении  $c$ , мм, определяется расстоянием от первого по ходу газа кольцевого сварного соединения дефектной трубы до ближайшей к нему точки дефекта (см. рисунок 1, точка С). В окружном (поперечном) направлении местоположение дефекта определяют по угловым координатам крайних точек дефекта  $\varphi_1$  и  $\varphi_2$ , час, причем  $\varphi_1$  относится к точке, относительно которой дефект располагается по часовой стрелке.



$D_n$  – наружный диаметр трубы;  $L$  – измеренная длина дефекта; А и В – крайние точки дефекта в окружном направлении; С и D – крайние точки дефекта в продольном направлении;  $c$  – расстояние до дефекта от первого по ходу газа кольцевого сварного соединения;  $g$  – продольное сварное соединение;  $k$  – кольцевое сварное соединение;  $W$  – измеренная ширина дефекта;  $\varphi_1, \varphi_2$  – угловые координаты крайних точек дефекта в окружном направлении; Б – поперечное сечение дефекта в увеличенном виде;  $d$  – измеренная глубина дефекта;  $\delta$  – измеренная толщина стенки трубы

Рисунок 1 – Схема расположения дефекта на трубе

Для определения расстояний от дефектов и сошлифованных зон до продольных сварных соединений необходима информация об угловом расположении этих сварных соединений на трубе.

Т а б л и ц а 1 – Параметры дефектов, необходимые при проверке условий ремонтпригодности дефектного участка трубы

Группа дефектов	Тип дефекта	Измеряемые параметры дефекта
Поверхностные	Трещина (зона трещин), коррозия, задир, забоина, царапина, эрозионный износ стенки трубы	Длина, ширина*, глубина
Внутренние	Расслоение	Длина, ширина, глубина залегания
Геометрии	Вмятина, гофр	Длина, ширина, глубина
	Овальность сечения трубы	Наименьший и наибольший наружные диаметры трубы
Сварки	Дефекты сварного соединения	В соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137 и СТО Газпром 2-2.4-083
* Для трещин – ширина зоны трещин.		

## 5.2 Непроектное положение участка газопровода

5.2.1 Под непроектным положением участка газопровода следует понимать возникшее по различным причинам в процессе эксплуатации несоответствие требованиям проектных и нормативных документов в части пространственного положения газопроводов.

5.2.2 К признакам, при наличии которых проверяют соблюдение проектного положения участков газопроводов, относят:

- всплывшие и оголенные участки газопровода;
- просевшие и провисшие участки газопровода;
- размытые участки газопровода для подводных переходов;

- расположение участка в оползневом районе;
- смещение опор (свай).

5.2.3 К факторам, приводящим к появлению участков газопроводов в непроектном положении, относятся:

- механические и температурные воздействия окружающей среды (повышение уровня грунтовых и наземных вод, эрозионные процессы и изменение физического состояния грунта);
- нарушение несущей способности отдельно стоящих опор, колонн, эстакад и этажерок в результате механического воздействия со стороны окружающей среды и газопровода.

## **6 Методы ремонта трубных секций и сварных соединений, содержащих дефекты, и отдельных дефектов**

6.1 В зависимости от типа дефекта для ремонта дефектных участков труб назначают методы ремонта в соответствии с таблицей 2.

Т а б л и ц а 2 – Методы ремонта дефектных участков труб

Группа дефектов	Тип дефекта	Методы ремонта
Поверхностные	Трещина, коррозия, задира, забоина, царапина, эрозионный износ стенки трубы	Ремонт контролируемой шлифовкой, ремонт сваркой, ремонт муфтой, ремонт заменой трубы (катушки)
Внутренние	Расслоение	Ремонт заменой трубы (катушки)
Геометрии	Вмятина, гофр, овальность сечения трубы	Ремонт муфтой, ремонт заменой трубы (катушки)
Сварки	Дефекты сварного соединения	Методы ремонта в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137, СТО Газпром 2-2.2-360 и СТО Газпром 2-2.3-425

6.2 При рассмотрении трубных секций для ремонта дефектных участков используются методы ремонта, перечисленные в таблице 2, а также ремонт заменой трубы в зависимости от количества и месторасположения дефектных участков для которых выполняются требования ремонтпригодности для муфты, а также ремонт которых возможен только заменой катушки.

6.3 Дефекты сварных соединений, ремонт которых не регламентируется нормативной документацией ОАО «Газпром», выполняют методом замены катушки.

## **7 Порядок назначения методов ремонта**

7.1 Назначение методов ремонта дефектных участков трубы (трубных секций) проводят в соответствии со схемой, представленной на рисунке 2.

7.2 Процедуру назначения метода ремонта дефектной трубы начинают с формирования исходных данных, используемых при проверке условий ремонтпригодности дефектных участков труб и условий, при выполнении которых дефектный участок трубы не ремонтируют.

7.2.1 К исходным данным относят:

- параметры дефектной трубы (категория газопровода, наружный диаметр и толщина стенки трубы, проектное рабочее давление);
- расчетные размеры дефектов, равные измеренным размерам поверхностных дефектов, скорректированным на погрешность их измерения;
- величину изменения размеров дефектов при сошлифовке.

7.2.2 При расчетном определении размеров сошлифованной зоны измеренные длину и ширину дефекта увеличивают на 2 мм, а глубину – на 0,2 мм.



Рисунок 2 – Схема назначения методов ремонта дефектных участков трубы (трубных секций)

7.3 После формирования исходных данных проводят проверку условий взаимодействия дефектов, по результатам которой для каждой дефектной трубы формируют перечень одиночных (не взаимодействующих) дефектов и объединенных (взаимодействующих) дефектов, трактуемых как одиночные.

7.4 Если на дефектной трубе имеются дефекты геометрии трубы или расслоения, то для этих труб формируют перечень ремонтных зон, при этом перекрывающиеся ремонтные зоны объединяют в одну ремонтную зону протяженностью, равной расстоянию между крайними точками исходных ремонтных зон.

7.5 Для каждой ремонтной зоны проверяют условия, при выполнении которых ремонт не требуется. При невыполнении этих условий проверяют условия ремонтпригодности в соответствии с разделом 9. При выполнении условий ремонтпригодности назначается метод ремонта.

7.6 После назначения методов ремонта для ремонтных зон переходят к назначению методов ремонта для участков трубы с одиночными и объединенными поверхностными дефектами, включая дефекты, расположенные в ремонтных зонах, в соответствии с разделом 9.

7.7 Назначение методов ремонта для участков трубы с поверхностными дефектами проводят, рассматривая условия ремонтпригодности для методов ремонта в следующем порядке: контролируемой шлифовкой, сваркой, с использованием муфт, заменой катушки, начиная с рассмотрения условий ремонтпригодности для контролируемой шлифовки в соответствии с 9.2. Если какое-либо из условий выполняется, то назначают соответствующий метод ремонта и другие условия не рассматривают.

7.7.1 Если условия ремонтпригодности для контролируемой шлифовки не удовлетворяются, то рассматривают условия ремонтпригодности для сварки в соответствии с 4.14.

7.7.2 Если условия ремонтпригодности для сварки не выполняются, то рассматривают условия ремонтпригодности для муфты в соответствии с 9.3.

7.7.3 При невыполнении условий ремонтпригодности для муфты дефектный участок подлежит ремонту заменой катушки.

Пример назначения метода ремонта для трубы с поверхностным дефектом приведен в приложении А.

7.8 После назначения для каждого дефектного участка метода ремонта рассматривают:

- дефекты, расположенные в ремонтных зонах, с целью определения необходимости ремонта;
- трубы с поверхностными дефектами, для ремонта которых используется метод ремонта «контролируемая шлифовка»;
- расположение и количество дефектных участков на трубах, ремонт которых требует использования муфты или замены катушки.

При рассмотрении труб с поверхностными дефектами, для ремонта которых используется метод ремонта «контролируемая шлифовка» следует оценить объем работ по сошлифовке металла трубы с целью определения целесообразности выполнения ремонта заменой трубы.

В зависимости от количества и расположения дефектных участков, для ремонта которых предполагается использование муфты или замена катушки, устанавливают количество труб подлежащих замене.

## 8 Критерии оценки взаимодействия дефектов

8.1 Критериями оценки взаимодействия дефектов являются предельные расстояния между дефектами в продольном направлении  $[s_i]$  и окружном направлении  $[s_k]$ , зависящие от геометрических размеров трубы и вычисляемые по формуле

$$\begin{cases} [s_i] = 2\sqrt{D_n \delta} \\ [s_k] = \pi\sqrt{D_n \delta} \end{cases}, \quad (1)$$

где  $D_n$  – наружный диаметр трубы, мм;

$\delta$  – толщина стенки трубы в номинальном сечении, мм;

$\pi$  – константа, равная 3,14.



При назначении метода ремонта производят выявление взаимодействующих дефектов и объединение их в дефекты, трактуемые как одиночные. Взаимодействие дефектов рассматривают только для поверхностных дефектов. Два поверхностных дефекта считают взаимодействующими, если одновременно выполняются условия

$$\begin{cases} s_i \leq [s_i] \\ s_k \leq [s_k] \end{cases}, \quad (2)$$

где  $s_i$  – расстояние в продольном направлении между дефектами, мм;

$s_k$  – расстояние в окружном направлении между дефектами, мм;

$[s_i]$  – предельное расстояние в продольном направлении между дефектами, мм;

$[s_k]$  – предельное расстояние в окружном направлении между дефектами, мм.

Если не выполняется хотя бы одно из условий (2), то дефекты не являются взаимодействующими.

8.2 Для формирования перечня одиночных (не взаимодействующих) дефектов и объединенных взаимодействующих дефектов, трактуемых как одиночные, используют следующий алгоритм.

Выбирают любой одиночный дефект и проводят проверку по условиям формулы (2) на его взаимодействие со всеми остальными одиночными дефектами;

Если будет выявлено, что дефект является взаимодействующим, то этот дефект и дефекты, с которыми он взаимодействует, объединяют, и объединенный дефект трактуют как одиночный. Объединенный дефект заносят в перечень объединенных дефектов, трактуемых как одиночные. Дефекты, входящие в состав объединенного дефекта, далее не рассматривают.

Затем выбирают следующий одиночный дефект и проводят проверку по условиям формулы (2) на его взаимодействие со всеми остальными одиночными дефектами. В результате может быть сформирован следующий объединенный дефект. Эту процедуру повторяют до тех пор, пока остается более одного нерассмотренного дефекта. В результате выполнения указанного алгоритма формируется перечень одиночных (невзаимодействующих) дефектов и объединенных дефектов, трактуемых как одиночные.

8.3 Размеры объединенных дефектов, трактуемых как одиночные, полагают равными расстояниям в продольном и окружном направлениях между крайними точками объединяемых дефектов, и глубиной, равной максимальной глубине объединяемых дефектов. Если хотя бы один из взаимодействующих дефектов является трещиной, то объединенный дефект, трактуемый как одиночный, относят к дефекту типа трещина.

8.4 Допускается расчетная проверка взаимодействия дефектов и определение размеров объединенных дефектов в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-112 или другими нормативными документами, утвержденными или согласованными ОАО «Газпром».

## **9 Критерии назначения метода ремонта дефектных труб**

### **9.1 Назначение метода ремонта для ремонтной зоны**

9.1.1 Если в ремонтной зоне расположено несколько дефектов геометрии трубы, то она подлежит ремонту заменой катушки (трубы).

9.1.2 В качестве критерия ремонтпригодности для ремонтной зоны с овализацией сечения трубы рассматривают условие превышения овальностью трубы предельного значения. Ремонтная зона не требует ремонта, если выполняется условие

$$\theta \leq [\theta], \quad (3)$$

где  $\theta$  – овальность трубы, численное значение которой определяют по формулам Рекомендаций [4];

$[\theta]$  – допустимая овальность, равная 5 %.

Если ремонтная зона с овализацией сечения трубы не требует ремонта, то назначают методы ремонта для устранения каждого поверхностного дефекта, расположенного в ремонтной зоне.

Если овальность больше предельно допустимого значения, то в соответствии с Рекомендациями [4] для ремонтной зоны назначают ремонт заменой катушки.

9.1.3 Для ремонтной зоны с вмятиной или гофром в соответствии с Рекомендациями [4] назначают ремонт заменой трубы (катушки) независимо от геометрических размеров дефекта, если:

- вмятина или гофр находится на участке газопровода категории В;
- вмятина или гофр находится на соединительной детали (тройнике, отводе, переходнике, сферическом днище), за исключением кривых вставок холодной гибки с радиусом кривизны  $R \geq 40 \cdot D_n$  ( $D_n$  – наружный диаметр трубы);
- вмятина или гофр находится в зоне расположения кольцевого или продольного сварного шва или в зоне термического влияния сварных швов;
- в площади вмятины или гофра на наружной (или внутренней) поверхности трубы имеются дефекты любого происхождения;
- края вмятины или гофра не имеют плавного сопряжения с основной поверхностью трубы (имеют место изломы поверхности на границе сопряжения).

9.1.4 Для ремонтных зон с вмятинами или гофрами, которые не устраняются в соответствии с условиями 9.1.3, предусмотрены следующие варианты принятия решений:

– оставить без проведения ремонта, дефект с имеющимися параметрами является неопасным по условиям прочности газопровода, изоляционное покрытие не нарушено и работоспособно;

– на ремонтную зону установить муфту;

– ремонтную зону устранить заменой катушки.

9.1.5 Рекомендуемые решения в зависимости от параметров дефектов для участков магистральных газопроводов III – IV категорий приведены в таблице 3. В первой и второй строках таблицы 3 отражено условие, при соблюдении которого ремонтная зона с вмятиной или гофром не устраняется.

Т а б л и ц а 3 – Допускаемые значения параметров и соответствующие им рекомендуемые решения для участков магистральных газопроводов III – IV категорий

Остаточная продольная деформация $\varepsilon_{1.0}$	Остаточная кольцевая деформация $\varepsilon_{2.0}$	Глубина дефекта $w_0^*$	Рекомендуемое решение
Проверка не требуется	Проверка не требуется	$0 - \frac{\delta}{D_n}$	Оставить без проведения ремонта
$0 - 0,0300$	$0 - 0,0300$	$\frac{\delta}{D_n} - 0,0300$	
$0,0301 - 0,0430$	$0,0301 - 0,0400$	$0,0301 - 0,0400$	Ремонт в соответствии с [5], муфтой или заменой катушки
$0,0431 - 0,0550$	$0,0401 - 0,0500$	$0,0401 - 0,0500$	Ремонт заменой катушки

9.1.6 Для ремонтной зоны по таблице 3 по каждому из трех рассматриваемых параметров дефекта определяют рекомендуемое решение и назначают самое жесткое из них.

9.1.7 Для вмятин или гофр, расположенных на участках магистральных газопроводов категорий I – II по СНиП 2.05.06-85\* [1], все значения параметров, указанные в таблице 3, следует умножить на коэффициент, равный 0,833.

9.1.8 Если для ремонтной зоны ремонт не требуется или выполняются условия ремонтпригодности для ремонта муфтой, то переходят к назначению методов ремонта участков трубы с поверхностными дефектами, расположенными в ремонтной зоне. Если для восстановления несущей способности ремонтной зоны требуется замена катушки, то дефекты, расположенные в этой ремонтной зоне не рассматривают.

9.1.9 Если для ремонта используется муфта, а для устранения поверхностных дефектов, расположенных в ремонтной зоне, необходимо применить метод ремонта заменой катушки, то вся ремонтная зона вырезается и устанавливается катушка.

9.1.10 Если для ремонтной зоны назначен ремонт муфтой, а в ней расположены поверхностные дефекты, устранение которых возможно сваркой или контролируемой шлифовкой, то перед установкой муфты выполняют ремонт этих дефектных участков трубы назначенными методами.

9.1.11 Для участка трубы с дефектом расслоение любого размера, расположенном на расстоянии до 25 мм от кольцевого сварного соединения, в соответствии с СНиП 2.05.06-85\* [1] назначают ремонт заменой трубы (катушки).

## 9.2 Ремонт контролируемой шлифовкой

9.2.1 Ремонт контролируемой шлифовкой назначают для поверхностных дефектов.

9.2.2 В качестве критерия для поверхностных дефектов рассматривают допускаемую глубину сошлифованной зоны. Для ремонта дефектного участка трубы с поверхностным дефектом используют метод контролируемой шлифовки, если выполняются следующие условия

$$\begin{cases} d_{ш} \leq [d] \\ d_{ш} \cdot W_{ш} \leq 3,14 \cdot D_n \cdot [\delta - 0,9 \cdot \delta_p] \end{cases} \quad (4)$$

где  $d_{ш}$  и  $W_{ш}$  – глубина и ширина сошлифованной зоны, мм;

$D_n$  – наружный диаметр трубы, мм;

$\delta$  – измеренная толщина стенки трубы вне зоны дефекта, мм;

$\delta_p$  – расчетная толщина стенки трубопровода, мм, определяемая по СНиП 2.05.06-85\* [1];

$[d]$  – предельно допустимое значение глубины сошлифованной зоны, мм.

9.2.3 Для поверхностных дефектов, ширина которых не превышает наружный диаметр трубы  $D_n$ , предельно допустимое значение глубины сошлифованной зоны  $[d]$  вычисляют по формуле

$$[d] = \min(d_1, d_2), \quad (5)$$

где  $\min(d_1, d_2)$  – минимальное из значений  $d_1$  и  $d_3$ .

Допустимую глубину сошлифованной зоны  $d_1$  вычисляют по формулам

$$d_1 = \frac{(a-1) \cdot Q}{a-Q} \cdot \delta, \quad (6)$$

$$a = \frac{K \cdot p \cdot (D_n - \delta)}{2\delta \cdot \sigma_s}, \quad (7)$$

$$K = \frac{0,9 \cdot \gamma \cdot n \cdot k_1 \cdot k_n}{m}, \quad (8)$$

$$\gamma = 1 - \frac{n \cdot k_1 \cdot k_n \cdot p}{m \cdot \sigma_s}, \quad (9)$$

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot L_*^2}, \quad (10)$$

$$L_* = \frac{L_p}{\sqrt{D_n \cdot \delta}}, \quad (11)$$

где  $p$  – рабочее давление на линейном участке магистрального газопровода (МГ), МПа;

$D_n$  – наружный диаметр трубы, мм;

$\delta$  – измеренная толщина стенки трубы вне зоны дефекта, мм;

$\sigma_\epsilon$  – временное сопротивление материала, МПа;

$n$  – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в газопроводе, принимаемый по таблице 13 СНиП 2.05.06-85\* [1];

$k_1$  – коэффициент надежности по материалу, принимаемый по таблице 9 СНиП 2.05.06-85\* [1];

$k_n$  – коэффициент надежности по назначению газопровода, принимаемый по таблице 11 СНиП 2.05.06-85\* [1];

$m$  – коэффициент условий работы газопровода, принимаемый по таблице 1 СНиП 2.05.06-85\* [1];

$L_*$  – приведенная длина дефекта;

$L_p$  – расчетная длина дефекта, мм.

Допустимую глубину сошлифованной зоны  $d_2$  вычисляют по формуле

$$d_2 = \delta - \delta_p + [\epsilon_{uy}] \cdot \delta_p, \quad (12)$$

где  $\delta$  – измеренная толщина стенки трубы (вне сошлифованной зоны), мм;

$\delta_p$  – расчетная толщина стенки трубопровода, мм, определяемая по СНиП 2.05.06-85\* [1];

$[\epsilon_{uy}]$  – предельная допустимая относительная глубина сошлифованной зоны.

Предельную допустимую относительную глубину сошлифованной зоны  $[\varepsilon_{uy}]$  в зависимости от метода ремонта участка газопровода, его категории и типа исходного дефекта определяют по таблице 4.

Т а б л и ц а 4 – Значения предельно допустимой относительной глубины сошлифованной зоны  $[\varepsilon_{uy}]$  в зависимости от категории участка и типа дефекта, шириной, не превышающей  $D_n$

Тип дефекта	Категория газопровода		
	В	I-II	III-IV
Выборочный ремонт			
Трещина	0,25	0,30	0,35
Поверхностный, за исключением трещин	0,40	0,45	0,50
Ремонт методом сплошной переизоляции			
Трещина	0,18	0,21	0,25
Поверхностный, за исключением трещин	0,28	0,32	0,35

9.2.4 Для поверхностных дефектов, ширина которых превышает наружный диаметр трубы  $D_n$ , предельно допустимое значение глубины сошлифованной зоны  $[d]$  вычисляют по формуле

$$[d] = \delta - \delta_p + [\varepsilon_{uy}] \cdot \delta_p, \quad (13)$$

где  $\delta$  – измеренная толщина стенки трубы (вне сошлифованной зоны), мм;

$\delta_p$  – расчетная толщина стенки трубопровода, мм, определяемая по СНиП 2.05.06-85\* [1];

$[\varepsilon_{uy}]$  – предельная допустимая относительная глубина сошлифованной зоны, вычисляемая по формуле

$$[\varepsilon_{uy}] = \min([\varepsilon_{uy1}], [\varepsilon_{uy2}]), \quad (14)$$

где  $\min([\varepsilon_{uy1}], [\varepsilon_{uy2}])$  – минимальное из значений  $[\varepsilon_{uy1}]$  и  $[\varepsilon_{uy2}]$ .



Допустимую относительную глубину сошлифованной зоны  $[\varepsilon_{ш1}]$  вычисляют по формулам

$$[\varepsilon_{ш1}] = \begin{cases} 0,4 & \text{при } L_* \leq 0,175 \\ 0,1022 \cdot L_*^{-0,7737} & \text{при } 0,175 < L_* \leq 1,05, \\ 0,1 & \text{при } L_* > 1,05 \end{cases} \quad (15)$$

где  $L_*$  – приведенная длина дефекта, вычисляемая по формуле (11).

Предельную допустимую относительную глубину сошлифованной зоны  $[\varepsilon_{шш}]$  в зависимости от метода ремонта участка газопровода, его категории и типа исходного дефекта определяют по таблице 5.

Т а б л и ц а 5 – Значения предельно допустимой относительной глубины сошлифованной зоны  $[\varepsilon_{шш}]$  в зависимости от категории участка и типа дефекта, шириной, превышающей  $D_n$

Тип дефекта	Категория газопровода		
	В	I-II	III-IV
Выборочный ремонт			
Трещина	0,15	0,25	0,30
Поверхностный, за исключением трещин	0,20	0,30	0,40
Ремонт методом сплошной переизоляции			
Трещина	0,11	0,18	0,21
Поверхностный, за исключением трещин	0,14	0,21	0,28

9.2.5 Если условие ремонтпригодности контролируемой шлифовкой (4) не выполняется, то допускается проверка применения метода ремонта контролируемой шлифовкой с учетом конфигурации дефектов и времени эксплуатации дефектных участков газопроводов в соответствии с

нормативными документами, утвержденными или согласованными с ОАО «Газпром».

9.2.6 Если после выполнения контролируемой шлифовки фактические размеры сошлифованной области превышают расчетные размеры, то проводят проверку выполнения условия (4) ремонтпригодности контролируемой шлифовкой по фактическим размерам сошлифованной зоны.

### 9.3 Ремонт муфтой

9.3.1 Ремонт муфтой применяют на участках газопроводов, выделенных для выборочного ремонта. На участках газопроводов, выделенных под сплошную переизоляцию, ремонт муфтой не применяют.

9.3.2 Допускается ремонт стеклопластиковыми муфтами труб с поверхностными дефектами основного металла, дефектами продольных сварных соединений и вмятинами на газопроводах категорий В, I – IV (ремонт труб с гофрами, кольцевых сварных соединений и спиральношовных труб с дефектами сварных соединений не допускается). Ремонт стеклопластиковыми муфтами дефектных участков труб и сварных соединений выполняют в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-335.

9.3.3 Ремонт стальными сварными муфтами дефектных участков труб и сварных соединений газопроводов категорий II – IV выполняют в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137.

9.3.4 В качестве критериев ремонтпригодности трубы с поверхностными дефектами для муфты рассматривают допускаемую относительную глубину и допускаемую длину сошлифованной зоны. Для определения возможности назначения ремонта муфтой участков газопроводов с поверхностными дефектами проверяют условия

$$\begin{cases} d_m \leq [d] \\ L_p \leq [L_m] \\ d_m \cdot W_m \leq 3,14 \cdot D_n \cdot [\delta - 0,9 \cdot \delta_p] \end{cases}, \quad (16)$$

где  $d_m$  и  $W_m$  – глубина и ширина сошлифованной зоны, мм;

$D_n$  – наружный диаметр трубы, мм;

$\delta$  – измеренная толщина стенки трубы вне зоны дефекта, мм;

$\delta_p$  – расчетная толщина стенки трубопровода, мм, определяемая по СНиП 2.05.06-85\* [1];

$[d]$  – предельно допустимое значение глубины сошлифованной зоны при ремонте трубы муфтой, мм;

$[L_m]$  – допускаемая длина сошлифованной зоны при ремонте трубы муфтой, мм.

9.3.5 Допускаемая длина сошлифованной зоны при ремонте трубы муфтой  $[L_m]$  для участков категории В составляет величину  $D_n$ , мм, и для участков других категорий – длину трубы.

9.3.6 Для поверхностных дефектов, ширина которых не превышает наружный диаметр трубы  $D_n$ , предельно допустимое значение глубины сошлифованной зоны  $[d]$  вычисляют по формуле

$$[d] = \min(d_1, d_2), \quad (17)$$

где  $\min(d_1, d_2)$  – минимальное из значений  $d_1$  и  $d_2$ .

Допустимую глубину сошлифованной зоны  $d_1$  вычисляют по формулам

$$d_1 = \frac{(a-1) \cdot Q}{a-Q} \cdot \delta, \quad (18)$$

$$a = \frac{K \cdot p \cdot (D_n - \delta)}{2\delta \cdot \sigma_s} \cdot \left(1 - \frac{\Delta p}{100}\right), \quad (19)$$

$$K = \frac{0,9 \cdot \gamma \cdot n \cdot k_1 \cdot k_n}{m}, \quad (20)$$

$$\gamma = 1 - \frac{n \cdot k_1 \cdot k_n \cdot p}{m \cdot \sigma_{\epsilon}} \cdot \left(1 - \frac{\Delta p}{100}\right), \quad (21)$$

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot L_*^2}, \quad (22)$$

$$L_* = \frac{L_p}{\sqrt{D_n \cdot \delta}}, \quad (23)$$

где  $p$  – рабочее давление на линейном участке МГ, МПа;

$D_n$  – наружный диаметр трубы, мм;

$\delta$  – измеренная толщина стенки трубы (вне сошлифованной зоны), мм;

$\sigma_{\epsilon}$  – временное сопротивление материала, МПа;

$\Delta p$  – нагрузка, воспринимаемая муфтой, %;

$n$  – коэффициент надежности по нагрузке – внутреннему рабочему давлению в газопроводе, принимаемый по таблице 13 СНиП 2.05.06-85\* [1];

$k_1$  – коэффициент надежности по материалу, принимаемый по таблице 9 СНиП 2.05.06-85\* [1];

$k_n$  – коэффициент надежности по назначению газопровода, принимаемый по таблице 11 СНиП 2.05.06-85\* [1];

$m$  – коэффициент условий работы газопровода, принимаемый по таблице 1 СНиП 2.05.06-85\* [1];

$L_*$  – приведенная длина сошлифованной зоны;

$L_p$  – расчетная длина сошлифованной зоны, мм.

Допустимую глубину сошлифованной зоны  $d_2$  вычисляют по формуле

$$d_2 = \delta - (1 - [\epsilon_{my}]) \cdot \delta_p \cdot \left(1 - \frac{\Delta p}{100}\right), \quad (24)$$

где  $\delta$  – измеренная толщина стенки трубы (вне сошлифованной зоны), мм;

$\delta_p$  – расчетная толщина стенки трубопровода, мм, определяемая по СНиП 2.05.06-85\* [1];

$\Delta p$  – нагрузка, воспринимаемая муфтой, %;

$[\varepsilon_{\text{му}}]$  – предельная допустимая относительная глубина сошлифованной зоны при ремонте муфтой.

Предельную допустимую относительную глубину сошлифованной зоны при ремонте муфтой  $[\varepsilon_{\text{му}}]$  в зависимости от категории газопровода и типа исходного дефекта определяют по таблице 6.

Т а б л и ц а 6 – Значения предельно допустимой относительной глубины сошлифованной зоны  $[\varepsilon_{\text{му}}]$  в зависимости от категории участка и типа дефекта, шириной, не превышающей  $D_n$

Тип поверхностного дефекта	Категория газопровода		
	В	I-II	III-IV
Трещина	0,35	0,40	0,45
Все типы поверхностных дефектов, кроме трещин	0,60	0,65	0,70

9.3.7 Для поверхностных дефектов, ширина которых превышает наружный диаметр трубы  $D_n$ , предельно допустимое значение глубины сошлифованной зоны  $[d]$  вычисляют по формуле

$$d_2 = \delta - (1 - [\varepsilon_m]) \cdot \delta_p \cdot \left(1 - \frac{\Delta p}{100}\right), \quad (25)$$

где  $\delta$  – измеренная толщина стенки трубы (вне сошлифованной зоны), мм;

$\delta_p$  – расчетная толщина стенки трубопровода, мм, определяемая по СНиП 2.05.06-85\* [1];

$[\varepsilon_m]$  – предельная допустимая относительная глубина сошлифованной зоны при ремонте муфтой, вычисляемая по формуле

$$[\varepsilon_m] = \min([\varepsilon_{m1}], [\varepsilon_{m\text{ш}}]), \quad (26)$$

где  $\min([\varepsilon_{м1}], [\varepsilon_{ми}])$  – минимальное из значений  $[\varepsilon_{м1}]$  и  $[\varepsilon_{ми}]$ .

Допустимую относительную глубину сошлифованной зоны  $[\varepsilon_{м1}]$  вычисляют по формулам

$$[\varepsilon_{м1}] = \begin{cases} 0,8 & \text{при } L_* \leq 0,07 \\ 0,1022 \cdot L_*^{-0,7737} & \text{при } 0,07 < L_* \leq 1,05, \\ 0,1 & \text{при } L_* > 1,05 \end{cases} \quad (27)$$

где  $L_*$  – приведенная длина дефекта, вычисляемая по формуле (11).

Предельную допустимую относительную глубину сошлифованной зоны  $[\varepsilon_{ми}]$  в зависимости от категории газопровода и типа исходного дефекта определяют по таблице 7.

Т а б л и ц а 7 – Значения предельно допустимой относительной глубины сошлифованной зоны при ремонте муфтой  $[\varepsilon_{ми}]$  в зависимости от категории участка и типа дефекта, шириной, превышающей  $D_n$

Тип поверхностного дефекта	Категория газопровода		
	В	I-II	III-IV
Трещина	0,30	0,35	0,40
Все типы поверхностных дефектов, кроме трещин	0,45	0,70	0,70

9.3.8 При отсутствии данных о минимальной величине нагрузки, воспринимаемой муфтой,  $\Delta p$  проверку условий применимости ремонта муфтой и выполнение ремонта муфтой проводят в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137.

9.3.9 После проведения контролируемой шлифовки в ходе ремонта муфтой проводят проверку условия применимости ремонта муфтой с использованием фактических размеров сошлифованной зоны.

9.3.10 Для труб с гофрами, вмятинами и овальностью сечения, а также дефектами сварных соединений на газопроводах категорий II – IV ремонт муфтой назначают в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137 в зависимости от размера дефекта и отношения кольцевых напряжений в стенке газопровода к минимальному нормативному пределу текучести металла трубы.

#### 9.4 Ремонт заменой катушки поверхностных дефектов трубы

9.4.1 Если для дефектного участка трубы не выполняются условия ремонтпригодности контролируемой шлифовкой, сваркой или муфтой, то назначается ремонт заменой катушки.

9.4.2 При значительной трудоемкости шлифовальных работ может быть назначен ремонт заменой трубы, если выполняется условие

$$V_d > V_t, \quad (28)$$

где  $V_d$  – объем сошлифованного металла с учетом типа дефекта, мм<sup>3</sup>;

$V_t$  – объем сошлифованного металла, при котором труба может быть заменена, мм<sup>3</sup>.

Объем сошлифованного металла с учетом типа дефекта  $V_d$ , мм<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$V_d = \sum(k \cdot L \cdot W \cdot d), \quad (29)$$

где  $k$  – коэффициент, принимаемый по таблице 8 в зависимости от типа дефекта;

$L$  и  $W$  – соответственно измеренная длина и ширина дефекта, мм, но не менее 20 мм;

$d$  – измеренная глубина дефекта, мм.

Т а б л и ц а 8 – Величина коэффициента  $k$  в зависимости от типа дефекта

Тип дефекта	Величина коэффициента $k$
Трещина	2,0
Коррозионный дефект	0,3
Все типы поверхностных дефектов, кроме трещин и коррозионных дефектов	1,0

Суммирование ведется по всем дефектам на трубе.

Объем сошлифованного металла, при котором труба может быть заменена,  $V_t$ , мм<sup>3</sup>, вычисляют по формуле

$$V_t = k_{ш} \cdot L_{тр} \cdot D_n \cdot \delta, \quad (30)$$

где  $L_{тр}$  – длина трубы, мм;

$D_n$  – наружный диаметр трубы, мм;

$\delta$  – измеренная толщина стенки трубы, мм;

$k_{ш}$  – коэффициент, равный 0,002 при выборочном ремонте участка газопровода и 0,0014 при ремонте методом сплошной переизоляции.

## 9.5 Ограничения на применение муфт и катушек для ремонта трубы и участка газопровода

9.5.1 Труба подлежит замене, если для ее ремонта требуется более трех муфт и катушек.

9.5.2 Если для дефектной трубы определен метод ремонта муфтой или контролируемой шлифовкой с объемом сошлифованного металла, допускающим замену трубы, то с одной из сторон от нее должна быть труба, на которой не применяют метод ремонта установкой муфты, а объемы контролируемой шлифовки не превышают уровня допускающего замену трубы. Таким образом, допускается подряд не более двух дефектных труб, для



которых назначен метод ремонта установкой муфты или контролируемой шлифовкой с объемом сошлифованного металла, допускающим замену трубы. Трубы, для которых эти требования не могут быть обеспечены, подлежат замене.

9.5.3 Не допускается расположение подряд более двух труб, для которых назначен метод ремонта наплавкой, при суммарной площади дефектов более четырех величин допускаемой в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137 площади дефекта. Трубы, для которых эти требования не могут быть обеспечены, подлежат замене.

## **10 Требования к методам ремонта дефектных труб**

### **10.1 Ремонт контролируемой шлифовкой**

10.1.1 Шлифовку дефектных участков труб выполняют квалифицированные специалисты. Контроль результатов шлифовки осуществляют специалисты неразрушающего контроля, соответствующие требованиям по профессиональной квалификации, приведенным в 4.3.

10.1.2 При шлифовке участков с трещинами направление движения соприкасающейся с трубой части шлифовального круга, обусловленное его вращением, должно быть перпендикулярно направлению трещин.

10.1.3 После исчезновения видимых через лупу трещин необходимо выполнить неразрушающий контроль магнитным или капиллярным методом. Для проведения контроля поверхность трубы защищают до шероховатости поверхности  $R_z 20$  и проверяют наличие трещин магнитопорошковым или капиллярным методами в соответствии с разделом 13.2.

10.1.4 После завершения шлифовки определяют с использованием ультразвукового толщиномера минимальную остаточную толщину стенки трубы, а также измеряют длину и ширину сошлифованного участка. Ширина сошлифованной области должна быть не менее 20 мм.

## 10.2 Ремонт сваркой

10.2.1 Аттестация технологий сварки при ремонте газопроводов на соответствие требованиям настоящих рекомендаций должна проводиться в соответствии с РД 03-615-03 [6]. Аттестация новых технологий (технологических операций) при ремонте газопровода, не регламентированных настоящими рекомендациями, проводится в объеме требований СТО Газпром 2-2.5-046.

10.2.2 Требования к сварочному оборудованию, материалам, технологиям сварки, квалификации сварщиков, подготовительным работам, предварительному и сопутствующему (межслойному) подогреву, послесварочной обработке, неразрушающему контролю качества сварных соединений и наплавки приведены в СТО Газпром 2-2.3-116, СТО Газпром 2-2.3-137, СТО Газпром 2-2.2-360 и СТО Газпром 2-2.3-425.

10.2.3 Проверку условий ремонтпригодности при ремонте сваркой дефектного участка газопровода, а также ремонт сваркой выполняют в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137, СТО Газпром 2-2.3-116, СТО Газпром 2-2.2-360 и СТО Газпром 2-2.3-425.

10.2.4 После выполнения ремонта трубы сваркой осуществляют контроль качества сварки визуальным, измерительным и физическими методами контроля. Методы, объемы неразрушающего контроля и нормы оценки качества сварных соединений должны соответствовать требованиям раздела 6 СТО Газпром 2-2.4-083. По результатам неразрушающего контроля оформляется заключение установленной формы.

## 10.3 Ремонт муфтой

10.3.1 Для ремонта магистральных газопроводов используют муфты, для которых в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-046 проведена экспертиза технических условий. Технические условия должны соответствовать требованиям к муфтам, применяемым при выполнении работ по диагностике и

ремонту объектов транспорта газа ОАО «Газпром» (с указанием производителей).

10.3.2 Муфты, применяемые для ремонта магистральных газопроводов, необходимо изготавливать в заводских условиях в соответствии с техническими условиями на их изготовление и применение, конструкторской документацией, технологической картой, и они должны иметь маркировку, паспорт и сертификаты на применяемые материалы.

Примечание – Допускается изготовление муфт в базовых условиях при соблюдении требований нормативных документов ОАО «Газпром».

10.3.3 Стальные муфты должны быть изготовлены из листового материала или из новых (не бывших в эксплуатации) прямошовных или бесшовных труб, предназначенных для сооружения магистральных газопроводов.

10.3.4 При проведении ремонта дефектной трубы с применением муфты предварительно выполняют контролируемую шлифовку.

10.3.5 Толщина стенки муфты и ее элементов при одинаковой прочности металла трубы и муфты должна быть не меньше толщины стенки ремонтируемой трубы. При меньшей нормативной прочности металла муфты толщина ее стенки должна быть увеличена в соответствии с расчетом по СНиП 2.05.06-85\* [1]. При этом толщина стенки муфты не должна превышать толщину стенки трубы более чем на 20 % (допускается превышение 20 % при округлении величины толщины стенки муфты до ближайшего стандартного значения толщины листа). Все элементы муфты должны быть одинаковой толщины.

10.3.6 Для ремонта труб с дефектами используют муфты, воспринимающие не менее 30 % нагрузки. Применение муфт, воспринимающих менее 30 % нагрузки, должно быть обосновано расчетом. Нагрузка, воспринимаемая муфтой, должна быть указана в Технических условиях (ТУ) на муфту. Если в ТУ указано контактное давление муфты на трубу, то нагрузку, воспринимаемую муфтой,  $\Delta p$  в процентах, вычисляют по формуле

$$\Delta p = \frac{p_k}{p \cdot k_{mf}} \cdot 100, \quad (31)$$

где  $p_k$  – контактное давление муфты на трубу, МПа;

$p$  – рабочее давление в газопроводе, МПа;

$k_{mf}$  – коэффициент надежности работы муфты.

Для стеклопластиковых муфт с резьбовой затяжкой величину  $k_{mf}$  назначают в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-335. Для остальных типов муфт используют значение, указанное в ТУ. При отсутствии данных величину  $k_{mf}$  полагают равной 1,56.

10.3.7 Дефекты в виде трещин, закатов, вмятин, задиров и рисок на поверхности муфт не допускаются. Установка муфт должна производиться в соответствии с нормативной документацией.

10.3.8 Минимальная длина муфты должна превышать длину сошлифованной зоны на 100 мм для стеклопластиковых муфт и на 200 мм для стальных муфт. Для разъемных (стяжных) муфт минимальная длина муфты должна быть увеличена на величину  $K_{\delta} \cdot T_{\delta}$ , где  $K_{\delta}$  – коэффициент, учитывающий ослабление натяга крайних болтов,  $K_{\delta} = 0,3$ ;  $T_{\delta}$  – шаг установки болтов стяжки, мм.

10.3.9 Для выбора конструкции муфты необходимо использовать тип и фактические параметры дефекта, определенные по протоколу результатов технического диагностирования газопровода. В соответствии с технологией установки муфты необходимо удалить изоляционное покрытие с дефектного участка трубы для последующей обработки поверхности.

10.3.10 При установке сварной стальной муфты должен быть выполнен неразрушающий контроль металла труб и сварных соединений в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-137.

10.3.11 Расстояние от торца муфты до края ближайшего дефекта и до кольцевого сварного соединения вне муфты должно быть не менее 150 мм.

10.3.12 При установке двух сварных муфт расстояние между торцами

муфт определяется в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137, а для стеклопластиковых муфт в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-407.

10.3.13 На участках газопроводов с восстановленным проектным положением, а также на участках, где возможна просадка грунта, применение муфт, не воспринимающих продольные нагрузки, недопустимо.

10.3.14 При аттестации технологии ремонта муфтой и формировании ТУ на ее изготовление минимальный срок эксплуатации муфты должен быть экспериментально подтвержден стендовыми циклическими гидравлическими испытаниями. Если не будут приведены дополнительные обоснования, то полагают, что каждые 105 отнулевых циклов изменения внутреннего давления с максимальным значением, равным нормативному давлению при гидравлических испытаниях дефектной трубы, отремонтированной муфтой, отработанные без разрушения испытываемой отремонтированной трубы, эквивалентны одному году ее безопасной эксплуатации.

## **10.4 Ремонт заменой катушки**

10.4.1 Ремонт заменой катушки назначают, если невозможно обеспечить требуемую степень восстановления несущей способности газопровода установкой муфты. Ремонт заменой катушки также допускается как альтернатива ремонту муфтой. При этом способе ремонта участок трубы или труба с дефектом должны быть вырезаны из газопровода и заменены бездефектной катушкой.

10.4.2 Ремонт заменой катушки выполняют в соответствии с СТО Газпром 2-2.2-137 и другими действующими нормативными документами.

10.4.3 Длина вырезаемой дефектной катушки должна быть не меньше наружного диаметра для газопроводов наружным диаметром больше или равным 500 мм, и не менее 250 мм для газопроводов наружным диаметром до 500 мм.

10.4.4 При установке двух катушек расстояние между сварными соединениями катушек должно быть не меньше наружного диаметра

газопровода.

10.4.5 При замене катушки и установке муфты расстояние от сварного соединения катушки до торца муфты должно быть не меньше наружного диаметра газопровода.

10.4.6 Допускается замена одной катушки вместо двух катушек или установки одной муфты и одной катушки.

## **11 Методы ремонта участков газопроводов в непроектном положении**

11.1 Для обеспечения устойчивости положения газопроводов на проектных отметках рекомендуется использовать следующие методы ремонта:

- балластировка и закрепление газопроводов (применение обетонированных труб, утяжелителей различных типов, средств закрепления газопроводов анкерного типа);
- противоэрозионные мероприятия;
- термостабилизация грунтов;
- мероприятия, направленные на увеличение несущей способности наземных опор различных типов.

11.2 Расчет параметров балластирующих конструкций производят в соответствии с ВСН 39-1.9-003-98 [7].

11.3 Для обеспечения устойчивости положения газопроводов на проектных отметках рекомендуется использовать следующие методы ремонта:

- а) для подземных участков газопроводов:
  - 1) балластировка и закрепление участков с использованием штучных утяжелителей, анкерных устройств, бетонированных труб;
  - 2) противоэрозионные мероприятия;
  - 3) термостабилизация грунтов;
  - 4) сооружение и ремонт водопропускных сооружений;
- б) для надземных участков газопроводов:

- 1) мероприятия, направленные на обеспечение работоспособности опорных конструкций различных типов;
- 2) мероприятия, направленные на снижение параметров напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопровода, повышение статической и аэродинамической устойчивости.

11.4 Порядок восстановления проектного положения участка газопровода зависит от результатов назначения методов ремонта дефектных труб, выполненного в соответствии с разделом 7 настоящих рекомендаций.

При отсутствии в назначенных методах ремонта вырезки дефектных катушек, сначала восстанавливают проектное положение участка газопровода в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.3-231, а затем выполняют ремонт дефектных труб.

Если в пределах участка газопровода назначена вырезка катушки, то с целью снижения объема земляных работ восстановление проектного положения участка совмещают с вырезкой катушек.

11.5 Проверку необходимости восстановления проектного положения проводят для участков газопровода, для которых имеют место:

- недостаточная глубина залегания;
- оголение, размывы и провисание участков в траншеях, руслах малых водных преград и поймах;
- неустойчивое положение участка по факту всплытия и воздействию продольного сжимающего (эквивалентного) усилия;
- отсутствие или недостаточная обеспеченность средств балластировки и закрепления;
- признаки нарушения целостности средств балластировки и закрепления;
- превышение параметрами НДС допустимого уровня, определяемого по СНиП 2.05.06-85\* [1].

11.6 Комплекс мероприятий по ремонту участков газопровода зависит от результатов приборной диагностики и инженерных изысканий, включающих:

- координаты пространственной оси газопровода;
- состояние и физико-механические характеристики грунтов;
- уровень грунтовых вод;
- состояние и толщину слоя засыпки над верхом трубы;
- распределение по длине участка напряжений и деформаций.

11.7 При назначении средств балластировки и закрепления участков газопровода необходимо учитывать следующие требования:

- для балластировки и закрепления участков газопроводов должны применяться средства, допущенные ГОСТ 15.001, для которых в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-046;
- расчет параметров балластирующих конструкций производят в соответствии с ВСН 39-1.9-003-98 [7];
- в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-263 анкерные устройства применяют только в качестве временных средств закрепления с последующей балластировкой участка газопровода утяжеляющими устройствами;
- вырезку дефектных труб с заменой их на обетонированные трубы рекомендуется применять на обводненных и заболоченных участках трассы, а также подводных переходах в наиболее сложных гидрогеологических условиях, в том числе вечномерзлых грунтах;
- условия применения обетонированных труб регламентируются СТО Газпром 2-2.2-334;
- в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-263 заглубление всплывших или выпученных участков газопроводов и их балластировка допускается производить после отключения и освобождения полости газопровода от газа;
- в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-263 работы по балластировке выполняют после водоотлива из траншеи путем отвода поверхностных и грунтовых вод;
- в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-263 балластировка всплывших участков протяженностью более 1,0 км возможна с использованием технологии намыва минерального грунта средствами механизации, при этом



целесообразно использовать грунтозаполняемые контейнерные устройства и нетканые синтетические материалы.

11.8 Размытые участки газопроводов, пересекающие малые водные преграды, заглубляют в русле ниже отметок дна на величину не менее 1 м до верха трубы с учетом прогнозируемого размыва.

11.9 Засыпка и обвалование оголенных и всплывших участков может быть выполнена без заглубления их на проектные отметки. Конструкции обвалования регламентированы СТО Газпром 2-2.3-231.

Для засыпки и обвалования используется привозной минеральный грунт, добываемый в карьерах или с использованием технологии гидронамыва.

Устойчивость обвалования вокруг всплывшего участка от размыва и проседания обеспечивается коврами из нетканых синтетических материалов и резиотканевыми матами.

В соответствии с СТО Газпром 2-2.3-231 откосы обвалования назначаются в пределах от 1 : 1,25 до 1 : 1,15.

Обвалованный участок газопровода должен соответствовать требованиям общей устойчивости в соответствии с положениями СТО Газпром 2-2.1-249.

Для природных водотоков, пересекающих обвалованный участок следует предусматривать водопропускные сооружения и противоэрозионные устройства в соответствии с РД 51-2.4-007-97 [8].

11.10 При заглублении участка газопровода на длинных и крутых уклонах трассы, в местах пересечений с малыми водными преградами, балками и оврагами в соответствии с РД 51-2.4-007-97 [8] предусматривают следующие противоэрозионные мероприятия:

- устройство водоотводных и дренажных сооружений;
- поверхностное закрепление грунта;
- биологическая рекультивация;
- сбор, отвод и пропуск воды по водоотводным каналам;
- устройство берегоукреплений;
- сооружение водопропуска над или под трубой.

11.11 Термостабилизацию грунта применяют на склоновых участках трассы в условиях многолетнемерзлых грунтов с просадочностью 0,4 и выше с целью сохранения грунта в мерзлом состоянии. Рекомендуется использовать вертикальные термосифоны или термосваи парожидкостного типа.

11.12 Водопропускные сооружения применяют в руслах природных водотоков на размывших участках газопроводов, в тех случаях, когда нет возможности перевести эти участки в категорию воздушных переходов, а переукладка или подсадка участка по данным технико-экономического и экологического анализа являются нецелесообразными видами ремонта.

Одновременно с пропуском воды водопропускные сооружения обеспечивают механическую защиту размывшего участка от внешних воздействий. Типы конструкций водопропускных сооружений регламентированы РД 51-2.4-007-97 [8].

11.13 Ремонтные мероприятия по приведению надземных участков газопроводов в проектное положение должны быть обоснованы расчетами статической прочности и устойчивости участка, аэродинамической устойчивости и выносливости, которые проводят в соответствии с СТО Газпром 2-2.1-249.

Для многопролетных систем надземной прокладки необходимо отрегулировать высотное положение опорных элементов, обеспечивающее минимальный уровень изгибающих моментов в вертикальной плоскости. Горизонтальные отклонения свайных опор не должны превышать допусков, предусмотренных в конструкторской документации.

## **12 Мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния линейного участка магистрального газопровода**

12.1 Эксплуатирующей организации рекомендуется определить величину комплексного показателя технического состояния линейного участка МГ  $P_K$  на основании результатов внутритрубной диагностики (ВТД) и в зависимости от

ее значения провести следующие мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния линейного участка МГ в соответствии с таблицей 9.

Т а б л и ц а 9 – Рекомендуемые мероприятия по поддержанию работоспособного технического состояния линейного участка МГ

Комплексный показатель технического состояния линейного участка МГ $P_K$	Мероприятия по поддержанию работоспособного состояния линейного участка МГ	Оценка технического состояния линейного участка МГ
$P_K \leq 0,03$	ВТД линейного участка МГ проводят через пять лет. Электрометрические обследования и обследования в шурфах. Выборочный ремонт с преимущественным применением технологий ремонта, не требующих остановки транспорта газа	Исправное
$0,03 < P_K \leq 0,06$	ВТД линейного участка МГ проводят менее чем через пять лет (интервал времени определяют по СТО Газпром 2-2.3-095). Электрометрические обследования. Обследования в шурфах. Выборочный ремонт	Неисправное-работоспособное
$0,06 < P_K \leq 0,3$	Диагностика с применением наружных сканеров-дефектоскопов и переизоляция участка с частичной заменой труб	Неработоспособное-ремонтнопригодное
$P_K > 0,3$	Вывод линейного участка МГ в капитальный ремонт с полной заменой труб	Предельное

## 12.2 Комплексный показатель технического состояния линейного участка

МГ  $P_K$  определяют в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-292.

12.3 Вывод в ремонт методом сплошной переизоляции с частичной или полной заменой труб назначают также при повышенной плотности поврежденного защитного покрытия (свыше 300 м на 1 км).

## **13 Контроль состояния ремонтных конструкций и отремонтированных участков газопровода**

### **13.1 Общие требования к организации контроля**

13.1.1 Контроль технического состояния ремонтных конструкций и отремонтированных участков (трубных секций) газопровода и оценку качества выполнения ремонтных работ проводят с применением методов и средств неразрушающего контроля.

13.1.2 Неразрушающий контроль проводят лаборатории неразрушающего контроля эксплуатирующих или специализированных организаций, аттестованные в соответствии с требованиями ПБ 03-372-00 [2].

13.1.3 Специалисты, проводящие неразрушающий контроль, должны быть аттестованы в соответствии с требованиями ПБ 03-440-02 [3] и иметь действующие квалификационные удостоверения установленной формы. Правом выдачи заключений по результатам неразрушающего контроля обладают специалисты, имеющие II и III уровни квалификации по используемым методам неразрушающего контроля.

13.1.4 В соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.4-083 при ремонте линейной части магистральных газопроводов применяют следующие методы неразрушающего контроля сварных соединений:

- визуальный и измерительный;
- радиографический;
- ультразвуковой;

- вихретоковый;
- магнитопорошковый или капиллярный.

13.1.5 Неразрушающий контроль до и после выполнения ремонта проводят в два этапа:

- этап 1 – визуальный и измерительный контроль (с использованием при необходимости ультразвуковых толщиномеров) для выявления дефектов сборки, нарушения геометрических размеров элементов ремонтных конструкций и сварных соединений, термических трещин и других видимых дефектов;

- этап 2 – приборный контроль с использованием средств неразрушающего контроля для выявления внутренних дефектов и дефектов, не выявленных при визуальном и измерительном контроле.

13.1.6 Неразрушающий контроль выполняют в соответствии с технологическими картами контроля, разработанными для конкретных методов ремонта и типов используемых средств контроля. Технологические карты контроля разрабатывает специалист, с квалификацией не ниже II уровня по используемому методу контроля и утверждает руководитель организации (руководитель лаборатории контроля). Рекомендации по оформлению типовых технологических карт автоматизированного контроля приведены в Требованиях [9] .

13.1.7 При проведении неразрушающего контроля должен быть обеспечен доступ специалистов, выполняющих контроль, к месту производства контрольных операций и созданы условия для безопасного производства работ.

13.1.8 Освещенность контролируемых поверхностей должна быть достаточной для выявления дефектов и составлять не менее 500 Лк.

Контролируемые поверхности должны быть очищены от грязи и масла и зачищены от продуктов коррозии, краски, праймера и др. Размеры зачищенных зон и степень шероховатости контролируемых поверхностей должна соответствовать требованиям СТО Газпром 2-2.4-083 для используемых

методов неразрушающего контроля.

13.1.9 Результаты неразрушающего контроля ремонтных конструкций газопроводов оформляют в виде заключений в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.4-083 и Инструкции [10].

### **13.2 Неразрушающий контроль участков газопровода, отремонтированных контролируемой шлифовкой**

13.2.1 До начала выполнения ремонтных работ, для уточнения размеров дефектной зоны, подлежащей шлифовке, определяют ее границы с помощью средств магнитопорошкового или капиллярного контроля.

Для определения размеров дефектной зоны допускается использование средств вихретокового контроля. При этом сканирование дефектной зоны выполняют в соответствии с требованиями Инструкции [10].

13.2.2 При шлифовке участков с трещинами (стресс-коррозионными трещинами) проводят визуальный контроль с использованием лупы четырех – семи кратного увеличения. После выведения видимых с помощью лупы трещин, поверхность зачищают до шероховатости поверхности  $R_z 20$  и проводят магнитопорошковый или капиллярный контроль с осмотром поверхности через лупу.

13.2.3 Если трещины не выявляются при магнитопорошковом или капиллярном контроле с использованием лупы, то сошлифовывают слой металла, равный порогу чувствительности используемого метода, выравнивают и полируют поверхность трубы. После чего проводят повторный магнитопорошковый или капиллярный контроль.

13.2.4 При шлифовке участков с коррозионными дефектами контролируют с помощью лупы наличие продуктов коррозии на поверхности металла. Шлифовку заканчивают после исчезновения видимых через лупу продуктов коррозии.

### 13.3 Неразрушающий контроль при ремонте сваркой

13.3.1 Визуальный и измерительный контроль проводят при сборке изделий под сварку, при производстве сварочных работ и на стадии приемосдаточного контроля готовых сварных соединений в объеме 100 %.

13.3.2 Для стыковых сварных соединений проводят радиографический контроль (основной) в объеме 100 % и ультразвуковой контроль (дублирующий) в объеме 100 %.

13.3.3 Для угловых и нахлесточных сварных соединений проводят ультразвуковой контроль (основной) в объеме 100 % и радиографический контроль (дублирующий) в объеме, зависящем от возможности его проведения по условиям доступа.

13.3.4 При ремонте сваркой (наплавкой или заваркой) проводят послойный визуальный контроль. После окончания сварочных работ и остывания отремонтированного участка производят его зачистку и выполняют:

- магнитопорошковый (или капиллярный) контроль по всей поверхности наплавки (заварки) и в краевой зоне основного металла трубы на расстоянии не менее 50 мм от границы отремонтированного участка для выявления поверхностных дефектов (трещин);

- радиографический контроль (основной) в объеме 100 % и ультразвуковой контроль (дублирующий) в объеме 100 % по всей поверхности наплавки (заварки) для выявления внутренних дефектов (трещин, пор, несплавлений и др.);

- ультразвуковой контроль контурного слоя;

- ультразвуковой контроль краевой зоны основного металла трубы на расстоянии не менее 50 мм от границы отремонтированного участка для выявления расслоений металла.

При ультразвуковом контроле наплавки (заварки) сканирование поверхности проводят в продольном и поперечном направлениях.

Параметры ультразвукового контроля (тип преобразователя, частота ультразвука, чувствительность, шаг сканирования и др.) выбирают в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.4-083.

13.3.5 Для метода ремонта приваркой патрубка при отсутствии сертификатов качества элементов ремонтной конструкции до проведения ремонта газопровода проводят:

- магнитопорошковый или капиллярный контроль элементов патрубка по всей площади поверхности;
- ультразвуковой контроль основного металла элементов патрубка.

После выполнения ремонта проводят:

- визуальный и измерительный контроль;
- радиографический в объеме 100 % и ультразвуковой в объеме 100 % контроль сварных соединений;
- ультразвуковой контроль краевой зоны основного металла трубы на расстоянии не менее 50 мм от границы отремонтированного участка для выявления расслоений металла.

Параметры неразрушающего контроля выбирают в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-083.

13.3.6 При ремонте сваркой (наплавкой, заваркой, приваркой патрубка) проводят неразрушающий контроль продольных сварных соединений в следующих зонах:

- длиной 200 мм от ремонтного сварного соединения для продольных сварных соединений, примыкающих к ремонтным сварным соединениям;
- в проекции ремонтного сварного соединения на продольное сварное соединение и на расстоянии 200 мм от границ проекции для продольных сварных соединений, находящихся на расстоянии менее 150 мм от ремонтных сварных соединений.

Методы и параметры неразрушающего контроля продольных сварных соединений выбирают в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-083.



### **13.4 Неразрушающий контроль участков газопровода, отремонтированных ремонтными конструкциями и заменой катушки**

13.4.1 При ремонте методами установки ремонтных конструкций (сварных стальных или стеклопластиковых муфт) до выполнения ремонта проводят:

- визуальный и измерительный, ультразвуковой контроль основного металла трубы после очистки поверхности в зоне, превышающей границы установки муфты не менее, чем на 100 мм;
- визуальный и измерительный, радиографический или ультразвуковой контроль продольных сварных соединений в зоне, превышающей границы установки муфты не менее, чем на 200 мм;
- дополнительный неразрушающий контроль основного металла трубы и продольных сварных соединений вихретоковым, магнитопорошковым или капиллярным методами для уточнения параметров и размеров дефектов;
- визуальный и измерительный контроль деталей ремонтных конструкций (полумуфт, полуколец и др.);
- дополнительный магнитопорошковый или капиллярный контроль деталей ремонтных конструкций для уточнения параметров и размеров дефектов.

13.4.2 После выполнения ремонта газопровода для установленной ремонтной конструкции проводят:

- визуальный и измерительный контроль в объеме 100%;
- радиографический контроль в объеме 100 % и ультразвуковой контроль в объеме 100 % сварных соединений, выполненных при ремонте (для сварных стальных муфт);
- ультразвуковой контроль внешних участков продольных сварных

соединений длиной 200 мм, примыкающих к границам установленной ремонтной конструкции (для сварных стальных муфт).

13.4.3 При ремонте методом замены катушки до выполнения ремонта проводят:

- визуальный и измерительный контроль основного металла катушки с наружной и внутренней стороны после очистки поверхности;
- визуальный и измерительный, радиографический или ультразвуковой контроль продольных сварных соединений катушки;
- дополнительный неразрушающий контроль основного металла и продольных сварных соединений катушки вихретоковым, магнитопорошковым или капиллярным методами для уточнения параметров и размеров дефектов;

13.4.4 После выполнения ремонта газопровода заменой катушки проводят:

- визуальный и измерительный контроль в стыковых сварных соединениях, выполненных при ремонте, и продольных сварных соединений на расстоянии до 200 мм в обе стороны от стыкового сварного соединения;
- радиографический контроль в объеме 100 % и ультразвуковой контроль в объеме 100 % стыковых сварных соединений, выполненных при ремонте;
- ультразвуковой контроль участков продольных сварных соединений длиной 200 мм, примыкающих с обеих сторон к ремонтным сварным соединениям;
- ультразвуковой контроль краевой зоны основного металла труб и катушки на расстоянии не менее 50 мм от стыковых сварных соединений, выполненных при ремонте, для выявления расслоений металла;
- дополнительный магнитопорошковый или капиллярный контроль сварных соединений для уточнения параметров и размеров дефектов;

13.4.5 Выбор методов, схем и параметров неразрушающего контроля осуществляют в соответствии с требованиями ГОСТ 23479, ГОСТ 7512, ГОСТ 14782, ГОСТ 20415, СТО Газпром 2-2.4-083.

### **13.5 Основные требования к средствам неразрушающего контроля**

13.5.1 Используемые измерительные приборы и инструменты должны периодически, а так же после ремонта, проходить поверку в метрологических службах в сроки, установленные нормативной документацией на соответствующие приборы и инструменты.

Погрешность измерений при измерительном контроле должна соответствовать требованиям СТО Газпром 2-2.4-083.

13.5.2 Для определения шероховатости рекомендуется применять образцы шероховатости (сравнения) по ГОСТ 9378.

13.5.3 Используемые средства радиографического и ультразвукового контроля (рентгеновские аппараты, дефектоскопы) должны соответствовать требованиям СТО Газпром 2-2.4-083.

Дефектоскопические материалы для капиллярного контроля и магнитные индикаторы (порошки, суспензии) должны быть сертифицированы на соответствие требованиям технических условий в Системе ГОСТ Р согласно требованиям Росстандарта и подвергаться проверке по контрольным образцам каждый раз перед применением.

Вихретоковые дефектоскопы, являющиеся индикаторными приборами, должны быть сертифицированы на соответствие требованиям технических условий в Системе ГОСТ Р согласно требованиям Росстандарта. Вихретоковые дефектоскопы, относящиеся к средствам измерений, должны пройти испытания с целью утверждения типа средства измерения в соответствии с ПР 50.2.009-94 [11] и проходить периодическую поверку в метрологических службах не реже одного раза в год.

13.5.4 Стандартные образцы, стандартные образцы предприятия, контрольные образцы (для магнитопорошкового и капиллярного контроля), используемые для проверки технических параметров дефектоскопов и

дефектоскопических материалов, настройки чувствительности и оценки измеряемых характеристик дефектов должны быть аттестованы, иметь свидетельства о поверке установленной формы и соответствовать требованиям СТО Газпром 2-2.4-083.

## Приложение А

(справочное)

### Пример применения правил назначения методов ремонта дефектных участков линейной части магистральных газопроводов

А.1 В качестве примера применения правил назначения методов ремонта проведена процедура назначения метода ремонта для трубы, расположенной на участке газопровода категории III, на котором производят выборочный ремонт. Наружный диаметр трубы 1220 мм, толщина стенки 14,5 мм, временное сопротивление металла трубы 589 МПа, рабочее давление 7,4 МПа. На поверхности трубы расположен коррозионный дефект шириной 50 мм, длиной 300 мм и глубиной 3,9 мм.

А.2 При проверке ремонтпригодности контролируемой шлифовкой расчетную глубину сошлифованной зоны  $d_{ин}$  принимают равной 4,1 мм, а расчетную ширину сошлифованной зоны  $W_{ин}$  - 52 мм. Вычисленные значения параметров, входящих в формулы (5) – (12), имеют следующие величины:

$$L_* = \frac{300}{\sqrt{1220 \cdot 14,5}} = 2,26,$$

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \cdot 2,26^2} = 1,61,$$

$$\gamma = 1 - \frac{1,1 \cdot 1,34 \cdot 1,05 \cdot 7,4}{0,9 \cdot 589} = 0,98,$$

$$K = \frac{0,9 \cdot 0,98 \cdot 1,1 \cdot 1,34 \cdot 1,05}{0,9} = 1,51,$$

$$a = \frac{1,51 \cdot 7,4 \cdot (1220 - 14,5)}{2 \cdot 14,5 \cdot 589} = 0,79,$$

$$d_1 = \frac{(0,79 - 1) \cdot 1,61}{0,79 - 1,61} \cdot 14,5 = 6,0,$$

$$\delta_p = \frac{1,1 \cdot 7,4 \cdot 1220}{2 \cdot \left( \frac{589 \cdot 0,9}{1,34 \cdot 1,05} + 1,1 \cdot 7,4 \right)} = 12,9,$$

$$d_2 = 14,5 - 12,9 + 0,8 \cdot 12,9 = 4,2,$$

$$[d] = 4,2.$$

А.3 При проверке условий (4) выяснено, что глубина сошлифованной зоны  $d_{ш} = 4,1$  не превосходит предельно допустимое значение  $[d] = 4,2$ , а  $d_{ш} \cdot W_{ш} = 4,2 \cdot 52 = 213,2$  меньше величины  $3,14 \cdot D_n \cdot (\delta - 0,9 \cdot \delta_p) = 3,14 \cdot 1220 \cdot (14,5 - 0,9 \cdot 12,9) = 11071,0$ . Следовательно, в соответствии с настоящими рекомендациями назначают ремонт контролируемой шлифовкой.

А.4 Объем сошлифованного металла  $V_d$ , вычисленный по формуле (29), составляет  $V_d = 0,3 \cdot 300 \cdot 50 \cdot 3,9 = 17550 \text{ мм}^3$ . При длине трубы  $L_{mp} = 1100 \text{ мм}$  объем сошлифованного металла, при котором труба может быть заменена,  $V_t = 0,002 \cdot 11000 \cdot 1220 \cdot 14,5 = 389180 \text{ мм}^3$ . Следовательно, условие (28) не выполняется и ремонт заменой трубы не может быть назначен.

А.5 На рисунке А.1 представлены области применения методов ремонта, перечисленных в 1.2 настоящих рекомендаций, для трубопровода категории III наружным диаметром 1220 мм, толщиной стенки 16,0 мм, рабочим давлением 7,4 МПа, временным сопротивлением металла трубы 510 МПа, имеющего коррозионный дефект шириной менее 850 мм.

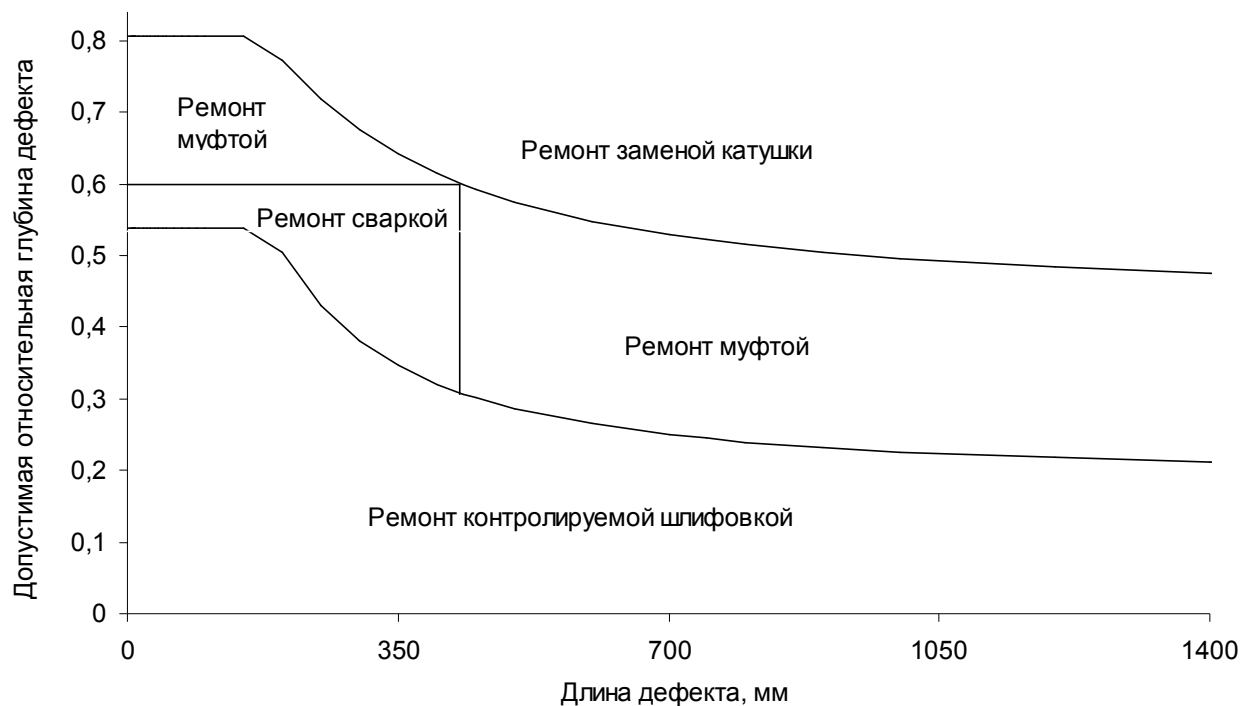


Рисунок А.1 – Области применения методов ремонта труб с коррозионным дефектом шириной меньшей 850 мм

На рисунке А.2 представлены области применения методов ремонта для того же трубопровода с коррозионным дефектом шириной 1915 мм.

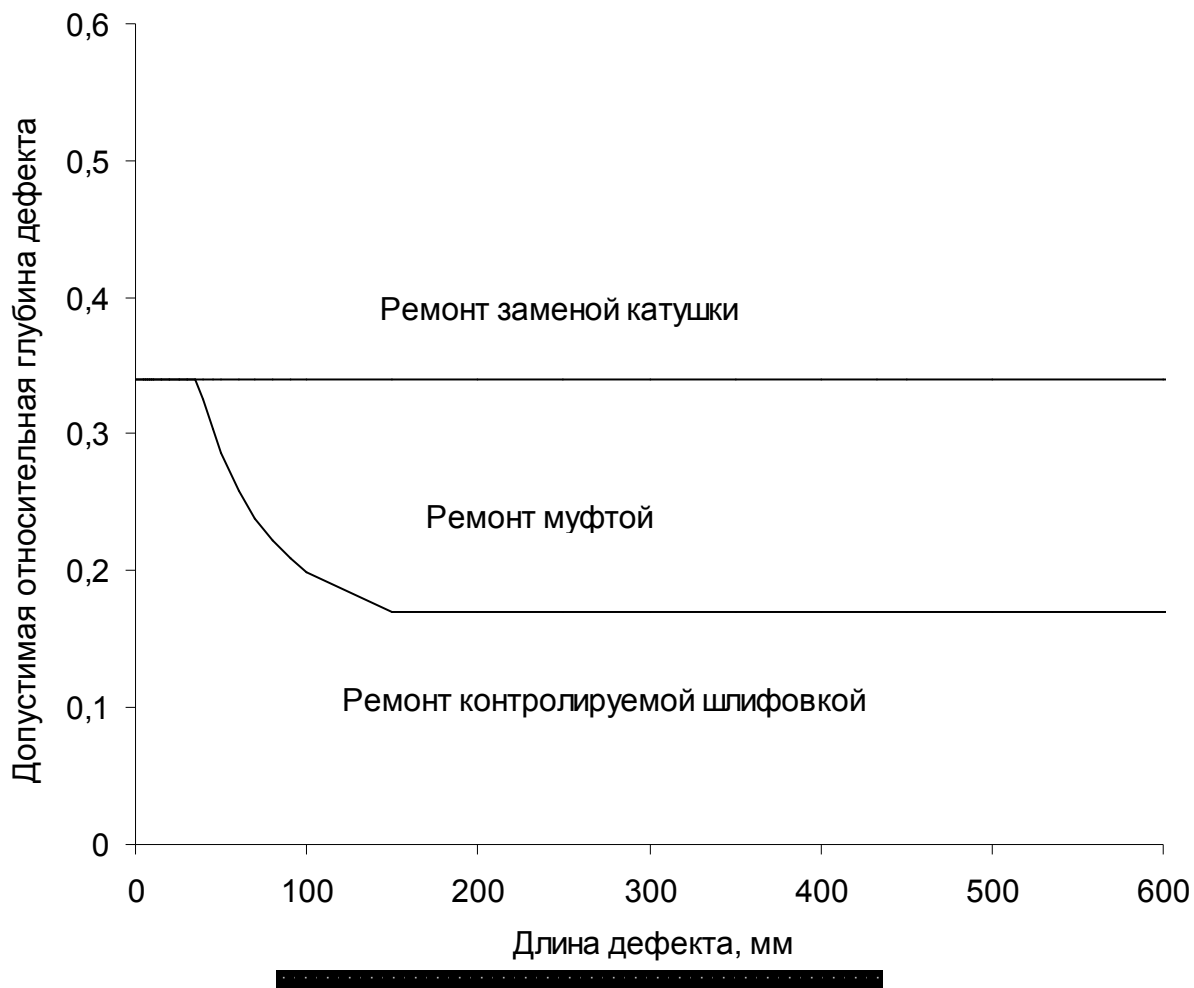


Рисунок А.2 – Области применения методов ремонта труб с коррозионным дефектом шириной 1915 мм

На рисунке А.3 представлены области применения методов ремонта для того же трубопровода с дефектом в виде зоны трещин.

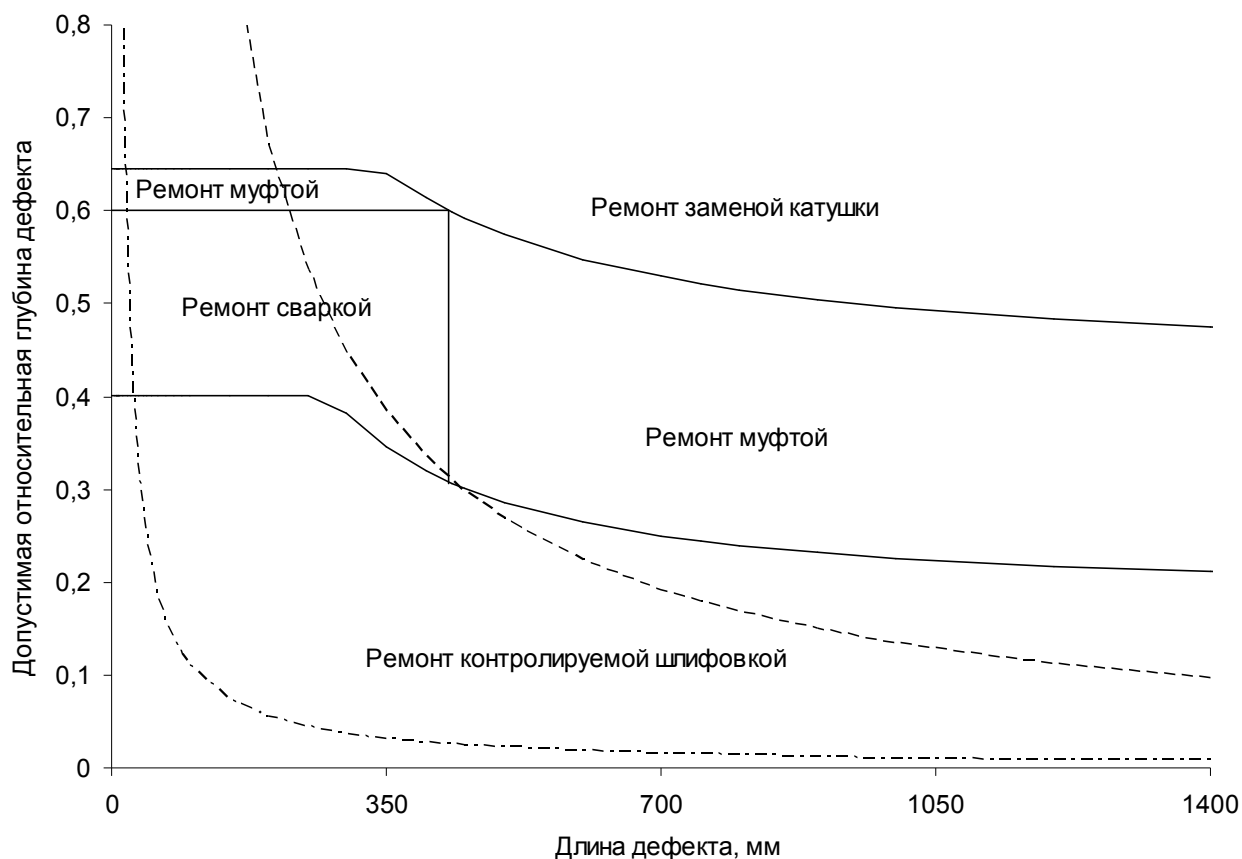


Рисунок А.3 – Области применения методов ремонта трубы с зоной трещин шириной меньшей наружного диаметра трубы

На рисунке А.3 пунктиром и штрих-пунктиром для дефектов шириной равной соответственно 1200 и 100 мм показаны границы выполнения условия (28). Если параметры дефекта расположены правее указанных границ, то для такого дефекта выполняется условие (28), и, следовательно, может быть назначен метод ремонта заменой трубы.

На рисунке А.4 представлены области применения методов ремонта для того же трубопровода с зоной трещин шириной 1915 мм..



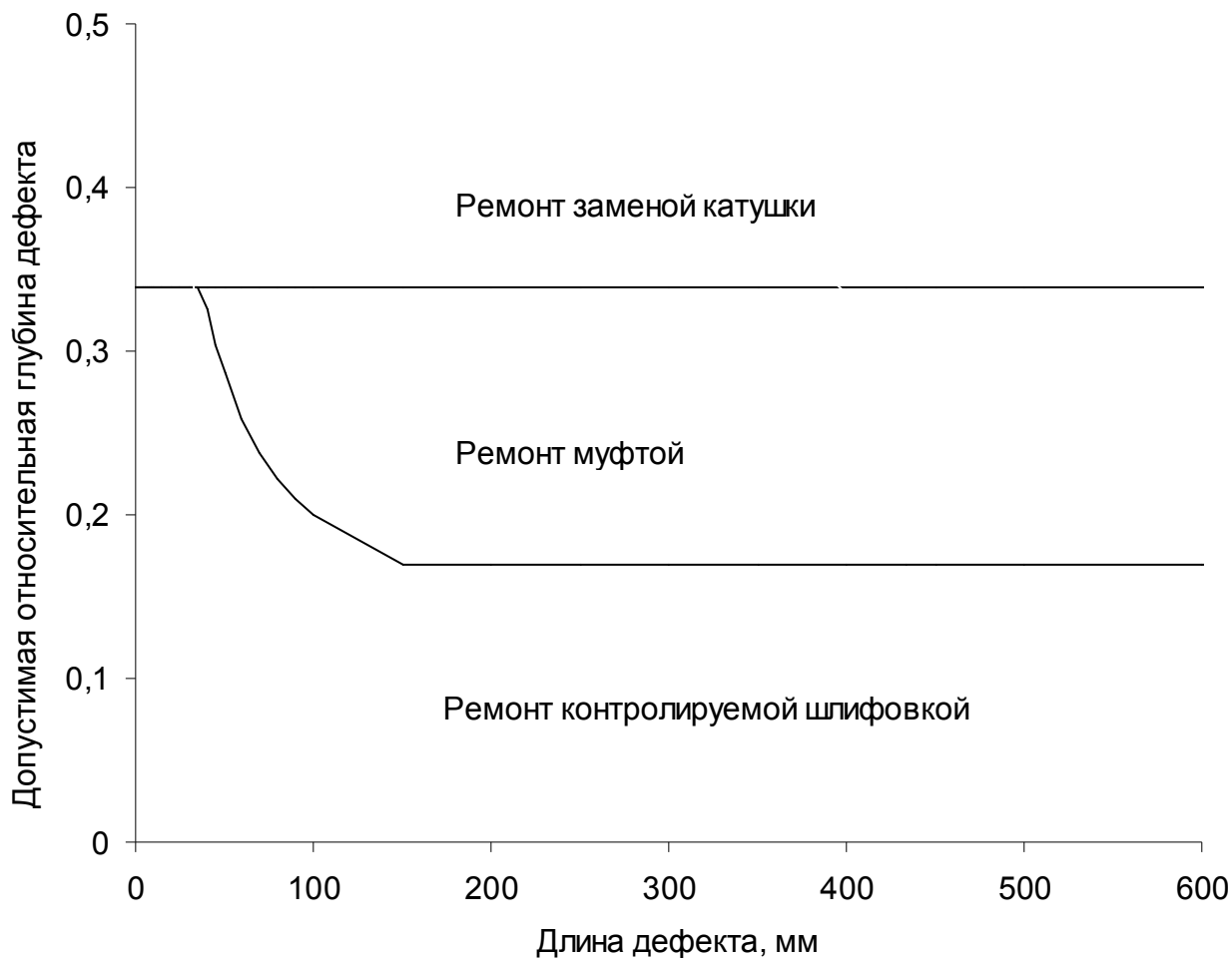


Рисунок А.4 – Области применения методов ремонта труб с зоной трещин шириной 1915 мм

А.6 Для вычисления ширины дефекта  $W$ , мм, следует использовать формулу

$$W = \begin{cases} 0,262 \cdot D_n \cdot (\varphi_2 - \varphi_1), & \text{если } \varphi_2 - \varphi_1 \geq 0 \\ 0,262 \cdot D_n \cdot (\varphi_2 - \varphi_1 + 12), & \text{если } \varphi_2 - \varphi_1 < 0 \end{cases}, \quad (\text{А.1})$$

где  $D_n$  – наружный диаметр трубы, мм;

$\varphi_1$  и  $\varphi_2$  – угловые координаты крайних точек дефекта, час.

## Библиография

- |     |   |   |
|-----|---|---|
| [1] | Строительные нормы и правила Российской Федерации<br>СНиП 2.05.06-85  | Магистральные трубопроводы  |
| [2] | Правила безопасности<br>Госгортехнадзора России<br>ПБ 03-372-00   | Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля   |
| [3] | Правила безопасности<br>Госгортехнадзора России<br>ПБ 03-440-02   | Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля  |
| [4] | Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых МГ и трубопроводов КС (утверждены ОАО «Газпром» 24.11.2006) |   |
| [5] | Ведомственный руководящий документ ВРД 39-1.10-013-2000 с дополнением   | Руководящий документ по применению композитных материалов фирмы «Порсил ЛТД» (г. Санкт-Петербург) для ремонтных работ на объектах нефтяной и газовой промышленности с дополнением «Оценка несущей способности трубопроводов диаметром 530-1420 мм, отремонтированных с применением композитных материалов ОАО «Газпром» |
| [6] | Руководящий документ<br>Госгортехнадзора России<br>РД 03-615-03   | Порядок применения сварочных технологий при изготовлении, монтаже, ремонте и реконструкции технических  |

- устройств для опасных  
производственных объектов
- [7] Ведомственные строительные Конструкции и способы  
нормы ОАО «Газпром» балластировки и закрепления  
ВСН 39-1.9-003-98 подземных газопроводов
- [8] Ведомственный руководящий Борьба с водной эрозией грунтов  
документ РАО «Газпром» на линейной части  
РД 51-2.4-007-97 трубопроводов. Инструкция
- [9] Временные типовые технические требования к наружным сканерам-  
дефектоскопам для автоматизированного неразрушающего контроля  
трубопроводов при капитальном ремонте (утверждены ОАО «Газпром»  
24.05.2010).
- [10] Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при  
ремонте и диагностировании магистральных газопроводов с  
изменением № 1 (утверждена ОАО «Газпром» 18.11.2008)
- [11] Правила Госстандарта России Порядок проведения испытаний и  
ПР 50.2.009-94 утверждения типа средств  
измерений

---

ОКС 23.040.01

Ключевые слова: метод, ремонт, дефектный участок, линейная часть, магистральный газопровод

---