ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

УТВЕРЖДАЮ
Начальник Департамента
по транспортировке, подземному
хранению и использованию газа
ОАО «Газпром»

_____ **О.Е.Аксютин**

«18» ноября **2008 г.**

ИНСТРУКЦИЯ ПО ОЦЕНКЕ ДЕФЕКТОВ ТРУБ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ ПРИ РЕМОНТЕ И ДИАГНОСТИРОВАНИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

(с изменением № 1)

Заместитель начальника Управления
по транспортировке газа
и газового конденсата
ОАО «Газпром»

_____ **В.В.Салюков**

Генеральный директор
ООО «Газнадзор»

_____ **В.Н.Медведев**

Москва 2008

ПРЕДИСЛОВИЕ

1 РАЗРАБОТАНА Обществом с ограниченной ответственностью «Газнадзор» (В.Н.Медведев, Ф.Г.Тухбатуллин, М.И.Королев, В.С.Урусов) с участием Управления по транспортировке газа и газового конденсата Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» (В.В.Салюков, А.Н.Колотовский, Е.М.Вышемирский, М.Ю.Митрохин, А.В.Молоканов, А.В.Шипилов), ООО «ВНИИГАЗ» (А.Г.Малков, В.М.Ботов, С.Е.Яковлев, М.Ю.Панов, В.М.Силкин), ДОАО «Оргэнергогаз» (И.И.Велиюлин, Д.И. Ремизов, Д.К.Мигунов, П.А.Колотовский, А.Н.Касьянов), ЗАО НПО «Спецнефтегаз» (В.Ф.Чабуркин, Б.И. Мирошниченко), РГУ им.Губкина (О.И.Стеклов).

ВНЕСЕНА Управлением по транспортировке газа и газового конденсата Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром».

2 УТВЕРЖДЕНА И ВВЕДЕНА В ДЕЙСТВИЕ Департаментом по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром».

3 ВВОДИТСЯ ВЗАМЕН ВРД 39-1.10-063-2002 «Инструкция по оценке работоспособности и отбраковке труб с вмятинами и гофрами», ВРД 39-1.10-023-2001 «Инструкция по обследованию и ремонту магистральных газопроводов, подверженных КРН, в шурфах», ВСН 39-1.10-009-2002 «Инструкция по отбраковке и ремонту труб линейной части магистральных газопроводов», ВРД 39-1.10-001-99 «Руководство по анализу результатов внутритрубной инспекции и оценке опасности дефектов», ВРД 39-1.10-004-99 «Методические рекомендации по количественной оценке состояния магистральных газопроводов с коррозионными дефектами, их ранжирования по степени опасности и определению остаточного ресурса», ВРД 39-1.10-032-2001 «Инструкция по классификации стресс-коррозионных дефектов по степени их опасности», раздела 3.1 «Отбраковка труб» РД 558-97 «Руководящий документ по технологии сварки труб при производстве ремонтно-восстановительных работ на газопроводах», п.п. 4.4 и 4.5 ВРД 39-1.10-013-2000 «Руководящий документ по применению композитных материалов фирмы «Порсил лтд» (г.Санкт-Петербург) для ремонтных работ на объектах нефтяной и газовой промышленности», п.4.1 ВСН 39-1.10-001-99 «Инструкция по ремонту дефектных труб магистральных газопроводов полимерными композитными материалами».

© ОАО "Газпром", 2008
© ООО "Газнадзор", 2008

Распространение настоящего Документа осуществляется в соответствии с действующим законодательством и с соблюдением правил, установленных ОАО «Газпром»

Содержание

1 Область применения 1

2 Нормативные ссылки 1

3 Термины, определения и сокращения 3

4 Общие положения 7

5 Классификация и виды дефектов труб и СДТ 8

6 Объемы и методы контроля, нормы оценки качества труб и СДТ при капитальном ремонте ЛЧ МГ, в том числе переизоляции 10

7 Объемы и методы контроля, нормы оценки качества труб и соединительных деталей трубопроводов по результатам ВТД, диагностики воздушных переходов, обследования ГРС и других диагностических работ 29

Приложение 1 Определения дефектов труб по действующим ГОСТ 37

Приложение 2 Технология обследования участков газопроводов при переизоляции 41

Приложение 3 Расчет прогнозируемого срока безопасной эксплуатации и максимального испытательного давления труб 45

Приложение 4 Технология обследования муфт, вварных заплат и тройников сварных с накладками 77

Приложение 5 Технология ремонта дефектных труб и СДТ контролируемой шлифовкой 79

Приложение 6 Форма ведомости дефектов труб 82

Приложение 7 Формы ведомостей дефектов соединительных деталей трубопроводов ... 83

Приложение 8 Формуляр обследования газопровода сканером-дефектоскопом 87

Приложение 9 Форма ведомости ремонта труб и СДТ 88

Приложение 10 Форма акта отбраковки вырезанных труб и СДТ 89

Приложение 11 Форма ведомости труб и СДТ 90

Приложение 12 Расчет срока обследования дефектных труб в шурфах после ВТД 91

Приложение 13 Расчет срока ремонта дефектных труб после их обследования в шурфах 101

Приложение 14 Форма ведомости дефектов труб (при обследовании в шурфах по результатам ВТД) 109

Библиография 110

ИНСТРУКЦИЯ ПО ОЦЕНКЕ ДЕФЕКТОВ ТРУБ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ ПРИ РЕМОНТЕ И ДИАГНОСТИРОВАНИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

(с изменением № 1)

Дата введения 2009-02-01

1 Область применения

1.1 Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных газопроводов (далее Инструкция) распространяется на оценку дефектов труб и соединительных деталей трубопроводов при ремонте и диагностировании объектов магистральных газопроводов диаметром до 1420 мм с избыточным давлением газа свыше 1,2 МПа (12 кгс/см^2) до 10 МПа (100 кгс/см^2) включительно.

Действие Инструкции не распространяется на оценку дефектов труб и соединительных деталей трубопроводов при ремонте и диагностировании объектов компрессорных станций и станций подземного хранения газа.

1.2 Инструкция устанавливает требования к методам и объемам неразрушающего контроля, нормам оценки качества труб и соединительных деталей трубопроводов, технологиям диагностирования и методам их ремонта.

1.3 Инструкция предназначена для дочерних обществ и организаций ОАО «Газпром», а также подрядных организаций, выполняющих работы по диагностированию и ремонту магистральных газопроводов, в том числе при переизоляции.

2 Нормативные ссылки

В Инструкции использованы ссылки на следующие стандарты:

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

ГОСТ 19200-80 Отливки из чугуна и стали. Термины и определения дефектов

ГОСТ 26-01-84* Сварка металлов. Термины и определения основных понятий

ГОСТ 5272-68* Коррозия металлов. Термины

ГОСТ 14782 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Методы ультразвуковые

ГОСТ 22368 Контроль неразрушающий. Классификация дефектности стыковых сварных швов по результатам ультразвукового контроля.

ГОСТ 23049 Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Общие технические требования.

ГОСТ 23667 Контроль неразрушающий. Дефектоскопы ультразвуковые. Методы измерения основных параметров.

ГОСТ 28702 Контроль неразрушающий. Толщиномеры ультразвуковые. Общие технические требования.

ГОСТ 3242 Соединения сварные. Методы контроля качества.

ГОСТ 7512 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод

ГОСТ 7512 Контроль неразрушающий. Соединения сварные. Радиографический метод.

ГОСТ 24289 Контроль неразрушающий вихретоковый. Термины и определения.

ГОСТ 8.283 ГСИ. Дефектоскопы электромагнитные. Методы и средства поверки.

ГОСТ 26697 Контроль неразрушающий. Дефектоскопы магнитные и вихретоковые. Общие технические требования.

Е-309-77 Контроль стальных трубных изделий с помощью вихревых токов с использованием магнитного насыщения.

ГОСТ 23479 Контроль неразрушающий. Методы оптического вида. Общие требования

ГОСТ 2045 Контроль неразрушающий. Методы акустические. Общие положения

СТО Газпром 2-2.4-083-2006 Инструкция по неразрушающим методам контроля качества сварных соединений при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов

СТО Газпром 2-2.3-095-2007 Методические указания по диагностическому обследованию линейной части магистральных газопроводов

СТО Газпром 2-2.3-136-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть I

СТО Газпром 2-2.3-137-2007 Инструкция по технологиям сварки при строительстве и ремонте промысловых и магистральных газопроводов. Часть II

Примечание – При пользовании настоящим документом необходимо проверить действие ссылочных нормативов. Если ссылочный норматив заменен (изменен), следует руководствоваться замененным (измененным) нормативом. Если ссылочный норматив

отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

Аномалия – участок стенки трубы или сварного шва, на котором зарегистрированы показания приборов или имеются визуальные признаки, свидетельствующие о возможности наличия дефекта.

Взаимодействующие дефекты – два или несколько дефектов, для совокупности которых расчетное давление разрушения трубы ниже расчетного давления разрушения трубы для каждого из дефектов.

Вмятина – нарушение формы сечения трубы в виде местного плавного изменения формы поверхности, образующегося при действии на наружную поверхность трубопровода сосредоточенной или распределенной поперечной нагрузки.

Гнутый отвод – для целей Инструкции под гнутым отводом понимают отвод, изготовленный из трубы и имеющий угол поворота до 6° включительно.

Гофр – нарушение формы сечения трубы в результате потери местной устойчивости стенки трубы, когда при изгибе трубопровода в сжатой зоне развиваются чрезмерные пластические деформации.

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

Дефектная катушка – катушка с дефектом или группой дефектов, имеющих непрерывную продольную проекцию, длина которой равна длине продольной проекции дефектов.

Дефектная область – область трубы с одним или несколькими близлежащими дефектами.

Дефектный элемент – часть объекта магистрального газопровода (труба, СДТ), имеющая дефекты и подлежащая полной замене при ремонте или реконструкции.

Документ качества трубы или СДТ – сертификат или паспорт, подтверждающий соответствие трубы или СДТ требованиям ТУ или ГОСТ.

Забракованная катушка – участок трубы с дефектами, признанная непригодной для применения в МГ.

Забоина – повреждение, появляющееся в результате динамического взаимодействия поверхности трубы с твердым телом, имеющим острые края, без касательного по от-

ношению к поверхности стенки трубы перемещения и заметного остаточного местного изгиба тела трубы.

Задир – в отличие от царапины задир имеет зазубренные края и меньшую кривизну дна.

Идентификация трубы или СДТ – процедура установления соответствия трубы или СДТ выданному на нее документу качества.

Идентифицированная труба или СДТ – труба или СДТ, для которой установлено соответствие маркировки документу качества, выданному на трубу или СДТ.

Категория труб и СДТ – классификационная группа труб и СДТ по возможности их эксплуатации в МГ, а также порядку их подготовки к применению.

Катушка – цилиндрический участок трубы (патрубок) с параметрами, регламентированными требованиями действующей нормативной документации, длиной не менее 250 мм.

Контролируемая шлифовка – метод ремонта трубы или СДТ, заключающийся в вышлифовке дефектов с контролем их остаточной глубины в процессе шлифовки, а также контролем результатов ремонта, включая подтверждение полноты устранения дефектов и определение размеров образовавшихся выемок.

Локальные дефектные участки газопровода – участки газопровода, на которых существуют условия отслоения изоляционного покрытия и протекают коррозионные и/или стресс-коррозионные процессы.

Неразрушающий контроль – контроль, при котором не должна быть нарушена пригодность труб и СДТ к применению и эксплуатации.

Обследование участка МГ – комплекс работ по техническому диагностированию участка МГ, включающий неразрушающий контроль труб, СДТ и сварных соединений, обеспечивающий определение конструктивных параметров (размеров) труб и СДТ, выявление дефектов труб, СДТ и сварных соединений, определение типа, геометрических размеров и координат выявленных дефектов.

Освидетельствование трубы или СДТ – процедура установления соответствия трубы или СДТ требованиям действующих ТУ или ГОСТ на трубы и СДТ для МГ.

Отбраковка трубы, СДТ или катушки – процедура определения пригодности трубы, СДТ или катушки для применения в магистральных газопроводах.

Оценка качества труб и СДТ – процедура установления соответствия труб и СДТ нормативным требованиям и их разделения на категории.

Пригодная катушка – катушка, признанная пригодной для применения в МГ.

Примечание: Пригодная катушка может содержать, в том числе, дефектные катушки, требующие ремонта.

Поверхностные дефекты – дефекты, расположенные на поверхности трубы, вызывающие уменьшение площади сечения стенки трубы или продольного сварного шва (коррозионные, стресс-коррозионные, металлургические и т.п.).

Расчетное давление разрушения – определяемое расчетным путем значение внутреннего давления, при котором прогнозируется разрушение участка газопровода с дефектом.

Срок безопасной эксплуатации – календарная продолжительность эксплуатации до перехода в предельное состояние.

Примечание: Для целей Инструкции предельное состояние трубы задается допустимым уровнем давления, с которым сравнивают величину расчетного давления разрушения дефектной трубы или катушки. Переход в предельное состояние происходит в момент снижения давления разрушения трубы до заданного уровня давления.

Срок обследования дефектных труб после ВТД – период времени, в течение которого необходимо выполнить обследование в шурфах дефектных участков труб, выявленных по результатам ВТД.

Срок ремонта дефектных труб – период времени, в течение которого необходимо отремонтировать или вырезать дефектные участки труб, обследованные в шурфах.

Сошлифованная область – область трубы с одной или несколькими выемками, образовавшимися при устранении дефекта или нескольких близлежащих дефектов контролируемой шлифовкой.

Стресс-коррозионный дефект – для целей настоящей Инструкции под стресс-коррозионным дефектом понимают отдельную трещину или систему стресс-коррозионных трещин, имеющих непрерывную продольную проекцию на ось, параллельную основному направлению трещин.

Техническое диагностирование участка МГ – комплекс работ по определению технического состояния участка МГ, включающий обследование участка МГ и выдачу рекомендаций по оценке качества и ремонту труб, СДТ и сварных соединений.

Трубы и СДТ категории А – трубы и СДТ, пригодные для применения в магистральных газопроводах.

Примечание: Трубы и СДТ категории А применяют в магистральных газопроводах после выполнения процедур по обследованию, оценке качества, освидетельствованию, ремонту и оформлению необходимых документов. При этом трубы категории А разделяют на категории А1, А2, А3 или бракуют (относят к категории Б). СДТ категории А разделяют на категории А1, А2 или бракуют (относят к категории Б).

Трубы и СДТ категории А1 – трубы и СДТ, оставляемые в газопроводе для дальнейшей эксплуатации, в том числе ремонтируемые без вырезки из газопровода (в траншее).

Трубы и СДТ категории А2 – трубы и СДТ, извлеченные из траншеи, отремонтированные и смонтированные в границах ремонтируемого участка, определенного проектной документацией (как правило, в пределах от крана до крана).

Трубы категории А3 – трубы, вырезаемые из ремонтируемых и демонтированных участков газопроводов, которые подлежат освидетельствованию для повторного применения при ремонте магистральных газопроводов. По результатам освидетельствования труб, выполняемого, как правило, на специализированных заводах или базах, оформляют документы качества на трубы повторного применения.

Примечание: СДТ не могут быть отнесены к категории А3 в связи с отсутствием в ОАО «Газпром» нормативного документа, регламентирующего их повторное применение. В случае разработки и введения в действие указанного норматива, допускается отнесение СДТ к категории А3.

Трубы и СДТ категории Б – трубы и СДТ, применение которых в магистральных газопроводах не допускается.

Примечание: Трубы и СДТ могут быть забракованы и отнесены к категории Б (Б1, Б2), в том числе переведены из категорий А (А1, А2, А3), по результатам их обследования, освидетельствования или ремонта, а также входного или выходного контроля (в случаях возникновения повреждений при нанесении изоляции, погрузочно-разгрузочных, сварочно-монтажных и других работах).

Трубы и СДТ категории Б1 – забракованные трубы и СДТ, которые не могут быть применены на объектах промысловых и магистральных газопроводов, но могут быть использованы в хозяйственных целях при строительстве водоводов, коллекторов, терминалов и других объектов. В этом случае требования к трубам и СДТ категории Б1 принимают в соответствии с нормативами, область применения которых распространяется на объекты, на которых планируется применение труб и СДТ.

Трубы и СДТ категории Б2 – забракованные трубы и СДТ, которые не могут быть применены на объектах промысловых и магистральных газопроводов и подлежат применению только в качестве сырья для выплавки стали (металлолома).

Примечание: Трубы относят к категории Б2, если их применение в хозяйственных целях невозможно или нецелесообразно.

Царапина (риска) – повреждение поверхности трубы, произошедшее в результате ее динамического взаимодействия с перемещающимся по ней твердым телом, имеющим острые края. Края царапин зазубрин не имеют.

Определения дефектов по действующим ГОСТ приведены в Приложении 1.

ВТД – внутритрубная дефектоскопия.

КРН – коррозионное растрескивание под напряжением (стресс-коррозия).

ЛЧ – линейная часть.

МГ – магистральный газопровод.

СДТ – соединительная деталь трубопровода.

4 Общие положения

4.1 Оценку качества труб и СДТ выполняют по результатам обследования участков газопроводов.

4.2 Обследование должно проводиться на очищенном от изоляционного покрытия газопроводе. При проведении обследования необходимо максимально использовать все имеющиеся результаты предварительных обследований, проводившихся в процессе эксплуатации участка (ВТД, электрометрия и др.).

4.3 Обследование должна выполнять организация, имеющая лабораторию неразрушающего контроля, аттестованную в соответствии с требованиями ПБ 03-372-00 [1]. Специалисты, проводящие обследование, должны быть аттестованы по применяемым методам неразрушающего контроля в соответствии с требованиями ПБ 03-440-02 [2] по II или III уровню профессиональной квалификации.

4.4 При обследовании участка газопровода должны быть определены геометрические параметры выявленных дефектов. Глубина стресс-коррозионных дефектов длиной более 100 мм должна быть определена или подтверждена контролируемой шлифовкой, выполняемой на участке дефекта с наибольшими показаниями дефектоскопа, используемого для оценки глубины, или другим способом, обеспечивающим погрешность измерения глубины не более 0,5 мм. Оценка качества дефектных труб и СДТ с неопределенными геометрическими параметрами выявленных дефектов не допускается.

Если по результатам оценки наиболее крупных дефектов с определенными геометрическими параметрами труба (СДТ) забракована, то для этой трубы (СДТ) допускается

не определять геометрические параметры более мелких дефектов, не влияющих на результат оценки качества трубы (СДТ).

4.5 Оценку качества труб и СДТ производит комиссия, назначаемая приказом (распоряжением) газотранспортного общества, в составе трех человек: представителя эксплуатирующей организации; представителя организации, выполнившей обследование труб и СДТ; представителя ООО «Газнадзор».

4.6 При оценке качества труб и СДТ их разделяют на категории А1, А2, А3 и Б.

4.7 Бывшие в эксплуатации трубы и СДТ, свариваемые при ремонте, должны быть идентифицированы или освидетельствованы.

Освидетельствование и идентификацию труб и СДТ категорий А1 и А2 выполняют в трассовых условиях в соответствии с требованиями ВРД 39-1.11-014-2000 [4], СТО Газпром 2-2.3-137-2007 и настоящей Инструкции.

Освидетельствование и ремонт труб категории А3 выполняют, как правило, на специализированных трубоизоляционных заводах в соответствии с «Временной инструкцией по повторному применению труб при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов» [5] и другими нормативными документами, утвержденными или согласованными ОАО «Газпром».

4.8 Применение «Временной инструкции по повторному применению труб при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов» [5] для оценки качества труб и СДТ категорий А, А1 и А2 не допускается.

4.9 Оценку качества кольцевых сварных соединений труб и СДТ выполняют в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

5 Классификация и виды дефектов труб и СДТ.

5.1 При оценке качества труб и СДТ используют классификацию дефектов труб и СДТ, представленную в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Классификация дефектов труб и СДТ

№	Категория дефектов	Условия возникновения	Наименование дефектов	Норматив
1	Поверхностные дефекты основного металла	При прокате листов	Волосовина, слиточная плена, раскатанная трещина, прокатная плена, трещина напряжения, подрез, закат, риска, надрывы, продир, царапина и др.	ГОСТ 21014-88
		При изготовлении, погрузке, разгрузке, транспортировке и монтаже труб и СДТ	Царапины, риски, подрезы, задиры, забоины	
		При хранении и эксплуатации труб и СДТ	Коррозионные и стресс-коррозионные дефекты	ГОСТ 5272-68
2	Внутренние дефекты основного металла	При производстве литых заготовок	Горячая трещина, холодная трещина, межкристаллическая трещина, газовая раковина, ситовидная раковина, усадочная раковина, металлическое включение, неметаллическое включение, ликвация, флокен.	ГОСТ 19200-80
3	Поверхностные дефекты заводских сварных швов	При изготовлении заготовок труб и СДТ	Трещины, раковины, поры, свищи в сварном шве, поверхностное окисление сварного шва, подрез зоны сплавления	ГОСТ 2601-84
4	Внутренние дефекты заводских сварных швов		Раковины, поры, непровар (несплавление), трещины, шлаковые включения	
5	Дефекты геометрии заводских сварных швов		Вогнутость корня шва, наплыв на сварном соединении, смещение сваренных кромок	
6	Дефекты геометрии труб и СДТ	При изготовлении, погрузке, разгрузке, транспортировке, хранении, монтаже и эксплуатации	Вмятина, гофр, кривизна, овальность	

5.2 Определения дефектов труб и СДТ в соответствии с действующими ГОСТами приведены в Приложении 1.

6 Объемы и методы контроля, нормы оценки качества труб и СДТ при капитальном ремонте ЛЧ МГ, в том числе переизоляции

6.1 Объемы и методы контроля труб и СДТ

6.1.1 При обследовании труб и СДТ применяют методы и приборы неразрушающего контроля, предусмотренные настоящей Инструкцией и позволяющие выявлять дефекты, указанные в строках 1, 3-6 таблицы 5.1. Совокупность применяемых методов и приборов контроля должна обеспечивать выявление дефектов наружной поверхности труб и СДТ глубиной 0,3 мм и более.

Требования к методам и приборам неразрушающего контроля для выявления дефектов монтажных сварных соединений (п.5.6.7) приведены в СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

6.1.2 Обследование выполняют преимущественно с использованием сканеров-дефектоскопов, а также без их использования, после предварительной очистки газопровода (удаления старого изоляционного покрытия) организацией, выполняющей ремонт. Требования к чистоте (шероховатости) очищенной поверхности принимают с учетом возможностей применяемых ремонтных технологий, технических средств очистки поверхности и приборов неразрушающего контроля.

При измерении параметров дефектов и выемок, образовавшихся при их вышлифовке, как правило, применяют приборы, обеспечивающие электронную запись и передачу результатов в компьютер для выполнения расчетов.

При обследовании должны быть использованы результаты обследований, выполненных до вывода участка газопровода в ремонт (результаты ВТД, обследования в шурфах и т.п.).

Визуальный контроль нижнего сегмента не извлеченных из траншеи труб и СДТ проводят с использованием специальных зеркал с обязательным обеспечением эффективности его проведения организацией, выполняющей ремонт (подъем газопровода на соответствующую высоту, водопонижение и т.д.).

6.1.3 При переизоляции газопроводов должны быть обследованы все переизолируемые трубы. Переизоляция не обследованных или частично обследованных труб не допускается.

6.1.4 Обследование переизолируемых участков газопроводов выполняют по технологии, приведенной в Приложении 2, или другой технологии, утвержденной или согласованной ОАО «Газпром».

6.1.5 Объемы неразрушающего контроля при обследовании газопроводов с применением сканеров дефектоскопов принимают в зависимости от технического состояния труб и СДТ, но не менее объемов, указанных в п.п.6.1.5.1-6.1.5.7:

6.1.5.1 Контроль основного металла труб и СДТ, заводских и монтажных сварных соединений с применением сканера-дефектоскопа выполняют в объеме 100 % для выявления внутренних дефектов заводских сварных швов и стресс-коррозионных дефектов глубиной свыше 10% от толщины стенки труб.

6.1.5.2 Визуальный и измерительный контроль выполняют в объеме 100% для выявления дефектов, не обнаруженных сканером-дефектоскопом (равномерного коррозионного утонения стенки труб на большой площади, вмятин, гофров), а также определения геометрических размеров труб (СДТ) и дефектов основного металла и заводских сварных швов, в том числе дефектов, выявленных сканером-дефектоскопом.

6.1.5.3 Вихретоковый контроль выполняют в объеме не менее 3 % поверхности труб и СДТ для выявления стресс-коррозионных дефектов глубиной менее 10 % от толщины стенки труб и СДТ, а также определения геометрических размеров стресс-коррозионных дефектов, в том числе выявленных сканером-дефектоскопом.

6.1.5.4 Ультразвуковой контроль локальных участков поверхности металла труб, заводских сварных швов по результатам контроля сканером-дефектоскопом, визуального и измерительного контроля выполняют в объеме не менее 0,2 % от площади поверхности труб и не менее 1 % от протяженности заводских сварных швов, а также участков заводских сварных швов длиной 0,2 м, примыкающих к монтажным сварным швам.

6.1.5.5 Магнитопорошковый контроль для визуализации выявленных поверхностных металлургических и стресс-коррозионных дефектов выполняют в объеме не менее 10 % от числа выявленных дефектов и аномалий.

6.1.5.6 Толщинометрию бездефектных стенок труб или СДТ, а также дефектных стенок в местах их утонения выполняют по сетке с шагом не более 25 мм (при утонении стенки трубы более 10 % от ее толщины), но не менее 3 точек на каждый элемент (лист) трубы или СДТ.

6.1.5.7 Контроль монтажных сварных соединений (объемы, методы и оценку качества) осуществляют в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

6.1.6 Объем неразрушающего контроля при обследовании газопроводов без применения сканеров-дефектоскопов принимают в зависимости от технического состояния труб и СДТ, но не менее объемов, указанных в п.п.6.1.6.1-6.1.6.6:

6.1.6.1 Визуальный и измерительный контроль выполняют в объеме 100 % для выявления дефектов основного металла (коррозионных дефектов, вмятин, гофров, царапин,

задиров и др.) и сварных соединений (подрезов, смещения сваренных кромок и др.), а также определения геометрических размеров труб (СДТ) и выявленных дефектов.

6.1.6.2 Ультразвуковой контроль локальных участков поверхности металла труб, заводских сварных швов по результатам визуального и измерительного контроля выполняют в объеме не менее 0,5 % от площади поверхности труб и не менее 2 % от протяженности заводских сварных швов, а также участков заводских сварных швов длиной 0,2 м, примыкающих к монтажным сварным швам.

6.1.6.3 Вихретоковый контроль выполняют в объеме не менее 5 % от площади поверхности труб для выявления стресс-коррозинных дефектов, а также определения их геометрических размеров.

6.1.6.4 Магнитопорошковый контроль для визуализации выявленных поверхностных металлургических и стресс-коррозионных дефектов выполняют в объеме не менее 10 % от числа выявленных дефектов и аномалий.

6.1.6.5 Толщинометрию бездефектных стенок труб или СДТ, а также дефектных стенок в местах их утонения выполняют по сетке с шагом не более 25 мм (при утонении стенки трубы более 10 % от ее толщины), но не менее 3 точек на каждый элемент (лист) трубы или СДТ.

6.1.6.6 Контроль монтажных сварных соединений (объемы, методы и оценку качества) осуществляют в соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

6.1.7. При обследовании газопроводов рекомендуется применять дополнительные методы неразрушающего контроля (рентгеновский, капиллярный и др.) в соответствии с согласованными или утвержденными ОАО «Газпром» нормативными документами.

6.1.8. При проведении неразрушающего контроля труб и СДТ руководствуются СТО Газпром 2-2.4-083-2006, а также:

при проведении визуального и измерительного контроля - РД 03-606-03 [10];

при проведении ультразвукового контроля – ГОСТ 12503-75, ГОСТ 14782-86, ГОСТ 22368-77, ГОСТ 23049-78, ГОСТ 23667-85, ГОСТ 28702-90;

при проведении радиографического контроля – ГОСТ 3242-79, ГОСТ 7512-82;

при проведении вихретокового контроля – ГОСТ 24289-80, ГОСТ 8.283-78 ГСИ, ГОСТ 26697-85, Е-309-77;

при проведении магнитопорошкового контроля – ГОСТ 21105-87.

6.2 Нормы оценки качества труб и СДТ, методы ремонта.

6.2.1 Оценку качества труб (основного металла и заводских швов) выполняют в два этапа:

1 этап – разделение всех труб на трубы, оставляемые в газопроводе (категория А1), и трубы, вырезаемые из газопровода (категории А2, А3 и Б), по нормам оценки качества, приведенным в табл.6.1;

2 этап – разделение вырезанных труб по категориям А2, А3 и Б по нормам оценки качества, приведенным в табл.6.2.

Если для оцениваемого на первом этапе дефекта или совокупности дефектов выполняется любая из норм оценки, приведенных в п.п.1-21 табл.6.1, трубу или её часть с указанными дефектами вырезают из газопровода. При выполнении норм, приведенных в п.п.22, 23 табл.6.1, труба или ее часть должна быть вырезана из газопровода, если не представляется целесообразным выполнение её ремонта в соответствии с примечанием 3 к табл.6.1.

Если для оцениваемого на втором этапе дефекта или совокупности дефектов выполняется любая из норм оценки, приведенных в п.п.1-14, 16, 17 табл.6.2, вырезанную из газопровода трубу или её часть с указанными дефектами бракуют. При выполнении нормы, приведенной в п.15 табл.6.2, труба или ее часть должна быть забракована, если не представляется целесообразным выполнение её ремонта в соответствии с примечанием 3 к табл.6.1.

6.2.2 Оценку качества СДТ (основного металла и заводских швов) выполняют в два этапа:

1 этап – разделение всех СДТ на СДТ, пригодные для дальнейшей эксплуатации (категории А1 и А2) и отбракованные СДТ (категория Б) по нормам оценки качества, приведенным в табл.6.3;

2 этап – разделение пригодных для дальнейшей эксплуатации СДТ на категории А1 и А2.

Если для оцениваемого на первом этапе дефекта или совокупности дефектов выполняется любая из норм оценки, приведенных в п.п.1-18 табл.6.3, СДТ с указанными дефектами бракуют. При выполнении нормы, приведенной в п.п.19, 20 табл.6.3, СДТ должна быть забракована, если не представляется целесообразным выполнение её ремонта в соответствии с примечанием 3 к табл.6.1.

Таблица 6.1

Нормы оценки качества труб и гнутых отводов в нитке газопровода (первый этап оценки качества)

№ нормы	Оцениваемые дефекты	Нормы оценки качества труб и гнутых отводов
1	Отдельные или взаимодействующие поверхностные дефекты (кроме стресс-коррозионных дефектов)	глубина дефекта **превышает 50 %** толщины стенки трубы
2		дефект в зоне сварного шва (на расстоянии **менее 200 мм** от шва) имеет глубину **свыше 20 %** толщины стенки трубы[1]
3		после вышлифовки дефекта толщина продольного или спирального сварного шва (без учета снятия усиления шва) уменьшится более, чем **на 2 %**[1] на длине не более 1000 мм
4		после вышлифовки дефекта образуется выемка, имеющая размеры, для которых расчетный прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы **меньше 15 лет**[1,2]
5		расчетное максимальное испытательное давление трубы меньше давления, создаваемого в трубе при проведении гидравлического испытания участка газопровода[1,2]
6	Отдельные или взаимодействующие стресс-коррозионные дефекты	глубина дефекта превышает 20 % толщины стенки трубы
7		после вышлифовки дефекта толщина продольного или спирального сварного шва (без учета снятия усиления шва) уменьшится более, чем **на2 %**[1] на длине не более 1000 мм
8		после вышлифовки дефекта образуется выемка, имеющая размеры, для которых расчетный прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы **меньше 15 лет**[1,2]
9		расчетное максимальное испытательное давление трубы меньше давления, создаваемого в трубе при проведении гидравлического испытания участка газопровода[1,2]

Таблица 6.1 (продолжение)

№ нормы	Оцениваемые дефекты	Нормы оценки качества труб и гнутых отводов
10	Вмятины	глубина вмятины превышает 3 % диаметра трубы
11		вмятина находится на участке категории В
12		вмятина в зоне сварного шва (на расстоянии менее 150 мм от шва) имеет глубину более 2 % диаметра трубы
13		в площади вмятины и близлежащей зоне 150 мм обнаружены дефекты стенки трубы любого происхождения (трещины, царапины, задиры, утонения стенки коррозионного или иного происхождения и др.)
14		края вмятины не имеют плавного сопряжения с основной поверхностью трубы (имеют место изломы поверхности на границе сопряжения)
15	Гофры	высота гофра превышает 1 % диаметра трубы
16		гофр находится на участке категории В
17		гофр находится в зоне сварного шва (на расстоянии менее 150 мм от шва)
18		в площади гофра и близлежащей зоне 150 мм обнаружены дефекты стенки трубы любого происхождения (трещины, царапины, задиры, утонения стенки коррозионного или иного происхождения и др.)
19		края гофра не имеют плавного сопряжения с основной поверхностью трубы (имеют место изломы поверхности на границе сопряжения)

Таблица 6.1 (продолжение)

№ нормы	Оцениваемые дефекты	Нормы оценки качества труб и гнутых отводов
20	Отдельные или взаимодействующие внутренние дефекты продольного или спирального сварного шва	дефект имеет размеры, для которых расчетный прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы **меньше 15 лет**[1,2]
21		расчетное максимальное испытательное давление трубы меньше давления, создаваемого в трубе при проведении гидравлического испытания участка газопровода[1,2]
22	Совокупность дефектов трубы или катушки	суммарная приведенная длина дефектов[3] превышает 30 % длины трубы (катушки) и имеет значение **не менее 3 м**
23	Совокупность дефектов двух и более труб или СДТ	имеется труба, подлежащая замене по критериям №№ 1-22, а суммарная приведенная длина дефектов[3] остальных труб или СДТ превышает **20 %** их длины

Примечания:

1 Если участки труб с дефектами (нормы №№ 2-5, 7-9, 20,21 табл.6.1, №№ 2-4, 6-8, 14 табл.6.2) могут быть отремонтированы сваркой в соответствии с п.п. 6.2.8, 6.2.9 настоящей Инструкции или в соответствии с действующим нормативным документом, утвержденным или согласованным ОАО «Газпром», трубы (катушки) не вырезают (табл.6.1) и не бракуют (табл.6.2), а выполняют их ремонт сваркой.

2 Прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы с поверхностными дефектами после ее ремонта шлифовкой (нормы №№ 4, 8 табл.6.1 и №№ 4, 8 табл. 6.2), прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы с дефектами продольных швов, не требующей ремонта (норма №20 табл.6.1 и №14 табл. 6.2), а также максимальное испытательное давление трубы (нормы №№ 5, 9, 21 табл.6.1), рекомендуется определять по номограммам или рассчитывать по методике, изложенной в Приложении 3. Допускается применение других методик и программ расчета, утвержденных или согласованных ОАО «Газпром». Для труб, на которых не обнаружены стресс-коррозионные дефекты и дефекты сварных швов, а минимальная остаточная толщина стенки составляет не менее 90 % номинальной толщины стенки труб, расчет срока безопасной эксплуатации не производят, а указанные трубы применяют без ограничения срока безопасной эксплуатации, если после устранения поверхностных дефектов контролируемой шлифов-

кой остаточная толщина стенки не станет меньше 90 % от номинальной. При этом номинальную толщину стенки труб определяют расчетом или по проектной документации для участков газопроводов, на которых будут смонтированы трубы.

Прогнозируемый срок безопасной эксплуатации вырезанных труб (нормы №№ 4, 8, 14 табл.6.2) рассчитывают для категории газопровода III при диаметре труб 1220 и 1420 мм, для категории газопровода IV при диаметре труб 1020 мм и менее.

Для предотвращения ремонта труб, которые будут забракованы по результатам прочностного расчета, выполняют оценку прогнозируемого срока безопасной эксплуатации дефектной трубы после ремонта по результатам оценки глубины дефектной области приборами неразрушающего контроля и измерительными инструментами, выполняемой до ремонта трубы. При этом полагают, что глубина сошлифованной области после вышлифовки дефектной области будет на 0,2 мм превышать глубину дефектной области во всех ее точках. Указанная оценка является основанием для отбраковки трубы при условии подтверждения глубины дефектной области контролируемой шлифовкой в месте с наибольшими показаниями прибора. В случае принятия решения о ремонте трубы, прогнозируемый срок ее безопасной эксплуатации рассчитывают по результатам измерений, выполненных после ремонта.

3 Суммарную приведенную длину дефектов труб и сварных швов (нормы №№ 22, 23 табл.6.1, норма № 15 табл.6.2) и СДТ (нормы №№ 19, 20 табл.6.3), определяют по формуле:

$$L_{\Sigma} = K_{д} \sum_{n=1}^{N} K_{рп} K_{гп} L_{дп} , \qquad (6.1)$$

где $K_{д}$ – коэффициент, учитывающий диаметр и толщину стенки трубопровода, принимаемый равным 14000/(δДу);

Ду – условный диаметр трубопровода, мм;

δ - толщина стенки трубы, мм;

$L_{дп}$ – длина n-го дефекта, мм;

$K_{гп}$ – коэффициент, учитывающий геометрические параметры n-го дефекта, принимаемый по табл. 6.1.1;

$K_{рп}$ – коэффициент, учитывающий ремонтные операции, которые необходимо выполнить для устранении дефекта, принимаемый по таблице 6.1.2;

N – число дефектов всех видов на трубе, СДТ или катушке.

Таблица 6.1.1

Геометрические параметры дефекта		Ширина дефекта, мм				
		< 100	100-200	200-300	300-400	> 400
Максимальная глубина дефекта, мм	< 0,5	0,5	1	1,5	2	2,5
	0,5-1	1	2	3	4	5
	1-2	2	4	6	8	10
	2-3	3	6	9	12	15
	3-4	4	8	12	16	20
	> 4	5	10	15	20	25

Таблица 6.1.2

Наименование ремонтной операции	Значение $K_{рп}$
Дополнительное обследование трубы и контролируемая шлифовка стресс-коррозионных дефектов	2
Контролируемая шлифовка поверхностных дефектов (кроме коррозионных и стресс-коррозионных дефектов)	1
Контролируемая шлифовка коррозионных дефектов	0,3
Заварка полости, образовавшейся после вышлифовки дефекта	2
Если для устранения дефекта необходимо выполнить две или более ремонтные операции, значение коэффициента $K_{рп}$ принимают равным сумме соответствующих значений, указанных в таблице. Если дефект может быть устранен путем обработки поверхности трубы (дробеметной, пескоструйной и др.), не требующей существенных затрат времени, значение коэффициента $K_{рп}$ принимают равным 0, т.е. дефект не учитывают при расчете суммарной приведенной длины дефектов.	

Допустимая величина суммарной приведенной длины дефектов труб и сварных швов (нормы №№ 22, 23 табл.6.1, норма № 15 табл.6.2) может быть скорректирована в зависимости от применяемой технологии ремонта труб по согласованию с ОАО «Газпром». Корректировка указанной величины должна быть обоснована и практически подтверждена при выполнении работ по соответствующей ремонтной технологии.

Допускается выполнение ремонта труб, имеющих суммарную приведенную длину дефектов труб и сварных швов, превышающую допустимую величину (нормы №№ 22, 23 табл.6.1, норма № 15 табл.6.2), если по условиям организации работ это не приводит к существенному увеличению сроков ремонта газопровода или затрат на его проведение.

Таблица 6.2

Нормы оценки качества вырезанных труб (второй этап оценки качества)

№ нормы	Оцениваемые дефекты	Нормы оценки качества вырезанных труб
1	Отдельные или взаимодействующие поверхностные дефекты (кроме стресс-коррозионных дефектов)	остаточная толщина стенки трубы составляет **менее 70 %** от минимальной номинальной толщины стенки труб соответствующего диаметра
2		дефект в зоне сварного шва (на расстоянии **менее 200 мм** от шва) имеет глубину **свыше 20 %** толщины стенки трубы[1]
3		после вышлифовки дефекта толщина продольного или спирального сварного шва (без учета снятия усиления шва) уменьшится более, чем **на 2 %**[1] на длине не более 1000 мм
4		после вышлифовки дефекта образуется выемка, имеющая размеры, для которых расчетный прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы **меньше 15 лет**[1,2]
5	Отдельные или взаимодействующие стресс-коррозионные дефекты	остаточная толщина стенки трубы составляет **менее 70 %** от минимальной номинальной толщины стенки труб соответствующего диаметра
6		дефект в зоне сварного шва (на расстоянии **менее 200 мм** от шва) имеет глубину **свыше 20 %** толщины стенки трубы[1]
7		после вышлифовки дефекта толщина продольного или спирального сварного шва (без учета снятия усиления шва) уменьшится более, чем **на 2 %**[1] на длине не более 1000 мм
8		после вышлифовки дефекта образуется выемка, имеющая размеры, для которых расчетный прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы **меньше 15 лет**[1,2]

Таблица 6.2 (продолжение)

№ нормы	Оцениваемые дефекты	Нормы оценки качества вырезанных труб
9	Вмятины	глубина вмятин превышает 4 толщины стенки трубы
10		вмятина находится в зоне сварного шва (на расстоянии менее 150 мм от шва)
11		в площади вмятины и близлежащей зоне 150 мм обнаружены дефекты стенки трубы любого происхождения, кроме поверхностных дефектов, под которыми остаточная толщина стенки трубы составляет **не менее 90 %** от минимальной номинальной толщины стенки труб соответствующего диаметра
12		края вмятины не имеют плавного сопряжения с основной поверхностью трубы (имеют место изломы поверхности на границе сопряжения)
13	Гофры	имеется гофр (не зависимо от размеров)
14	Отдельные или взаимодействующие внутренние дефекты	дефект продольного или спирального сварного шва имеет размеры, для которых расчетный прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы **меньше 15 лет**[1,2]
14.1		расслоение находится на расстоянии менее 200 мм от торца трубы
15	Совокупность дефектов трубы или катушки	суммарная приведенная длина дефектов[3] превышает 50 % длины катушки
16	Овальность	**более 4 %** диаметра
17	Кривизна	**более 0,2 %** длины катушки

Примечания 1,2 и 3 к табл.6.2 см. примечания 1,2 и 3 к табл.6.1 соответственно.

Таблица 6.3

Нормы оценки качества СДТ (кроме гнутых отводов)

№ нормы	Оцениваемые дефекты	Нормы оценки качества СДТ (кроме гнутых отводов)
1	Отдельные или взаимодействующие поверхностные дефекты (кроме стресс-коррозионных дефектов)	глубина дефекта **превышает 50 %** толщины стенки СДТ
2		дефект в зоне сварного шва (на расстоянии **менее 200 мм** от шва) имеет глубину **свыше 20 %** толщины стенки СДТ
3		имеется дефект, вышлифовка которого требует шлифовки сварного шва
4		после вышлифовки дефекта образуется выемка, имеющая размеры, для которых расчетный прогнозируемый срок безопасной эксплуатации СДТ **меньше 15 лет**[1]
5		расчетное максимальное испытательное давление СДТ меньше давления, создаваемого в СДТ при проведении гидравлического испытания участка газопровода[1]
6	Отдельные или взаимодействующие стресс-коррозионные дефекты	глубина дефекта превышает **10 %** толщины стенки СДТ
7		дефект находится в зоне сварного шва (на расстоянии **менее 200 мм** от шва)
8		имеется дефект, вышлифовка которого требует шлифовки сварного шва
9		после вышлифовки дефекта образуется выемка, имеющая размеры, для которых расчетный прогнозируемый срок безопасной эксплуатации СДТ **меньше 15 лет**[1]
10		расчетное максимальное испытательное давление СДТ меньше давления, создаваемого в СДТ при проведении гидравлического испытания участка газопровода[1]
11	Вмятины	глубина вмятины превышает **толщину стенки** СДТ
12		вмятина находится на участке **категории II, I или B**
13		вмятина находится в зоне сварного шва (на расстоянии **менее 150 мм** от шва)

Таблица 6.3 (продолжение)

№ нормы	Оцениваемые дефекты	Нормы оценки качества СДТ (кроме гнутых отводов)
14	Вмятины	в площади вмятины и близлежащей зоне 150 мм обнаружены дефекты стенки СДТ любого происхождения (трещины, царапины, задиры, утонения стенки коррозионного или иного происхождения и др.)
15		края вмятины не имеют плавного сопряжения с основной поверхностью СДТ (имеют место изломы поверхности на границе сопряжения)
16	Гофры	имеется гофр
17	Отдельные или взаимодействующие внутренние дефекты заводского сварного шва	дефект имеет размеры, для которых расчетный прогнозируемый срок безопасной эксплуатации СДТ **меньше 15 лет**[1]
18		расчетное максимальное испытательное давление СДТ меньше давления, создаваемого в СДТ при проведении гидравлического испытания участка газопровода[1]
19	Совокупность дефектов СДТ	суммарная приведенная длина дефектов[2] **превышает 30 %** длины СДТ
20	Совокупность дефектов двух и более труб или СДТ	имеется СДТ, подлежащая замене по критериям №№1-19, а суммарная приведенная длина дефектов[2] остальных труб или СДТ **превышает 20 %** их длины

Примечание:

1 Прогнозируемый срок безопасной эксплуатации (нормы №№ 4, 9, 17 табл.6.3) и максимальное испытательное давление (нормы №№ 5, 10, 18) СДТ рассчитывают по методикам и программам, утвержденным или согласованным ОАО «Газпром». До введения указанных методик максимальную допустимую глубину поверхностных дефектов СДТ принимают равной 10 % толщины стенки СДТ, а допустимые размеры дефектов продольных сварных швов принимают по ТУ на соответствующие соединительные детали.

2 См. примечание 3 к табл.6.1.

6.2.3 Все выявленные при обследовании поверхностные дефекты труб и СДТ должны быть устранены по одной из следующих ремонтных технологий:

- контролируемая шлифовка;
- сварка (наплавка, заварка);
- установка упрочняющих конструкций;
- вырезка из газопровода.

Допускается устранение пологих коррозионных дефектов путем обработки поверхности трубы (дробеметной, пескоструйной и др.), позволяющей полностью удалить продукты коррозии, при условии применения технологии нанесения изоляционного покрытия, обеспечивающей регламентируемую адгезию изоляции к поверхности трубы, обработанной соответствующим способом.

Допускается ремонт с применением металлических муфт при условии утверждения или согласования ОАО «Газпром» конструкции муфты и технологии ремонта.

6.2.4 В трассовых условиях допускается ремонт разжимными устройствами участков труб с вмятинами глубиной не более 3,5 % диаметра труб. Ремонт участков труб с гофрами не допускается.

6.2.5 Дефектные участки труб, отремонтированные при эксплуатации газопровода, способами, не указанными в п.п.6.2.3, 6.2.4 (с использованием композитных и сварных муфт, усиливающих накладок, вварных заплат и т.п.), бракуют и вырезают.

Допускается не вырезать участки труб с вварными заплатами при условии их обследования в соответствии с технологией, приведенной в Приложении 4, или другой технологией, утвержденной или согласованной ОАО «Газпром».

Допускается не вырезать участки труб с упрочняющими конструкциями (муфтами), если ТУ на эти конструкции утверждены или согласованы ОАО «Газпром» и в этих ТУ или других нормативных документах, утвержденных или согласованных ОАО «Газпром», предусмотрено выполнение при капитальном ремонте мероприятий по обеспечению надежности упрочняющих конструкций (обследование, ремонт и т.п.). В этом случае следует руководствоваться требованиями нормативных документов по упрочняющим конструкциям.

6.2.6 При капитальном ремонте (переизоляции) вырезают и бракуют:

6.2.6.1 трубы диаметром 1020 мм и 1220 мм, изготовленные Волжским трубным заводом из стали 17Г2СФ по ТУ 14-3-311-74;

6.2.6.2 трубы диаметром 1020 мм, произведенные во Франции из стали контролируемой прокатки по ТУ 40/48-73;

6.2.6.3 сварные тройники с усиливающими накладками;

6.2.6.4 сварные (сегментные) отводы;

6.2.6.5 сварные соединительные детали, изготовленные в трассовых условиях или изготовленные по ТУ, не согласованным ОАО «Газпром».

Эксплуатация после ремонта труб, указанных в п.п.6.2.6.1, 6.2.6.2, допускается на участках газопроводов, где отсутствуют условия КРН. Их обследование и ремонт должны выполняться по специальным технологиям, согласованными или утвержденным ОАО «Газпром» и предусматривающим оценку условий и проявлений КРН, увеличение объема неразрушающего контроля, ужесточение норм оценки качества труб.

Эксплуатация после ремонта СДТ, указанных в п.п.6.2.6.3, 6.2.6.5, допускается при условии их освидетельствования в соответствии с нормативными документами, утвержденными или согласованными ОАО «Газпром».

Допускается применение тройниковых соединений (прямых врезок) диаметром до 219 мм включительно, если они выполнены в соответствии с ВСН 1-84 [6] и СНиП 2.05.06-85* [7].

6.2.7 Ремонт труб и СДТ контролируемой шлифовкой выполняют по технологии, приведенной в Приложении 5, или другой технологии, утвержденной или согласованной ОАО «Газпром».

Конфигурация и размеры выемок, образовавшихся при устранении дефектов контролируемой шлифовкой, должны позволять наносить изоляционное покрытие с регламентируемой адгезией изоляции к трубе в месте ремонта. Выемки, для которых не выполняется указанное требование, подлежат заполнению композитными материалами. При этом адгезия композитного материала к трубе и адгезия изоляции к композитному материалу должны быть не ниже регламентируемой адгезии изоляции к трубе.

6.2.8 Ремонт труб и СДТ сваркой (наплавкой, заваркой) выполняют в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137-2007 или другими нормативными документами, утвержденными или согласованными ОАО «Газпром», с учетом требований настоящей Инструкции.

6.2.9 Ремонт труб со стресс-коррозионными дефектами, а также с продольными трещинами любого происхождения, сваркой (наплавкой, заваркой) при капитальном ремонте не допускается.

При необходимости вырезки участка трубы со стресс-коррозионным дефектом трубу заменяют полностью – врезка катушки не допускается.

Размеры других дефектов труб, ремонтируемых сваркой (наплавкой, заваркой), принимают в соответствии с СТО Газпром 2-2.3-137-2007 или другими нормативными документами, утвержденными или согласованными ОАО «Газпром».

6.2.10. Дефектная труба, для ремонта которой требуется вварка более 1 катушки, подлежит вырезке.

6.2.11 Участки труб и СДТ с поверхностными дефектами, не подлежащие вырезке в соответствии с табл. 6.1, 6.3, ремонту сваркой в соответствии с п.п. 6.2.8, 6.2.9, Примечанием 1 к табл.6.1, устранению путем обработки поверхности (дробеметной, пескоструйной и др.) в соответствии с п.6.2.3, ремонтируют контролируемой шлифовкой.

6.2.12 После выполнения ремонта производят повторную оценку качества трубы или СДТ в соответствии с п.п.6.2.1 или 6.2.2.

6.2.13 При вырезке двух участков, между которыми находятся 4 и менее труб или СДТ, не подлежащих вырезке в соответствии с табл. 6.1 и 6.3, допускается вырезать эти трубы и СДТ совместно с вырезаемыми участками с их отнесением к категории А2 или А3.

6.2.14 Вырезанные по результатам первого этапа оценки качества (п.6.2.1, табл.6.1) трубы подлежат отбраковке, по результатам которой трубы разделяют на трубы (катушки) категории А2, А3 и Б. При отбраковке труб оценивают дефектные катушки по нормам, приведенным в табл.6.2, в результате разделяют всю протяженность труб на забракованные и пригодные катушки. Если в пределах трубы содержится пригодная катушка длиной более 4 метров, её относят к категории А2, а длиной более 8 метров – к категории А2 или А3. Пригодная катушка может быть отнесена к категории А2 при условии отделения от нее (обрезки) забракованных катушек. Дефектные трубы, в пределах которых отсутствуют пригодные катушки длиной более 4 метров, относят к категории Б.

6.2.15 Дефектные СДТ, признанные пригодными для дальнейшей эксплуатации, но требующие ремонта, разделяют на категории А1 и А2 в зависимости от возможности проведения ремонта в трассе газопровода.

6.3 Оформление результатов оценки качества труб и СДТ, их маркировка

6.3.1 Для принятия решений по оценке качества труб и СДТ в комиссию должны быть представлены ведомости дефектов труб и СДТ, подписанные специалистами, выполнявшими обследование, с приложением копий квалификационных удостоверений специалистов по применявшимся видам неразрушающего контроля и свидетельства об аттестации лаборатории неразрушающего контроля, а также следующие документы (при их наличии):

заводские документы качества труб и СДТ;

план и профиль участка газопровода, включая выноски;

журнал сварки труб;

отчеты по результатам предшествующих обследований, включая ВТД;

результаты прочностных расчетов, лабораторных исследований и другие необходимые для оценки качества труб и СДТ документы.

6.3.2 Ведомости дефектов труб и СДТ составляют по результатам обследования участка газопровода и прочностных расчетов (при необходимости).

6.3.3 Ведомость дефектов труб оформляют на трубы и гнутые отводы, она должна включать:

наименование газопровода и километраж ремонтируемого участка;

маркировку (номер) труб;

маркировку (номер) кольцевых сварных швов;

километраж труб;

характеристики труб (конструкцию, длину, толщину стенки, ориентацию продольных швов);

характеристики дефектов (наименование, координаты, размеры);

суммарную приведенную длину дефектов трубы;

расчетный срок безопасной эксплуатации трубы (при необходимости);

допускаемый ремонт дефектного участка трубы;

допускаемый ремонт всей трубы.

Форма ведомости дефектов труб приведена в Приложении 6.

6.3.4 Ведомости дефектов СДТ оформляют на каждый вид СДТ (кроме гнутых отводов), они должны включать:

наименование газопровода и километраж ремонтируемого участка;

маркировку (номер) СДТ;

маркировку (номер) кольцевых сварных швов;

километраж СДТ;

характеристики СДТ (конструкцию, строительные размеры);

характеристики дефектов (наименование, координаты, размеры)

суммарную приведенную длину дефектов СДТ;

допускаемый ремонт дефектного участка СДТ;

допускаемый ремонт всей СДТ.

Формы ведомостей СДТ приведены в Приложениях 7.

6.3.5. При обследовании газопроводов сканерами-дефектоскопами к ведомостям дефектов труб и СДТ прилагают формуляр обследования газопровода сканером-дефектоскопом (Приложение 8).

6.3.6 Маркировку (номера) не демонтированных труб и СДТ наносят на внешнюю поверхность каждой обследованной трубы или СДТ несмываемой краской. Маркировку (номер) кольцевых сварных швов наносят на внешнюю поверхность одной из соединенных швом труб или СДТ вблизи сварного шва.

Нумерацию труб и СДТ принимают сквозной по участку, обследуемому одной группой дефектоскопистов. Для исключения повторения одинаковых номеров труб и СДТ, обследованных различными группами дефектоскопистов, нумерация труб и СДТ начинается с буквы, определяющей группу дефектоскопистов. Нумерация стыков соответствует нумерации соединенных ими труб и СДТ. При наличии результатов ВТД, рекомендуется принимать нумерацию труб и СДТ по последнему пропуску внутритрубного снаряда-дефектоскопа.

6.3.7 По результатам оценки качества труб и СДТ комиссия оформляет следующие документы:

ведомость ремонта участка газопровода;

акт отбраковки вырезанных труб и СДТ.

Для подготовки указанных документов комиссия может привлекать специалистов эксплуатирующих и подрядных организаций, выполняющих обследование и контроль качества ремонта труб и СДТ.

6.3.8 В ведомости ремонта указывают окончательные решения по ремонту, принятые с учетом всей совокупности дефектов на участке газопровода, она включает:

наименование газопровода и километраж ремонтируемого участка;

маркировку (номера) труб и СДТ, соответствующую маркировке ведомостей дефектов;

километраж труб и СДТ;

характеристики имеющихся в газопроводе дефектов (на момент составления ведомости);

характеристики участков труб и СДТ с устраненными дефектами (координаты и размеры выемок после шлифовки; координаты и размеры швов и наплавок после ремонта сваркой);

решения по ремонту;

сведения о выполненном ремонте (на момент составления ведомости).

Форма ведомости ремонта приведена в Приложении 9.

6.3.9 Акт отбраковки вырезанных труб и СДТ включает:

маркировку труб и СДТ;

характеристики труб и СДТ;

характеристики дефектов труб и СДТ;

заключение об отнесении труб и СДТ к категории А2, А3 или Б.

Форма акта отбраковки вырезанных труб приведена в Приложении 10.

6.3.10 Каждая вырезанная труба и СДТ должна быть промаркирована. Маркировку наносят на внутреннюю поверхность трубы или СДТ на расстоянии 100-500 мм от одного из торцов несмываемой светлой краской.

6.3.11 Маркировка вырезанных труб включает:

наименование ЛПУ;

наименование газопровода и километраж ремонтируемого участка, с которого вырезана труба;

номер трубы, соответствующий номеру в ведомости дефектов и в ведомости ремонта;

номинальный диаметр, фактическую толщину стенки и длину трубы;

дату вырезки;

категорию трубы (А2, А3 или Б).

6.3.12 По результатам ремонта участка газопровода составляют ведомость труб и СДТ, которая включает:

наименование газопровода и километраж ремонтируемого участка;

порядковый номер труб и СДТ;

маркировку (номер) труб или СДТ (для бывших в эксплуатации труб и СДТ указывают маркировку, нанесенную в соответствии с п.6.3.6, для новых труб или СДТ указывают заводскую маркировку);

маркировку (номер) кольцевых сварных швов;

километраж труб и СДТ;

характеристики труб и СДТ (конструкцию, длину, толщину стенки, ориентацию продольных швов);

завод-изготовитель, ТУ или ГОСТ (для новых труб, СДТ и для идентифицированных труб, СДТ, бывших в эксплуатации);

ТУ, ГОСТ, которым соответствуют трубы (для освидетельствованных труб);

характеристики участков труб и СДТ с устраненными дефектами, например, выемки, заварки (наименование, координаты, размеры);

расчетный срок безопасной эксплуатации трубы (при необходимости);

выполненный ремонт дефектного участка трубы или СДТ.

Форма ведомости труб и СДТ приведена в Приложении 11.

Ведомость труб и СДТ оформляет подрядная организация, выполняющая ремонт участка газопровода, с привлечением (при необходимости) диагностической или другой организации.

7 Объемы и методы контроля, нормы оценки качества труб и соединительных деталей трубопроводов по результатам ВТД, диагностики воздушных переходов, обследования ГРС и других диагностических работ

7.1 Объемы и методы контроля труб и СДТ при диагностировании ЛЧ МГ

7.1.1 Оценку качества труб и СДТ выполняют по результатам их обследования в шурфах с применением приборов и методов неразрушающего контроля, отвечающих требованиям, приведенным в п.6.1.

7.1.2 По результатам диагностирования газопровода, в том числе данным ВТД:

определяют дефектные участки газопровода и отдельные трубы с опасными дефектами, подлежащие обследованию в шурфах;

рассчитывают сроки проведения обследования дефектных участков и отдельных труб в шурфах;

оценивают ожидаемый объем и виды ремонта труб, в том числе протяженность заменяемых участков.

7.1.3 Срок проведения обследования в шурфах дефектных труб, обнаруженных при проведении ВТД, определяют по результатам расчетов скорости развития дефектов (опасности) по методике, приведенной в Приложении 12. Для расчета срока обследования допускается использование других методик, утвержденных или согласованных ОАО «Газпром».

Руководством дочернего газотранспортного общества может быть принято решение о снижении рабочего давления в газопроводе в соответствии с РД-08-183-98 и переносе сроков обследования в шурфах на период не более одного года с даты проведения ВТД.

7.1.4 Объем неразрушающего контроля труб и СДТ в шурфах принимают в зависимости от числа и параметров выявленных при диагностировании дефектов, но не менее объема, указанного в п.п. 6.1.5, 6.1.6.

7.2 Нормы оценки качества труб и СДТ, методы и требования по ремонту дефектных участков МГ

7.2.1 Все выявленные (по результатам ВТД и обследований) или подтвержденные при обследовании в шурфах дефектные трубы или гнутые отводы должны быть отремон-

тированы контролируемой шлифовкой, сваркой (заваркой), вваркой заплат, установкой упрочняющих конструкций или другими методами, регламентированными нормативными документами, утвержденными или согласованными ОАО «Газпром», или заменены при наличии в них дефектов, параметры которых указаны в табл.7.1.

Сроки проведения ремонтных работ принимаются по результатам обследования труб в шурфах.

Допускается устранение пологих коррозионных дефектов методом дробеструйной (пескоструйной) обработки поверхности при условии применения технологии нанесения изоляционного покрытия, обеспечивающей регламентируемую адгезию изоляции к поверхности трубы, обработанной указанным способом.

7.2.2 По результатам обследований немедленной вырезке или ремонту подлежат трубы и гнутые отводы с дефектами, имеющими характеристики, приведенные в четвертом столбце табл.7.1.

7.2.3 Допускается оставлять без ремонта трубы (гнутые отводы) с вмятинами и гофрами, указанными в табл.7.1, при условии расчетного подтверждения запаса их прочности и устойчивости, обеспечивающего безопасную эксплуатацию газопровода. Указанные расчеты выполняют по методикам, утвержденным или согласованным ОАО «Газпром».

7.2.4 Дефектные трубы вырезают или ремонтируют непосредственно после обследования в шурфах или при проведении очередного капитального ремонта в пределах сроков, рассчитанных по методике, приведенной в Приложении 13. Для расчета сроков ремонта дефектных труб допускается применение других методик, утвержденных или согласованных ОАО «Газпром».

7.2.5 Допустимые размеры дефектов труб (гнутых отводов), при которых может быть выполнен ремонт труб, определяют в соответствии с утвержденными или согласованными ОАО «Газпром» нормативными документами, регламентирующими применение соответствующих ремонтных технологий.

7.2.6 Все выявленные или подтвержденные при обследовании в шурфах дефектные СДТ (кроме гнутых отводов) должны быть заменены или отремонтированы контролируемой шлифовкой или другими способами, регламентированными нормативными документами, утвержденными или согласованными ОАО «Газпром», при наличии в них дефектов с параметрами, указанными в табл.7.2.

Таблица 7.1

Нормы оценки качества (критерии ремонта) труб (катушек) и гнутых отводов

№ нормы	Оцениваемые дефекты	Нормы оценки качества (критерии ремонта) труб (катушек) и гнутых отводов	Нормы оценки качества (критерии немедленной вырезки или ремонта) труб (катушек) и гнутых отводов
1	Отдельные или взаимодействующие поверхностные дефекты (кроме стресс-коррозионных дефектов)	имеется дефект (не зависимо от размеров)[1]	глубина дефекта **превышает 70 %** толщины стенки трубы
2			расчетный срок до ремонта дефектной трубы **равняется 0**
3	Отдельные или взаимодействующие стресс-коррозионные дефекты	имеется дефект (не зависимо от размеров)[1]	имеется дефект (не зависимо от размеров)[1]
4	Вмятины	глубина вмятины превышает **3 %** диаметра трубы	глубина вмятины превышает **6 %** диаметра трубы
5		вмятина находится на участке газопровода **категории В**	вмятина находится на участке газопровода **категории В**
6		вмятина в зоне сварного шва (на расстоянии **менее 150 мм** от шва) имеет глубину более **2 %** диаметра трубы	вмятина в зоне сварного шва (на расстоянии **менее 150 мм** от шва) имеет глубину более **3 %** диаметра трубы
7		в площади вмятины и близлежащей зоне 150 мм обнаружены дефекты стенки трубы любого происхождения (трещины, царапины, задиры, утонения стенки коррозионного или иного происхождения и др.)	в площади вмятины и близлежащей зоне 150 мм обнаружены дефекты стенки трубы любого происхождения глубиной **более 20 %** (трещины, царапины, задиры, утонения стенки коррозионного или иного происхождения и др.)
8		края вмятины не имеют плавного сопряжения с основной поверхностью трубы (имеют место изломы поверхности на границе сопряжения)	края вмятины не имеют плавного сопряжения с основной поверхностью трубы (имеют место изломы поверхности на границе сопряжения)

Таблица 7.1 (продолжение)

№ нормы	Оцениваемые дефекты	Нормы оценки качества (критерии ремонта) труб (катушек) и гнутых отводов	Нормы оценки качества (критерии немедленной замены или ремонта) труб и гнутых отводов
9	Гофры	высота гофра превышает **1 %** диаметра трубы	высота гофра превышает **6 %** диаметра трубы
10		гофр находится на участке газопровода **категории В**	гофр находится на участке газопровода **категории В**
11		имеется гофр в зоне сварного шва (на расстоянии **менее 150 мм** от шва)	гофр в зоне сварного шва (на расстоянии **менее 150 мм** от шва) имеет глубину более **2 %** диаметра трубы
12		в площади гофра и близлежащей зоне 150 мм обнаружены дефекты стенки трубы любого происхождения (трещины, царапины, задиры, утонения стенки коррозионного или иного происхождения и др.)	в площади гофра и близлежащей зоне 150 мм обнаружены дефекты стенки трубы любого происхождения глубиной **более 20 %** (трещины, царапины, задиры, утонения стенки коррозионного или иного происхождения и др.)
13		края гофра не имеют плавного сопряжения с основной поверхностью трубы (имеют место изломы поверхности на границе сопряжения)	края гофра не имеют плавного сопряжения с основной поверхностью трубы (имеют место изломы поверхности на границе сопряжения)
14	Отдельные или взаимодействующие внутренние дефекты продольного или спирального сварного шва	дефект имеет размеры, для которых расчетный прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы **меньше 5 лет**	расчетный срок до ремонта дефектной трубы **равняется 0**
15			
16	Совокупность дефектов трубы или катушки	суммарная приведенная длина дефектов **превышает 30 %** длины трубы (катушки) и имеет значение не менее 3 м[2]	
17	Совокупность дефектов двух и более труб или СДТ	имеется труба, подлежащая замене, а суммарная приведенная длина дефектов остальных труб или СДТ **превышает 20 %** их длины[2]	

Примечания:

1 Допускается устранение контролируемой шлифовкой стресс-коррозионных и других поверхностных дефектов (групп взаимодействующих дефектов), после вышлифовки которых образуются выемки, имеющие размеры, для которых срок безопасной эксплуатации трубы, рассчитанный в соответствии с Примечанием 1 табл.6.1, превышает 5 лет. Остальные поверхностные дефекты должны быть устранены заменой труб (катушек), сваркой (заваркой), вваркой заплат, установкой муфт или другими способами, регламентированными нормативными документами, утвержденными или согласованными ОАО «Газпром». При необходимости вырезки участка трубы со стресс-коррозионным дефектом трубу заменяют полностью – врезка катушки не допускается.

2 Трубы и СДТ с многочисленными дефектами подлежат замене по нормам №№ 16, 17 табл.7.1 и №№ 15, 16 табл.7.2. Срок замены дефектных участков газопровода принимают равным минимальному значению сроков ремонта участков труб или СДТ с отдельными дефектами (группами взаимодействующих дефектов), определяемых в соответствии с п.п. 7.2.3, 7.2.4, 7.2.8, 7.2.9.

Таблица 7.2

Нормы оценки качества (критерии ремонта) СДТ (кроме гнутых отводов)

№ нормы	Оцениваемые дефекты	Нормы оценки качества (критерии ремонта) СДТ (кроме гнутых отводов)	Нормы оценки качества (критерии немедленной вырезки или ремонта) СДТ (кроме гнутых отводов)
1	Отдельные или взаимодействующие поверхностные дефекты (кроме стресс-коррозионных дефектов)	имеется дефект (не зависимо от размеров)[1]	глубина дефекта превышает **70 %** толщины стенки СДТ
2			расчетный срок до ремонта дефектной СДТ **равняется 0**
3	Отдельные или взаимодействующие стресс-коррозионные дефекты	имеется дефект (не зависимо от размеров)[1]	имеется дефект (не зависимо от размеров)[1]
4	Вмятины	глубина вмятины превышает толщину стенки СДТ	глубина вмятины превышает **3 толщины стенки** СДТ
5		вмятина находится на участке газопровода **категории I или В**	вмятина находится на участке газопровода **категории I или В**
6		имеется вмятина в зоне сварного шва (на расстоянии **менее 150 мм** от шва)	вмятина в зоне сварного шва (на расстоянии **менее 150 мм** от шва) имеет глубину более **2 толщин стенок** СДТ
7		в площади вмятины обнаружены дефекты стенки СДТ любого происхождения (трещины, царапины, задиры, утонения стенки коррозионного или иного происхождения и др.)	в площади вмятины обнаружены дефекты стенки СДТ любого происхождения глубиной **более 10 %** толщины стенки (трещины, царапины, задиры, утонения стенки коррозионного или иного происхождения и др.)
8		края вмятины не имеют плавного сопряжения с основной поверхностью трубы (имеют место изломы поверхности на границе сопряжения)	края вмятины не имеют плавного сопряжения с основной поверхностью трубы (имеют место изломы поверхности на границе сопряжения)
9	Гофры	имеется гофр (не зависимо от размеров)	высота гофра превышает **2 толщины стенки** СДТ
10			имеется гофр в зоне сварного шва (на расстоянии **менее 150 мм** от шва)

Таблица 7.2 (продолжение)

№ нормы	Оцениваемые дефекты	Нормы оценки качества (критерии ремонта) СДТ (кроме гнутых отводов)	Нормы оценки качества (критерии немедленной вырезки или ремонта) СДТ (кроме гнутых отводов)
11	Гофры	имеется гофр (не зависимо от размеров)	в площади гофра обнаружены дефекты стенки СДТ любого происхождения глубиной **более 10 %** (трещины, царапины, задиры, утонения стенки коррозионного или иного происхождения и др.)
12			края гофра не имеют плавного сопряжения с основной поверхностью трубы (имеют место изломы поверхности на границе сопряжения)
13	Отдельные или взаимодействующие внутренние дефекты продольного или спирального сварного шва	дефект имеет размеры, превышающие допустимые размеры, установленные ТУ или ГОСТ на СДТ.	расчетный срок до ремонта дефектной СДТ **равняется 0**
14			
15	Совокупность дефектов СДТ	суммарная приведенная длина дефектов превышает **30 %** длины СДТ и имеет значение не менее 3 м[2]	
16	Совокупность дефектов двух и более труб или СДТ	имеется СДТ, подлежащая замене, а суммарная приведенная длина дефектов остальных труб или СДТ превышает **20 %** их длины[2]	

Примечания:

1 Допускается устранение контролируемой шлифовкой стресс-коррозионных и других поверхностных дефектов (групп взаимодействующих дефектов), после вышлифовки которых образуются выемки, имеющие размеры, для которых срок безопасной эксплуатации трубы, рассчитанный в соответствии с Примечанием 1 табл.6.3, превышает 5 лет или глубина которых не превышает 15 % от толщины стенки СДТ. Остальные поверхностные дефекты должны быть устранены заменой СДТ или другими способами, регламентированными нормативными документами, утвержденными или согласованными ОАО «Газпром».

2 См Примечание 2 к табл.7.1

Допускается устранение пологих коррозионных дефектов методом дробеструйной (пескоструйной) обработки поверхности при условии применения технологии нанесения изоляционного покрытия, обеспечивающей регламентируемую адгезию изоляции к поверхности СДТ, обработанной указанным способом.

7.2.7 Допускается оставлять без ремонта СДТ с вмятинами, гофрами, дефектами сварных швов, указанными в табл.7.2, при условии расчетного подтверждения запаса их прочности и устойчивости, обеспечивающего безопасную эксплуатацию газопровода. Указанные расчеты выполняют по методикам, утвержденным или согласованным ОАО «Газпром».

7.2.8 Дефектные СДТ вырезают или ремонтируют непосредственно после обследования или при проведении очередного капитального ремонта в пределах сроков, рассчитанных по методикам, утвержденным или согласованным ОАО «Газпром».

7.2.9 Немедленной замене или ремонту подлежат СДТ (кроме гнутых отводов) с дефектами, имеющими характеристики, указанные в четвертом столбце табл.7.2.

7.2.10 Дефектные участки труб и СДТ, находящиеся в пределах дефектных участков газопроводов, заменяемых в соответствии с Примечанием 2 табл.7.1, ремонту, как правило, не подлежат. Для увеличения срока замены дефектных участков газопроводов допускается, в порядке исключения, выполнять ремонт отдельных участков труб и СДТ с наиболее опасными дефектами, в том числе их замену.

7.2.11 Оценку качества вырезанных труб выполняют в соответствии с требованиями п.6.2.14.

7.2.12 Маркировку труб и СДТ, а также оформление результатов оценки их качества выполняют в соответствии с требованиями п.6.3.При обследовании газопроводов в шурфах по результатам ВТД оформляют ведомость дефектов труб по форме Приложения 14. При этом оформление ведомости дефектов труб по форме, приведенной в Приложении 6, не требуется.

Приложение 1

Определения дефектов труб и СДТпо действующим ГОСТ

ГОСТ 21014-88

Волосовина – дефект поверхности в виде нитевидных несплошностей в металле, образовавшихся при деформации имеющихся в нем неметаллических включений.

Слиточная плена – дефект поверхности в виде отслоения языкообразной формы, частично соединенного с основным металлом, образовавшегося от раската окисленных брызг, заплесков и грубых неровностей поверхности слитка, обусловленных дефектами внутренней поверхности изложницы.

Раскатанная трещина – дефект поверхности, представляющий собой разрыв металла, образовавшийся при раскатке продольной или поперечной трещины слитка или литой заготовки.

Прокатная плена – дефект поверхности, представляющий собой отслоение металла языкообразной формы, соединенное с основным металлом одной стороной, образовавшееся вследствие раскатки рванин, подрезов, следов глубокой зачистки дефектов или сильной выработки валков, а также грубых механических повреждений.

Трещина напряжения – дефект поверхности, представляющий собой разрыв металла, идущий вглубь под прямым углом к поверхности, образовавшийся вследствие напряжений, связанных со структурными превращениями или неравномерным нагревом и охлаждением.

Подрез – дефект поверхности в виде продольного углубления, расположенного по всей длине или на отдельных участках поверхности проката и образовавшегося вследствие неправильной настройки привалковой арматуры или одностороннего перекрытия калибра.

Закат – дефект поверхности, представляющий собой прикатанный продольный выступ, образовавшийся в результате закатывания уса, подреза, грубых следов зачистки и глубоких рисок.

Риска – дефект поверхности в виде канавки без выступа кромок с закругленным или плоским дном, образовавшийся от царапания поверхности металла изношенной прокатной арматурой.

Надрывы – дефект поверхности в виде поперечных несквозных разрывов на тонких листах, образующихся при прокатке в местах забоин, углублений от зачистки, раскатанных загрязнений и окалины.

Продир – дефект поверхности в виде широких продольных углублений, образующихся от резкого трения проката о детали прокатного и подъемно-транспортного оборудования.

Царапина – дефект поверхности, представляющий собой углубление неправильной формы и произвольного направления, образующегося в результате механических повреждений, в том числе при складировании и транспортировании металла.

Расслоение – дефект поверхности в виде трещин на кромках и торцах листов, образовавшихся при наличии в металле усадочных дефектов, внутренних разрывов, повышенной загрязненности неметаллическими включениями и при пережоге.

ГОСТ 19200-80

Горячая трещина – дефект в виде разрыва или надрыва тела отливки усадочного происхождения, возникшего в интервале температур затвердевания.

Холодная трещина – дефект в виде разрыва тела затвердевшей отливки вследствие внутренних напряжений или механического воздействия.

Межкристаллическая трещина – дефект в виде разрыва тела отливки при охлаждении отливки в форме на границах первичных зерен аустенита в температурном интервале распада.

Газовая раковина – дефект в виде полости образованной выделившимися из металла или внедрившимися в металл газами.

Ситовидная раковина – дефект в виде удлиненных тонких раковин, ориентированных нормально к поверхности отливки вызванных повышенным содержанием водорода в кристаллизующемся слое.

Усадочная раковина – дефект в виде открытой или закрытой полости с грубой шероховатой иногда окисленной поверхностью, образовавшейся вследствие усадки при затвердевании металла.

Металлическое включение – дефект в виде инородного металлического включения, имеющего поверхность раздела с отливкой.

Неметаллическое включение – дефект в виде неметаллической частицы, попавшей в металл механическим путем или образовавшейся вследствие химического взаимодействия компонентов при расплавлении и заливке металла.

Ликвация – дефект в виде местных скоплений химических элементов или соединений в теле отливки, возникших в результате избирательной кристаллизации при затвердевании.

Флокен – дефект в виде разрыва тела отливки под влиянием растворенного в стали водорода и внутренних напряжений, проходящего полностью или частично через объемы первичных зерен аустенита.

ГОСТ-2601-84

Трещина сварного соединения – дефект сварного соединения в виде разрыва в сварном шве и (или) прилегающих к нему зонах.

Продольная трещина сварного соединения – трещина сварного соединения, ориентированная вдоль оси сварного шва.

Поперечная трещина сварного соединения – трещина сварного соединения, ориентированная поперек оси сварного шва.

Разветвленная трещина сварного соединения – трещина сварного соединения, имеющая ответвления в различных направлениях.

Микротрещина сварного соединения – трещина сварного соединения, обнаруженная при пятидесятикратном и более увеличении.

Усадочная раковина сварного шва – дефект в виде полости или впадины, образованный при усадке металла шва в условиях отсутствия питания жидким металлом.

Вогнутость корня шва – дефект в виде углубления на поверхности обратной стороны сварного одностороннего шва.

Свищ в сварном шве – дефект в виде воронкообразного углубления в сварном шве.

Пора в сварном шве – дефект сварного шва в виде полости округлой формы, заполненной газом.

Цепочка пор в сварном шве – группа пор в сварном шве, расположенных в линию.

Непровар – дефект в виде несплавления в сварном соединении вследствие неполного расплавления кромок или поверхностей ранее выполненных валиков сварного шва.

Прожог сварного шва – дефект в виде сквозного отверстия в сварном шве, образовавшийся в результате вытекания части металла сварочной ванны.

Шлаковое включение сварного шва – дефект в виде вкрапления шлака в сварном шве.

Брызги металла – дефект в виде затвердевших капель на поверхности сварного соединения.

Поверхностное окисление сварного соединения – дефект в виде окалины или пленки окислов на поверхности сварного соединения.

Подрез зоны сплавления – дефект в виде углубления по линии сплавления сварного шва с основным металлом.

Наплыв на сварном соединении – дефект в виде натекания металла шва на поверхность основного металла или ранее выполненного валика без сплавления с ним.

Смещение сваренных кромок – неправильное положение сваренных кромок друг относительно друга.

ГОСТ 5272-68*

Коррозионное растрескивание – коррозия металла при одновременном воздействии коррозионной среды и внешних или внутренних механических напряжений растяжения с образованием транскристаллитных или межкристаллитных трещин.

Равномерная коррозия – сплошная коррозия, протекающая с одинаковой скоростью по всей поверхности металла.

Неравномерная коррозия – сплошная коррозия, протекающая с неодинаковой скоростью на различных участках поверхности металла.

Местная коррозия – коррозия, охватывающая отдельные участки поверхности металла.

Точечная коррозия (Питтинг) – местная коррозия металла в виде отдельных точечных поражений.

Коррозия пятнами – местная коррозия металла в виде отдельных пятен.

Коррозионная язва – местное коррозионное разрушение, имеющее вид отдельной раковины.

Приложение 2

Технология обследования участков газопроводов при перезоляции

1 Обследование выполняют преимущественно с использованием сканеров-дефектоскопов. Допускается проведение обследования без применения сканеров-дефектоскопов.

2 Обследование газопроводов без применения сканеров-дефектоскопов выполняют после предварительной очистки газопровода (снятия старого изоляционного покрытия) в три этапа:

визуальный и измерительный контроль;

приборное обследование труб и СДТ;

контроль кольцевых сварных швов.

3 До начала обследования каждой трубы ее маркируют в соответствии с требованиями п.6.3.6 Инструкции.

4 На первом этапе обследования при визуальном и измерительном контроле трубопровода выявляют коррозионные дефекты, вмятины, гофры, дефекты сборки (смещение кромок) и наружные дефекты сварных швов, а также другие видимые дефекты. Измеряют параметры обнаруженных дефектов, заносят их в ведомости дефектов (п.п. 6.3.3, 6.3.4 Инструкции) и в соответствии с принятыми нормами оценки качества (табл. 6.1, 6.3 Инструкции) определяют трубы и СДТ, подлежащие замене.

5 На втором этапе выполняют приборное обследование участков газопровода, не подлежащих замене после выполнения п.4, в том числе:

выявление и определение границ участков газопровода, пораженных КРН;

обследование участков труб с ранее выявленными дефектами.

6 Выявление участков газопровода, пораженных КРН, начинают с обследования характерных участков труб и СДТ, имеющих признаки условий КРН, т.е. находившихся под отслоившимся изоляционным покрытием в анаэробных условиях. Характерные участки определяют визуально. При этом признаком отслоения изоляционного покрытия является отсутствие на трубе следов праймера и наличие продуктов коррозии, а признаком анаэробных условий – светлый цвет продуктов коррозии (что свидетельствует о содержании в них сидерита).

На трубах диаметром 1420 мм, изготовленных из стали контролируемой прокатки с использованием метода формовки в непрерывном валковом стане (Харцызский трубный завод), в первую очередь, обследуют зоны, прилегающие к продольным сварным швам (на расстоянии 250 мм), где наблюдалось наибольшее число стресс-коррозионных дефектов.

На остальных трубах явная корреляция между положением продольных сварных швов и стресс-коррозионных дефектов отсутствует.

Перед поиском стресс-коррозионных дефектов чувствительность и пороговый уровень вихретокового дефектоскопа настраивают по стандартному образцу с риской. Преобразователь вихретокового дефектоскопа устанавливают на поверхность исследуемого участка, проводят настройку прибора на минимальное значение показаний дефектоскопа в пределах участка. Сканируют поверхность участка с шагом, не превышающим величину диаметра рабочей части преобразователя.

При срабатывании порогового устройства и появлении на экране дефектоскопа показаний, превышающих значения, установленные при настройке дефектоскопа на стандартный образец, определяют границы участка с предполагаемыми дефектами КРН. Контуры участка отмечают мелом или маркером.

Выполняют зачистку оконтуренного участка шлифовальным кругом в месте, с наибольшими показаниями дефектоскопа. С использованием лупы определяют наличие стресс-коррозионных дефектов. При визуальном обнаружении стресс-коррозионных трещин проводят повторное сканирование поверхности зачищенного участка преобразователем вихретокового дефектоскопа (при необходимости предварительно устанавливают минимальное значение показаний дефектоскопа на этом участке) и оценивают максимальную глубину стресс-коррозионных трещин по значениям показаний дефектоскопа на трубе и стандартном образце.

Для подтверждения полученной оценки глубины стресс-коррозионного дефекта выполняют контролируемую шлифовку дефектного участка трубы в месте оценки глубины стресс-коррозионных трещин до их исчезновения. Значения глубины определяют путем измерения остаточной толщины стенки трубы в образовавшейся выемке или глубины этой выемки.

Выполняют графическую оценку дефектной области в соответствии с Приложением 3.3, в результате которой принимают одно из следующих решений:

выполнить ремонт дефектной области контролируемой шлифовкой;

выполнить оценочный расчет срока безопасной эксплуатации трубы;

заменить дефектную трубу (катушку).

7 Для выполнения расчета выполняют оценку глубины дефектной области с шагом не более 25 мм. При этом через дефектную область проводят линию по продольной образующей трубы (продольную линию), определяющую продольную координату X (рис.2.1п, а). Перпендикулярно продольной линии от начала до конца дефектной области с шагом не более 25 мм проводят кольцевые линии. При этом число линий должно быть не

менее 5. Выполняют оценку глубины дефектной области вдоль каждой кольцевой линии в пределах выемок и регистрируют наибольшее из значений, которое принимают в качестве оценки глубины дефектной области с продольной координатой, определяемой точкой пересечения кольцевой линии с продольной координатной линией. Для расчета используют зависимость глубины дефектной области от продольной координаты (рис.2.1п, б).

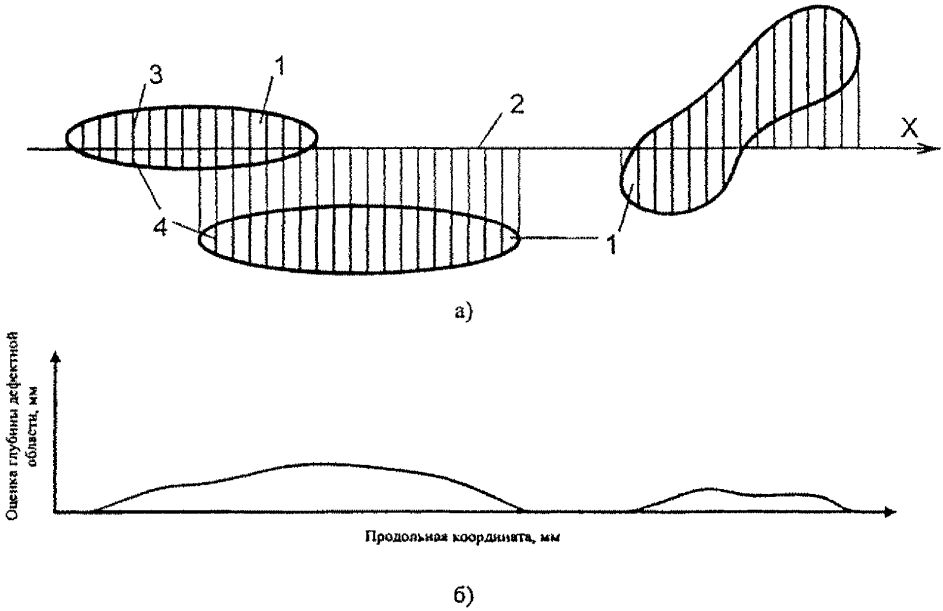


Рис.2.1п. Построение зависимости глубины дефектной области от продольной координаты:
а) схема измерения;
б) зависимость глубины дефектной области от продольной координаты (результат оценки).
1 – стресс-коррозионные дефекты; 2 – продольная координатная линия; 3 – кольцевые линии; 4 – участки кольцевых линий, на которых проводят оценку глубины дефектной области.

Для оценки глубины дефектной области применяют приборы, обеспечивающие электронную запись результатов и их передачу в компьютер для проведения расчетов (например, вихретоковые дефектоскопы типа ВД132-КПУ-ОКО-01).

8 При обнаружении стресс-коррозионных дефектов на характерных участках труб и СДТ их обследуют в полном объеме в секторе от 2 до 10 часов по ходу газа. Если на характерных участках труб и СДТ с признаками условий КРН не обнаружены стресс-коррозионные дефекты дальнейший поиск стресс-коррозионных дефектов не производят. Обследование характерных участков труб и СДТ с признаками условий КРН выполняют

вихретоковыми дефектоскопами и другими методами с порогом чувствительности по глубине обнаруживаемых стресс-коррозинных трещин не более 0,3 мм.

9 Обследование участков труб и СДТ с ранее выявленными дефектами включает приборное обследование участков с дефектами (гофрами, вмятинами, смещениями кромок швов и др.), выявленными при визуальном и измерительном контроле на первом этапе (п.4), а также измерение параметров дефектов, обнаруженных до вывода участка газопровода на капитальный ремонт при проведении ВТД и других обследований газопровода.

10 Контроль сварных швов выполняют на завершающем этапе обследования только на участках, оставляемых в газопроводе, в соответствии с СТО Газпром 2-2.4-083-2006.

11 После завершения всех этапов обследования по совокупности полученных результатов с использованием норм оценки качества труб и СДТ (табл. 6.1, 6.3 Инструкции) оформляют ведомость ремонта (*п.6.3.8* Инструкции) с окончательным заключением о замене труб и способах устранения оставшихся в газопроводе дефектов.

12 Обследование газопроводов с применением сканеров-дефектоскопов должно выполняться в три этапа:

обследование труб сканером дефектоскопом;

визуальный и измерительный контроль;

приборное обследование труб, СДТ и кольцевых сварных швов.

13 Обследование труб сканером-дефектоскопом выполняют в соответствии с утвержденным или согласованным ОАО «Газпром» нормативным документом, регламентирующим применение соответствующего сканера-дефектоскопа.

14 Визуальный и измерительный контроль выполняют в соответствии с п.4.

15 Приборное обследование труб, СДТ и кольцевых сварных швов выполняют в соответствии с требованиями п.п. 5-10.

Приложение 3

Расчет прогнозируемого срока безопасной эксплуатации и максимального испытательного давления труб

Приложение 3.1

Методика расчета прогнозируемого срока безопасной эксплуатации и максимального испытательного давления труб

1 Прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы определяют численными методами при заданном максимальном рабочем давлении по результатам прочностного расчета с учетом механических характеристик трубы и срока ее предшествующей эксплуатации. При этом полагают, что прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы оканчивается в момент времени, когда ее минимальное давление разрушения будет равно величине $K_{пор} \cdot P_{раб}$, где $P_{раб}$ – максимальное рабочее давление на участке газопровода, $K_{пор}$ – пороговый коэффициент, принимаемый равным 1,25 для участков газопроводов категории III и IV, 1,5 – для участков газопроводов категории I и II и 1,875 – для участков газопроводов категории В. Значение коэффициента $K_{пор}$ может быть снижено при условии принятия мер по предотвращению появления людей в зоне радиусом 350 метров от места расположения дефектной трубы (установка ограждений, предупреждающих табличек, постов и т.п.).

2 Для определения минимального давления разрушения трубы, отремонтированной контролируемой шлифовкой, используют модифицированное уравнение поверхностных дефектов, параметры которого для труб с дефектами и труб, отремонтированных контролируемой шлифовкой, получены на основе экспериментальных данных

$$P_э = \frac{\sigma_э \delta}{R}\left(\frac{1 - A_э/A_{0э}}{1 - (A_э/A_{0э})M_э^{-1}}\right), \qquad (1)$$

где $P_э$ – минимальное расчетное давление разрушения дефектной трубы, МПа (кгс/см^2);

δ - толщина стенки трубы, мм;

$R = D_н/2 - \delta$ - внутренний радиус трубы, мм;

$D_н$ - наружный диаметр трубы, мм;

$A_э$ – площадь потери металла на проекции эффективной части сошлифованной области на продольную ортогональную плоскость, мм^2;

$A_{0э}$ – первоначальная площадь продольного сечения стенки трубы по длине эффективной части сошлифованной области, $A_{0э} = L_э\delta$;

$M_э$ – коэффициент Фолиаса, рассчитанный для эффективной части сошлифованной области

$$M_э = \sqrt{1 + 1{,}32\frac{(L_э/2)^2}{R\delta}} \qquad (2)$$

$L_э$ – длина эффективной части сошлифованной области, мм;

Параметры эффективной части сошлифованной области определяют по измеренной зависимости ее глубины от продольной координаты. Проекцию сошлифованной области разбивают на участки, ограниченные точками измерения глубины. В пределах сошлифованной области может быть выделено конечное число К ее частей, каждая из которых образует непрерывную последовательность таких участков. В результате процедуры, заключающейся в расчете величины $P_к^*$ для всех возможных частей сошлифованной области, определяют эффективную часть, для которой выполняется соотношение

$$P_э^* = \min P_k^* = \left(\frac{1 - A_э/A_{0э}}{1 - (A_э/A_{0э})M_э^{-1}}\right) = \min\left(\frac{1 - A_k/A_{0k}}{1 - (A_k/A_{0k})M_k^{-1}}\right), \qquad (3)$$

где $P_к^*$ - безразмерная величина, характеризующая влияние геометрических параметров k-ой части сошлифованной области на расчетное давление разрушения трубы;

A_k – площадь рассматриваемой части сошлифованной области

$$A_k = \sum_{j=n_1}^{n_2} L_j t_j, \qquad (4)$$

k – номер рассматриваемой части сошлифованной области, k = 1, 2, 3, …, K-1, K;

K – число возможных вариантов выделения части сошлифованной области;

n_1, n_2 – номера первого и последнего участков сошлифованной области в пределах рассматриваемой k-ой части сошлифованной области, n_1 = 1, 2, 3, … , N, n_2 = 1,2, 3, …, N;

N – число участков разбиения продольной проекции сошлифованной области, N = I-1;

I – число точек измерения глубины сошлифованной области;

L_j – длина j-го участка сошлифованной области, j = n_1, n_1 + 1, …, n_2 – 1, n_2;

$$L_j = x_{i+1} - x_i, \qquad (5)$$

x_i – продольная координата i точки измерения глубины сошлифованной области;

$$t_j = (t_{i+1} + t_i)/2, \qquad (6)$$

t_i – значение глубины сошлифованной области в i-ой точке измерения;

A_{0k} – первоначальная (без коррозии) площадь продольного сечения стенки трубы по длине рассматриваемой k-ой части сошлифованной области

$$A_{0k} = \sum_{j=0_1}^{n_i} L_j \delta, \tag{7}$$

M_k – коэффициент Фолиаса, рассчитанный для длины рассматриваемой части сошлифованной области.

$\sigma_э$ – напряжение течения, вычисляемое по формуле:

для стресс-коррозионных дефектов и дефектов продольных сварных швов, а также сошлифованных областей на трубах со стресс-коррозионными дефектами, образовавшихся после вышлифовки стресс-коррозионных и других дефектов

$$\sigma_э = K_2\left(\frac{(\sigma_{0,2} + \sigma_{вр})}{2}(1 + K_3 - 0{,}0065\tau_э) + \frac{(\sigma_{вр} - \sigma_{0,2})}{2}\text{th}\left(5{,}23\left(\frac{P_э}{P_{пр}} - 1{,}04\right)\right)\right), \tag{8}$$

для других типов дефектов, а также сошлифованных областей на трубах, где не были обнаружены стресс-коррозионные дефекты

$$\sigma_э = K_2\left(\frac{(\sigma_{0,2} + \sigma_{вр})}{2}(1 + K_3 - 0{,}0032\tau_э) + \frac{(\sigma_{вр} - \sigma_{0,2})}{2}\text{th}\left(5{,}23\left(\frac{P_э}{P_{пр}} - 1{,}04\right)\right)\right), \tag{9}$$

K_2 – коэффициент, учитывающий достигнутое в трубе давление, принимаемый равным 1 при $P_ф < P_э$ и отношению $\frac{P_ф}{P_э}$ при $P_ф > P_э$;

$P_ф$ - максимальное фактическое давление в трубе, достигнутое за месяц, предшествующий обследованию;

$P_э$ – минимальное расчетное давление разрушения дефектной трубы, рассчитанное на момент обследования;

$\sigma_{0,2}$ – нормативный предел текучести трубной стали, МПа (кгс/см^2);

$\sigma_{вр}$ – нормативный предел прочности трубной стали, МПа (кгс/см^2);

K_3 – коэффициент, учитывающий статистический разброс значений напряжения течения, принимаемый равным -0,05;

$\tau_э$ – время работы отремонтированной трубы с момента начала эксплуатации до момента окончания эксплуатации, годы;

$P_{пр}$ – проектное давление, МПа (кгс/см^2).

3 Для предотвращения ремонта труб, которые будут забракованы по результатам прочностного расчета, выполняют оценку прогнозируемого срока безопасной эксплуатации дефектной трубы после ремонта.

Оценку прогнозируемого срока безопасной эксплуатации трубы выполняют в соот-

ветствии с п.п. 1, 2. При этом полагают, что глубина сошлифованной области после вышлифовки дефектной области будет на 0,2 мм превышать глубину дефектной области во всех ее точках.

4 Максимальное испытательное давление для трубы, отремонтированной контролируемой шлифовкой, принимают равным 87 % от минимального расчетного давления разрушения отремонтированной трубы, определяемого по формуле (1).

5 Максимальное испытательное давление для бездефектной трубы принимают равным давлению, вызывающему в стенке трубы кольцевое напряжение, равное 0,95 от нормативного предела текучести трубной стали. Его величину определяют по формуле (66) СНиП 2.05.06-85* [7].

6 Для отремонтированной трубы также выполняют проверочный расчет в соответствии с п.5. Полученное значение сравнивают со значением, рассчитанным в соответствии с п.4, и величину максимального испытательного давления принимают равной меньшему из указанных значений.

7 Прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы с дефектами продольных швов, не требующей ремонта, определяют в соответствии с п.п. 1, 2, а максимальное испытательное давление – в соответствии с п.п. 4-6. При этом вместо параметров сошлифованной области подставляют параметры дефектной области.

8 Прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы, отремонтированной контролируемой шлифовкой, прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы с дефектами продольных швов, не требующей ремонта, а также максимальное испытательное давление трубы, рекомендуется рассчитывать с использованием программы ГАЗНАДЗОР-ОД-СС. Руководство пользователя программы ГАЗНАДЗОР-ОД-СС приведено в Приложении 3.4, а примеры расчетов – в Приложениях 3.5-3.7.

9 Для ускорения принятия решения о ремонте труб контролируемой шлифовкой рекомендуется для каждого типа труб, уложенных на обследуемом участке газопровода, строить график зависимости максимальной глубины дефектов от их длины, соответствующий оценке срока безопасной эксплуатации труб равной 15 лет. Если точка, соответствующая максимальной глубине и длине рассматриваемого дефекта лежит ниже указанного графика, труба подлежит ремонту контролируемой шлифовкой, а срок ее безопасной эксплуатации должен быть рассчитан после выполнения ремонта в удобное по условиям работы время. В противном случае, срок безопасной эксплуатации трубы должен быть рассчитан непосредственно после измерения параметров дефекта, а решение о замене трубы принимают в зависимости от результатов этого расчета.

10 Зависимость максимальной глубины дефектов от их длины вычисляют по формуле

$$t_{max} = \delta \frac{\frac{\sigma_{пор}\delta}{K_{пор}P_{раб}R} - 1}{\frac{\sigma_{пор}\delta}{K_{пор}P_{раб}R} - M_n^{-1}}, \qquad (10)$$

t_{max} – максимальная глубина дефекта, мм;

$P_{раб}$ – рабочее давление в газопроводе, МПа (кгс/см^2);

$K_{пор}$ – пороговый коэффициент, зависящий от категории участка газопровода и принимаемый равным для участков: категории II – 1,5; категории III и IV – 1,25. Значение коэффициента $K_{пор}$ может быть снижено при условии принятия мер по предотвращению появления людей в зоне радиусом 350 метров от места расположения дефектной трубы (установка ограждений, предупреждающих табличек, постов и т.п.).

$\sigma_{пор}$ – напряжение течения, вычисляемое по формуле:

для стресс-коррозионных дефектов и дефектов продольных сварных швов, а также сошлифованных областей на трубах со стресс-коррозионными дефектами, образовавшихся после вышлифовки стресс-коррозионных и других дефектов

$$\sigma_{пор} = K_2\left(\frac{(\sigma_{0,2}+\sigma_{вр})}{2}(1+K_3-0{,}0065\tau_\sigma)+\frac{(\sigma_{вр}-\sigma_{0,2})}{2}\mathrm{th}\left(5{,}23\left(\frac{K_{пор}P_{раб}}{P_{пр}}-1{,}04\right)\right)\right), \qquad (11)$$

для других типов дефектов, а также сошлифованных областей на трубах, где не были обнаружены стресс-коррозионные дефекты

$$\sigma_{пор} = K_2\left(\frac{(\sigma_{0,2}+\sigma_{вр})}{2}(1+K_3-0{,}0032\tau_\sigma)+\frac{(\sigma_{вр}-\sigma_{0,2})}{2}\mathrm{th}\left(5{,}23\left(\frac{K_{пор}P_{раб}}{P_{пр}}-1{,}04\right)\right)\right), \qquad (12)$$

K_2 – коэффициент, учитывающий достигнутое в трубе давление, принимаемый равным 1 при $P_ф < P_э$ и отношению $\frac{P_ф}{P_э}$ при $P_ф > P_э$;

$P_ф$ - максимальное фактическое давление в трубе, достигнутое за месяц, предшествующий обследованию;

$P_э$ – минимальное расчетное давление разрушения дефектной трубы, рассчитанное на момент обследования;

$\tau_\sigma = \tau_{экс} + \tau_р$ – время от начала эксплуатации трубы до окончания заданного срока безопасной эксплуатации трубы, годы;

$\tau_{экс}$ – время работы трубы с момента ее ввода в эксплуатацию до момента обследования, годы;

$\tau_р$ – заданный срок безопасной эксплуатации трубы, принимаемый равным 15 лет;

$M_п$ – коэффициент Фолиаса, рассчитанный для длины $L_п$

$$M_п = \sqrt{1 + 1{,}32\frac{(L_п/2)^2}{R\delta}} \qquad (13)$$

$L_п$ – длина продольной проекции дефекта или сошлифованной области.

11 При оценке двух близлежащих дефектов по п.п. 9, 10 их рассматривают отдельно, если расстояние между ними в продольном направлении превышает ½ диаметра трубы, а расстояние в кольцевом направлении – ¼ периметра трубы. В противном случае дефекты рассматривают как один дефект, имеющий длину равную расстояния от начала первого дефекта до конца второго, а максимальную глубину равную большей максимальной глубине дефектов.

12 График зависимости максимальной глубины дефекта от его длины для различных условий (срока эксплуатации, диаметра и толщины стенки трубы, категории газопровода, прочностных характеристик металла) рекомендуется строить по программе ГАЗНАДЗОР-ОД-Ш (Приложение 3.2). Пример графической оценки дефектов труб приведен в Приложении 3.3.

13 График зависимости максимальной глубины дефекта от его длины строят, как правило, для номинальной толщины стенки труб по ТУ на соответствующие трубы. Если фактическая толщина стенки трубы отличается от номинальной, при использовании графика максимальную глубину дефекта корректируют на разность между номинальной и фактической толщиной стенки трубы– при большей толщине стенки по сравнению с номинальной максимальную глубину дефекта уменьшают, в противном случае – увеличивают.

Приложение 3.2

Руководство пользователя программы ГАЗНАДЗОР-ОД-Ш

1 Программа ГАЗНАДЗОР-ОД-Ш (ООО «Газнадзор» – Отдел диагностики технического состояния объектов (Отдел диагностики) – шаблон) строит графики зависимости максимальной глубины дефектов от их длины для графической оценки дефектов труб.

2 Программа оформлена в виде файла sh-r.xls Microsoft Excel 2000, для ее реализации на компьютере должна быть установлена русскоязычная версия этого табличного редактора.

3 Для расчета по программе необходимо выполнить следующие действия:

открыть файл sh-r.xls;

сохранить файл sh-r.xls под другим именем;

ввести исходные данные;

выполнить расчет;

распечатать результаты расчета;

сохранить файл.

4 Файл sh-r.xls открывают так же, как и другие файлы Microsoft Excel 2000. Для этого необходимо выполнить одно из следующих действий:

найти и открыть файл sh-r.xls двойным нажатием по нему мыши с одновременным запуском редактора Microsoft Excel 2000;

открыть редактор Microsoft Excel 2000, а затем через меню *Файл – Открыть* найти и открыть файл sh-r.xls двойным нажатием по нему мыши.

5 Сохранение файла под другим именем выполняют через меню *Файл – Сохранить как*. Новое имя файла должно идентифицировать рассматриваемый тип трубы.

6 Исходные данные для расчета вводят на лист *оценка*.

6.1 Наименование трубопровода – в ячейку R2C7 вводят наименование обследуемого газопровода[1].

6.2 Обозначение труб – в ячейку R3C7 вводят информацию, идентифицирующую рассматриваемый тип трубы (ТУ, конструкция и т.п.).

6.3 Диаметр трубы – в ячейку R4C7 вводят наружный диаметр трубы в мм.

---

[1] В ячейках R2C7 и R3C7 установлен режим выравнивания текста по правому краю, поэтому при введении текста в эти ячейки, он будет смещаться влево. Необходимо следить, чтобы текст не пересек границу второго столбца, т.к. при этом будет закрыт исходный текст. Если текстовая информация не вписывается в указанное ограничение, рекомендуется уменьшить размер шрифта.

6.4 Толщина стенки трубы – в ячейку R5C7 вводят номинальную толщину стенки трубы в мм.

6.5 Проектное давление – в ячейку R6C7 вводят проектное давление в кгс/см^2.

6.6 Рабочее давление – в ячейку R7C7 вводят значение заданного максимального рабочего давления в кгс/см^2.

6.7 Значение коэффициента $K_{пор}$ – в ячейку R8C7 вводят значение коэффициента $K_{пор}$, принимаемое в соответствии с п.1 Приложения 3.1.

6.8 Нормативный предел текучести металла трубы – в ячейку R9C7 вводят значение предела текучести по ТУ на трубы в кгс/мм^2. Если на момент расчета труба не идентифицирована, вводят значение минимального предела текучести, определенное по всем имеющимся ТУ на трубы соответствующего размера (диаметра и толщины стенки).

6.9 Нормативный предел прочности металла трубы – в ячейку R10C7 вводят значение предела прочности (временного сопротивления) по ТУ на трубы в кгс/мм^2. Если на момент расчета труба не идентифицирована, вводят значение минимального предела прочности, определенное по всем имеющимся ТУ на трубы соответствующего размера (диаметра и толщины стенки).

6.10 Время эксплуатации трубы – в ячейку R11C7 вводят время эксплуатации обследуемого участка газопровода.

6.11 Тип дефектной области – в ячейку R11C7 вводят номер типа дефектной области (1 – для стресс-коррозионных дефектов и дефектов на трубах, где были обнаружены стресс-коррозионные дефекты; 2 – для других типов дефектов на трубах, где не были обнаружены стресс-коррозионные дефекты).

7 Расчет выполняют после ввода всех исходных данных путем нажатия клавиш Ctrl-r. При этом раскладка клавиатуры должна быть переключена в английское положение «EN». Перед выполнением расчета рекомендуется сохранить файл с исходными данными.

8 В результате расчета на листе *график* появится график. Примеры графиков приведены в Приложении 3.3. На графиках имеются три линии.

8.1 Сплошная красная горизонтальная линия – обозначает границу максимальной глубины дефекта, выше которой труба должна быть заменена не зависимо от длины дефекта.

8.2 Сплошная черная линия – обозначает границу максимальной глубины дефекта, ниже которой труба подлежит ремонту контролируемой шлифовкой, а выше – необходимо выполнить расчет срока безопасной эксплуатации трубы, по результатам которого принимают решение о ремонте или замене трубы.

8.3 Пунктирная черная горизонтальная линия – обозначает линию по п.8.2, рассчитанную для длинного дефекта (длиной 11 м). Применяется вместо линии по п.8.2 для дефектов длиной более 2 м.

9 После выполнения расчета файл сохраняют путем нажатия на кнопку с изображением дискеты.

10 Перед распечаткой под таблицей на листе *оценка* вводят должность и фамилии лиц, ответственных за правильность исходных данных и выполнение расчета.

11. Распечатывают лист *оценка* и лист *график*. Для распечатки листа его надо выделить, нажав мышью на ярлык листа, а затем нажать кнопку с изображением принтера.

12 После распечатки файл сохраняют путем нажатия на кнопку с изображением дискеты.

13 Примеры графической оценки дефектов с использованием программы ГАЗНАДЗОР-ОД-Ш приведены в Приложении 3.3.

Примеры графической оценки дефектов труб

Планируется обследование при переизоляции участка газопровода диаметром 1420 мм, эксплуатирующегося 25 лет. На участке уложены трубы с номинальными толщинами стенки 15,7 мм (III категория) и 18,7 мм (II категория). Предел текучести труб – 47 кгс/мм^2, временное сопротивление – 60 кгс/мм^2.

До начала работ с использованием программы ГАЗНАДЗОР-ОД-Ш строят графики зависимости максимальной глубины дефектов от их длины для труб, на которых не будут обнаружены стресс-коррозионные дефекты (рис.3.3.1п и рис.3.3.2п), и для труб, на которых будут обнаружены стресс-коррозионные дефекты (рис.3.3.3п и 3.3.4п).

На трубе с толщиной стенки 15,9 мм обнаружены три коррозионных дефекта со следующими параметрами проекции на продольную ортогональную плоскость: длина – 200 мм, максимальная глубина – 2,5 мм; длина – 330 мм, максимальная глубина – 4,5 мм; длина – 120 мм, максимальная глубина – 5,2 мм. Длина перемычек между дефектами 40 и 110 мм. Общая длина дефектной области – 800 мм. Поскольку длины перемычек между дефектами меньше длины более длинного дефекта, совокупность дефектов рассматривают как один дефект длиной 800 мм и максимальной глубиной 5,2 мм. Максимальную глубину дефекта корректируют на разность фактической и номинальной толщин стенок трубы, т.е. 5,2-(15,9-15,7)=5,0 мм. На графике (рис.3.3.1п) находят точку с координатами (800;5,0). Эта точка лежит в области «Расчет срока безопасной эксплуатации». Следовательно, для принятия решения о ремонте трубы контролируемой шлифовкой или ее замене, необходимо выполнить расчет срока безопасной эксплуатации трубы. Пример указанного расчета приведен в Приложении 3.5.

На трубе с толщиной стенки 15,6 мм обнаружен коррозионный дефект длиной 3000 мм и максимальной глубиной 2,2 мм. Максимальную глубину дефекта корректируют на разность фактической и номинальной толщин стенок, т.е. 2,2+(15,7-15,6)=2,3 мм. Поскольку точка с максимальной глубиной 2,3 мм лежит ниже пунктирной линии (рис.3.3.1п), рассчитанной для дефекта длиной, равной длине трубы (11 м), может быть продолжена эксплуатация трубы после ее ремонта контролируемой шлифовкой.

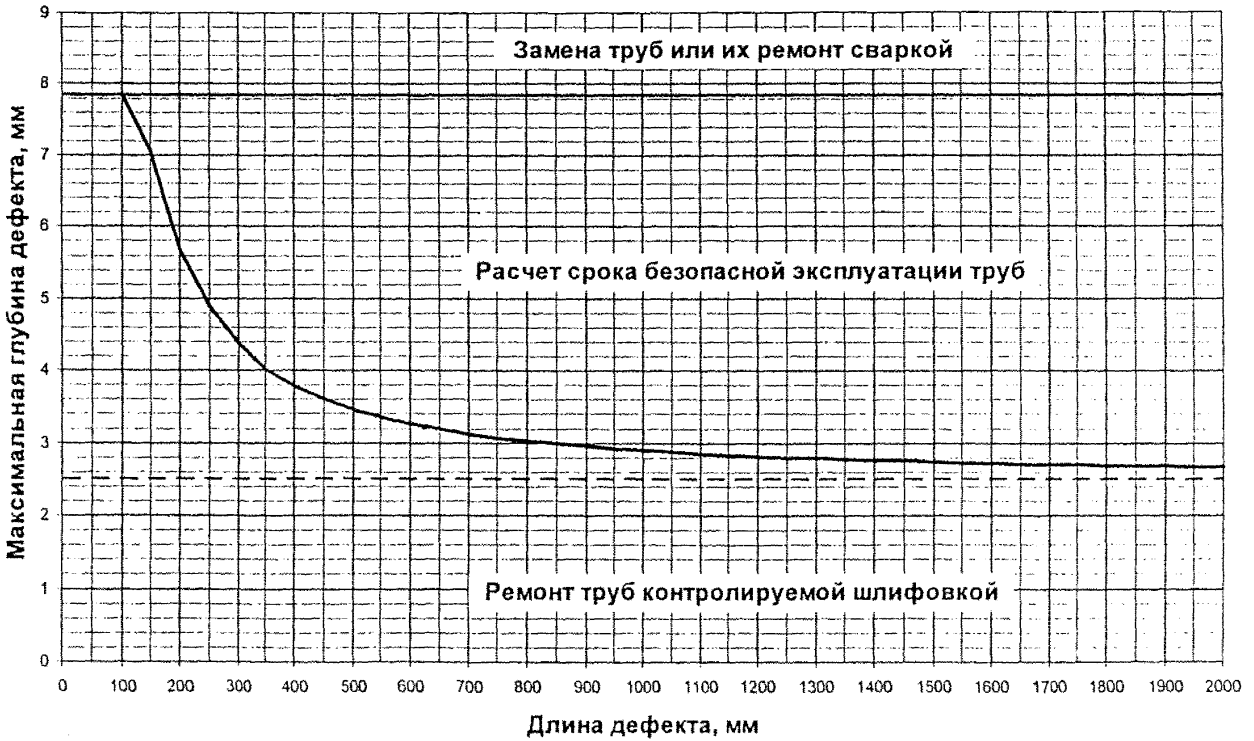


Рис.3.3.1п. График зависимости максимальной глубины дефектов от их длины для труб толщиной стенки 15,7 мм, на которых не будут обнаружены стресс-коррозионные дефекты.

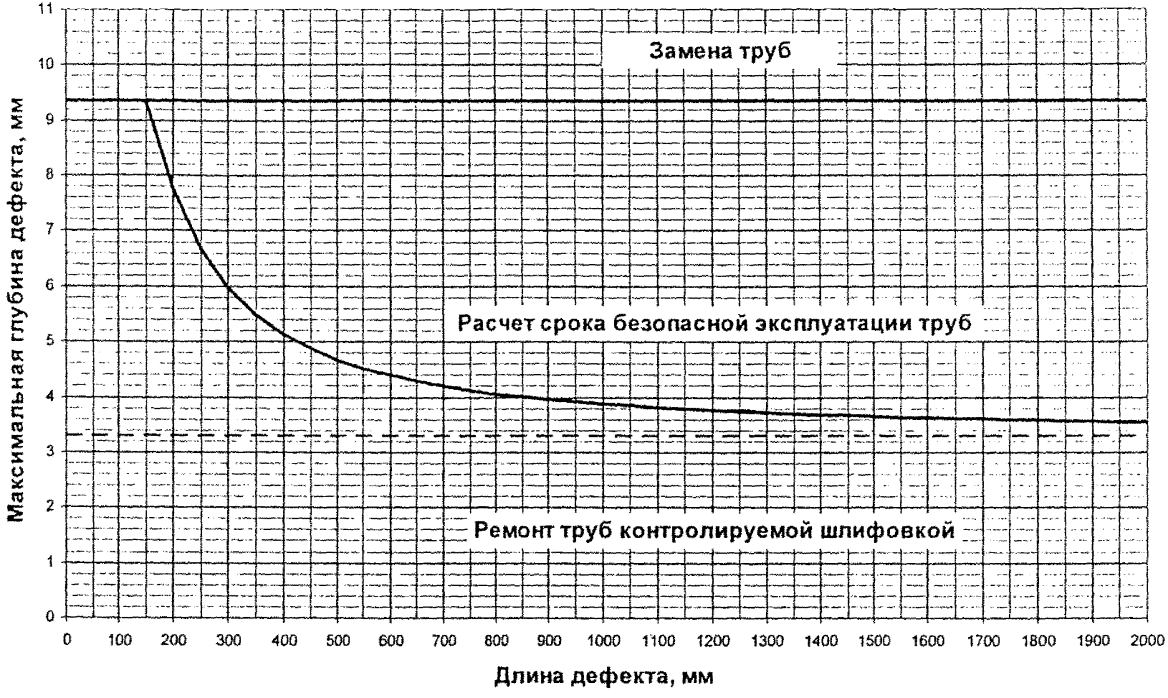


Рис.3.3.2п. График зависимости максимальной глубины дефектов от их длины для труб толщиной стенки 18,7 мм, на которых не будут обнаружены стресс-коррозионные дефекты.

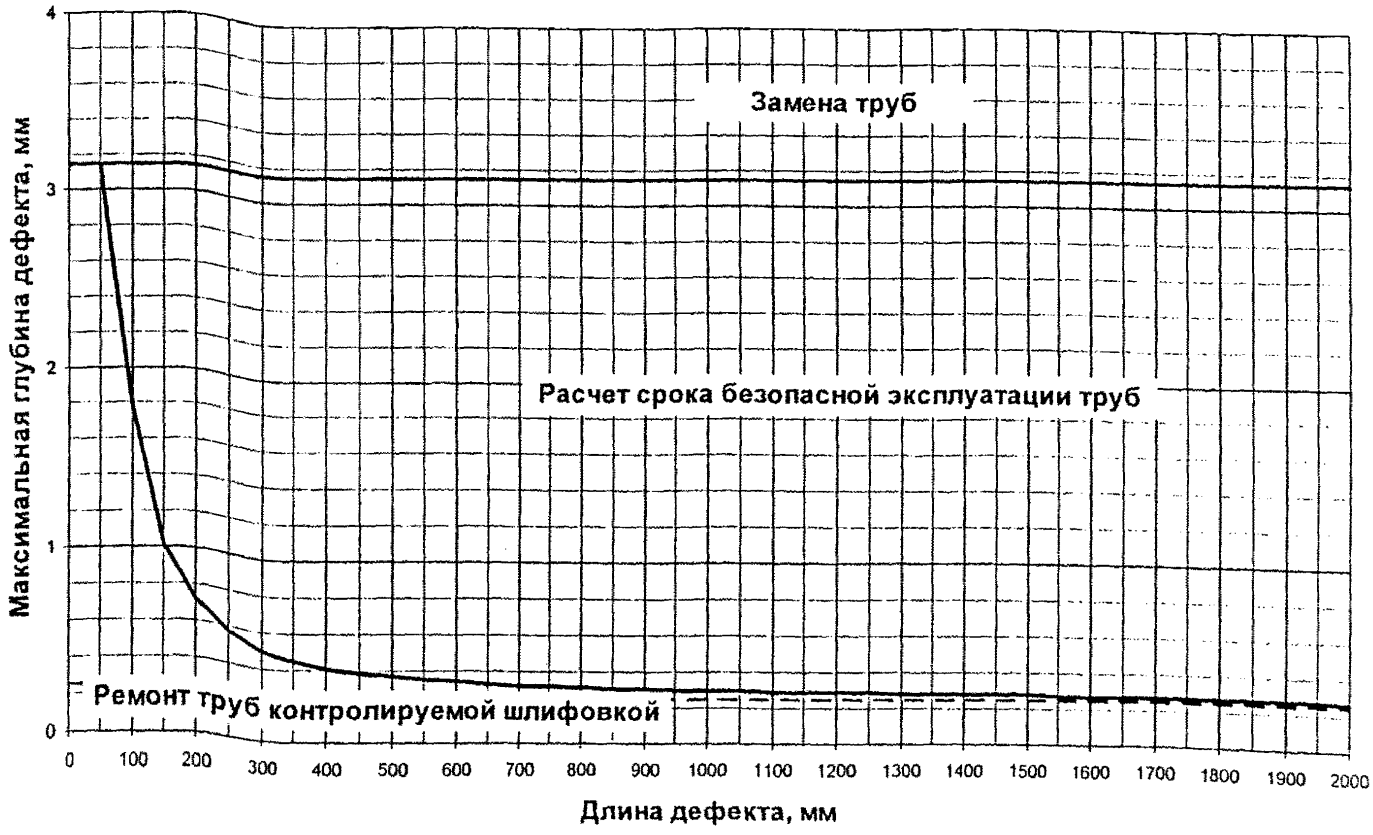


Рис.3.3.3п. График зависимости максимальной глубины дефектов от их длины для труб толщиной стенки 15,7 мм, на которых будут обнаружены стресс-коррозионные дефекты.

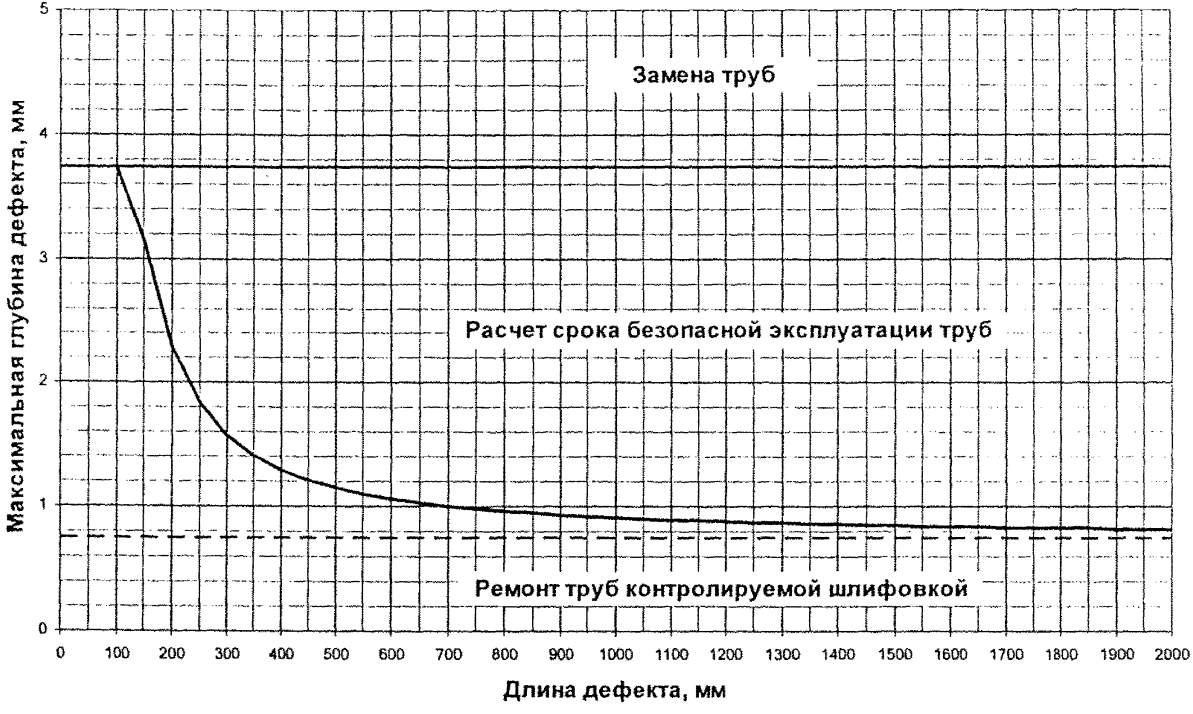


Рис.3.3.4п. График зависимости максимальной глубины дефектов от их длины для труб толщиной стенки 18,7 мм, на которых будут обнаружены стресс-коррозионные дефекты.

Руководство пользователя программой ГАЗНАДЗОР-ОД-СС

1 Программа ГАЗНАДЗОР-ОД-СС (ООО «Газнадзор» – Отдел диагностики технического состояния объектов (Отдел диагностики) – срок службы) рассчитывает оценку прогнозируемого срока безопасной эксплуатации дефектных труб после их ремонта, а также прогнозируемый срок безопасной эксплуатации труб, отремонтированных контролируемой шлифовкой, и труб с дефектами продольных сварных швов, не требующих устранения.

2 Программа оформлена в виде файла ss-r.xls Microsoft Excel 2000, для ее реализации на компьютере должна быть установлена русскоязычная версия этого табличного редактора.

3 Для расчета по программе необходимо выполнить следующие действия:

открыть файл ss-r.xls;

сохранить файл ss-r.xls под другим именем;

ввести исходные данные;

выполнить расчет;

распечатать результаты расчета;

сохранить файл.

4 Файл ss-r.xls открывают так же, как и другие файлы Microsoft Excel 2000. Для этого необходимо выполнить одно из следующих действий:

найти и открыть файл ss-r.xls двойным нажатием по нему мыши с одновременным запуском редактора Microsoft Excel 2000;

открыть редактор Microsoft Excel 2000, а затем через меню *Файл – Открыть* найти и открыть файл ss-r.xls двойным нажатием по нему мыши.

5 Сохранение файла под другим именем выполняют через меню *Файл – Сохранить как*. Новое имя файла должно идентифицировать рассматриваемую дефектную (отремонтированную) трубу или ее часть.

6 Для трубы с устраняемыми дефектами выполняют расчет оценки прогнозируемого срока безопасной эксплуатации трубы после ремонта, а для трубы, отремонтированной контролируемой шлифовкой или имеющей дефекты, не требующие устранения в соответствии с настоящей Временной инструкцией (дефекты продольных и спиральных швов, не выходящие на поверхность и допустимые по нормативам по контролю заводских сварных швов), выполняют расчет прогнозируемого срока безопасной эксплуатации трубы. В обоих случаях исходные данные вводят на лист *расчет*.

7 Исходные данные для расчета оценки прогнозируемого срока безопасной эксплуатации трубы с дефектной областью, устраняемой контролируемой шлифовкой.

7.1 Наименование трубопровода – в ячейку R2C4 вводят наименование трубопровода, в котором эксплуатировалась труба[2].

7.2 Обозначение дефектной области – в ячейку R3C4 вводят информацию, идентифицирующую дефектную область (километраж, маркировку трубы, номер дефекта и т.п.).

7.3 Состояние трубы – в ячейку R4C4 вводят слово *дефектная*.

7.4 Диаметр трубы – в ячейку R5C4 вводят наружный диаметр трубы в мм.

7.5 Толщина стенки трубы – в ячейку R6C4 вводят измеренную толщину стенки трубы в мм. Толщину стенки трубы принимают равной среднему значению по результатам трех измерений на бездефектных участках трубы вблизи дефектной области.

7.6 Проектное давление – в ячейку R7C4 вводят проектное давление в кгс/см^2.

7.7 Рабочее давление – в ячейку R8C4 вводят значение заданного максимального рабочего давления в кгс/см^2.

7.8 Категория участка газопровода – в ячейку R9C4 вводят категорию участка газопровода с использованием заглавных английских букв «I» и «V», а также заглавной русской буквы «В».

7.9 Время работы дефектной трубы – в ячейку R10C4 вводят время работы дефектной трубы с момента начала ее работы до момента ее демонтажа.

7.10 Нормативный предел прочности металла трубы – в ячейку R11C4 вводят значение предела прочности (временного сопротивления) по ТУ на трубы в кгс/мм^2. Если на момент расчета труба не идентифицирована, вводят значение минимального предела прочности, определенное по всем имеющимся ТУ на трубы соответствующего размера (диаметра и толщины стенки).

7.11 Нормативный предел текучести металла трубы – в ячейку R12C4 вводят значение предела текучести по ТУ на трубы в кгс/мм^2. Если на момент расчета труба не идентифицирована, вводят значение минимального предела текучести, определенное по всем имеющимся ТУ на трубы соответствующего размера (диаметра и толщины стенки).

7.12 Погрешность прибора - в ячейку R13C4 вводят минусовую погрешность дефектоскопа в мм, т.е. величину, на которую показания прибора могут быть занижены по сравнению с действительной глубиной дефектов.

---

[2] В ячейках R2C7 и R3C7 установлен режим выравнивания текста по правому краю, поэтому при введении текста в эти ячейки, он будет смещаться влево. Необходимо следить, чтобы текст не пересек границу второго столбца, т.к. при этом будет закрыт исходный текст. Если текстовая информация не вписывается в указанное ограничение, рекомендуется уменьшить размер шрифта.

7.13 Тип дефектной (сошлифованной) области – в ячейку R14C4 вводят номер типа дефектной области (1 – для стресс-коррозионных дефектов и дефектов на трубах, где были обнаружены стресс-коррозионные дефекты; 2 – для других типов дефектов на трубах, где не были обнаружены стресс-коррозионные дефекты).

7.14 Необходимость вышлифовки – в ячейку R15C4 вводят слово *требуется*.

7.15 В первый и второй столбцы начиная с 25-й строки вводят соответственно продольную координату и проекцию глубины дефектов. При наличии одновременно общей коррозии и других дефектов ее глубину суммируют с глубиной дефектов в каждой точке измерений. Глубину дефектов измеряют по всей длине дефектной области в ее кольцевых сечениях, расположенных на расстоянии не более 25 мм друг от друга. В таблицу заносят максимальные значения глубины дефектов по результатам измерений в каждом кольцевом сечении. При этом допускается введение не более 1000 значений.

8 Исходные данные для расчета прогнозируемого срока безопасной эксплуатации трубы с дефектами продольных сварных швов, не требующими устранения.

8.1 В ячейки R2C4, R3C4, R4C4, R5C4, R6C4, R7C4, R8C4, R9C4, R10C4, R11C4, R12C4, R13C4 исходные данные вводят в соответствии с п.п. 7.1-7.13.

8.2 Тип дефектной (сошлифованной) области – в ячейку R14C4 вводят значение *1*.

8.3 Необходимость вышлифовки – ячейку R15C4 оставляют не заполненной или вводят любое слово, кроме *требуется*.

8.4 В первый и второй столбцы начиная с 25-й строки вводят данные в соответствии с п.7.15.

9 Исходные данные для расчета прогнозируемого срока безопасной эксплуатации трубы, отремонтированной контролируемой шлифовкой.

9.1 В ячейки R2C4, R3C4, R5C4, R6C4, R7C4, R8C4, R9C4, R10C4, R11C4, R12C4 исходные данные вводят в соответствии с п.п. 7.1, 7.2, 7.4-7.11.

9.2 Состояние трубы – в ячейку R4C4 вводят слово *отремонтированная*.

9.3 Погрешность прибора – в ячейку R13C4 вводят плюсовую погрешность толщиномера в мм, т.е. величину, на которую показания прибора могут быть завышены по сравнению с действительной толщиной стенки трубы.

9.4 Тип дефектной (сошлифованной) области – в ячейку R14C4 вводят номер типа сошлифованной области (1 – для сошлифованных областей на трубах со стресс-коррозионными дефектами, образовавшихся после вышлифовки стресс-коррозионных или других дефектов; 2 – для сошлифованных областей на трубах, где не были обнаружены стресс-коррозионные дефекты).

9.5 Необходимость вышлифовки – ячейку R15C4 оставляют не заполненной или вводят любое слово, кроме *требуется*.

9.6 В первый и второй столбцы начиная с 25-й строки вводят соответственно продольную координату и измеренную остаточную толщину стенки трубы в мм. Остаточную толщину стенки трубы измеряют по всей длине сошлифованной области в ее кольцевых сечениях, расположенных на расстоянии не более 25 мм друг от друга[3]. В таблицу заносят минимальные значения остаточной толщины стенки по результатам измерений в каждом кольцевом сечении.

10 Текстовая информация в остальных ячейках листа *расчет*, не перечисленных в п.п. 7-9 должна быть оставлена без изменения, а численные значения могут быть удалены или оставлены без изменения.

11 Расчет выполняют после ввода всех исходных данных путем нажатия клавиш Ctrl-r. При этом раскладка клавиатуры должна быть переключена в английское положение «EN». Перед выполнением расчета рекомендуется сохранить файл с исходными данными.

12 В результате расчета для трубы с дефектной областью, устраняемой контролируемой шлифовкой, на листе *расчет* появятся следующие значения.

12.1 Максимальное утонение стенки трубы в пределах эффективной части – выводится в ячейку R16C4 в мм с учетом минусовой погрешности дефектоскопа при измерении глубины дефектов и увеличения глубины сошлифованной области по сравнению с дефектной на 0,2 мм.

12.2 Длина эффективной части сошлифованной области – в ячейку R17C4 в мм выводится длина эффективной части выемки, которая образуется после вышлифовки дефектной области.

12.3 Площадь потери металла на проекции эффективной части – в ячейку R17C4 в мм^2 выводится площадь потери металла на проекции эффективной части сошлифованной области.

12.4 Оценка прогнозируемого срока безопасной эксплуатации трубы – выводится в ячейку R18C4 в годах. Указанная оценка вычисляется для рассматриваемой дефектной области. Если на трубе имеются другие дефектные области, то для получения оценки прогнозируемого срока безопасной эксплуатации трубы необходимо выполнить расчет для всех областей и принять меньшее значение.

---

[3] Положение кольцевых сечений необходимо выбирать таким образом, чтобы они проходили через участки сошлифованной области с наибольшей глубиной потери металла. При этом интервалы между кольцевыми сечениями могут быть не равны между собой.

12.5 Расчетная глубина сошлифованной области – выводится в третий и четвертых столбец начиная с 25-й строки в мм. При этом соответствующие ячейки в указанных столбцах объединены в каждой строке.

12.6 Заключение – выводится в ячейку R20C1. Возможно одно из следующих заключений:

допускается ремонт трубы контролируемой шлифовкой;

труба подлежит замене или ремонту сваркой.

13 В результате расчета прогнозируемого срока безопасной эксплуатации трубы с дефектами продольных сварных швов, не требующими устранения, на листе *расчет* появятся следующие значения.

13.1 Максимальное уменьшение сечения стенки трубы – в ячейку R16C4 выводится величина наибольшей потери металла в сечении стенки трубы в мм с учетом погрешности прибора при измерении размеров дефектов.

13.2 Длина эффективной части дефектной области – выводится в ячейку R17C4 в мм.

13.3 Площадь потери металла на проекции эффективной части дефектной области – выводится в ячейку R18C4 в мм^2.

13.4 Прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы – выводится в ячейку R19C4 в годах. Указанный срок рассчитывается для рассматриваемой дефектной области. Если на трубе имеются другие дефектные или сошлифованные области, то для получения остаточного срока службы трубы необходимо выполнить расчет для всех областей и принять меньшее значение.

13.5 Максимальное испытательное давление трубы – выводится в ячейку R20C4 в кгс/см^2.

13.6 Расчетная глубина дефектной области – в третий столбец начиная с 25-й строки выводится эквивалентная расчетная глубина дефектной области равная величине потери металла в сечении стенки трубы в мм

14 В результате расчета для отремонтированной трубы на листе *расчет* появятся следующие значения.

14.1 Максимальное утонение стенки трубы в пределах эффективной части – выводится в ячейку R16C4 в мм с учетом плюсовой погрешности толщиномера при измерении остаточной толщины стенки трубы.

14.2 Длина эффективной части сошлифованной области – выводится в ячейку R17C4 в мм.

14.3 Площадь потери металла на проекции эффективной части сошлифованной области – выводится в ячейку R18C4 в мм^2.

14.4 Прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы – выводится в ячейку R19C4 в годах. Указанный срок вычисляется для рассматриваемой сошлифованной области. Если на трубе имеются другие сошлифованные или дефектные области, то для получения прогнозируемого срока безопасной эксплуатации трубы необходимо выполнить расчет для всех областей и принять меньшее значение.

14.5 Максимальное испытательное давление трубы – выводится в ячейку R20C4 в кгс/см^2.

14.6 Расчетная глубина сошлифованной области – выводится в третий столбец начиная с 25-й строки в мм.

15 После выполнения расчета файл сохраняют путем нажатия на кнопку с изображением дискеты.

16 Перед распечаткой под таблицей на листе *расчет* вводят должность и фамилии лиц, ответственных за проведение обследования трубы и выполнение расчета.

17 Распечатывают лист *расчет* и лист *рис*. Для распечатки листа его надо выделить, нажав мышью на ярлык листа, а затем нажать кнопку с изображением принтера.

18 После распечатки файл сохраняют путем нажатия на кнопку с изображением дискеты.

19 Примеры расчетов по программе ГАЗНАДЗОР-ОД-СС приведены в Приложениях 3.5-3.7.

Приложение 3.5

ЗАКЛЮЧЕНИЕ
по результатам прочностного расчета
(пример для дефектной области, устраняемой контролируемой шлифовкой)

Наименование трубопровода	Пример
Обозначение дефектной (сошлифованной) области	км 000, труба 00
Состояние трубы	дефектная
Диаметр трубы, мм	1420
Толщина стенки трубы, мм	15.9
Проектное давление, кгс/см2	75
Рабочее давление, кгс/см2	75
Категория участка газопровода	
Время работы дефектной трубы, годы	25
Нормативный предел прочности металла трубы, кгс/мм2	60
Нормативный предел текучести металла трубы, кгс/мм2	47
Погрешность прибора, мм	0,5
Тип дефектной (сошлифованной) области	2
Необходимость вышлифовки	требуется
Максимальное утонение стенки трубы в пределах эффективной части, мм	5,2
Длина эффективной части сошлифованной области, мм	510
Площадь потери металла на проекции эффективной части, мм2	1044
Оценка срока безопасной эксплуатации трубы, годы	**39,8**

Допускается ремонт трубы контролируемой шлифовкой.

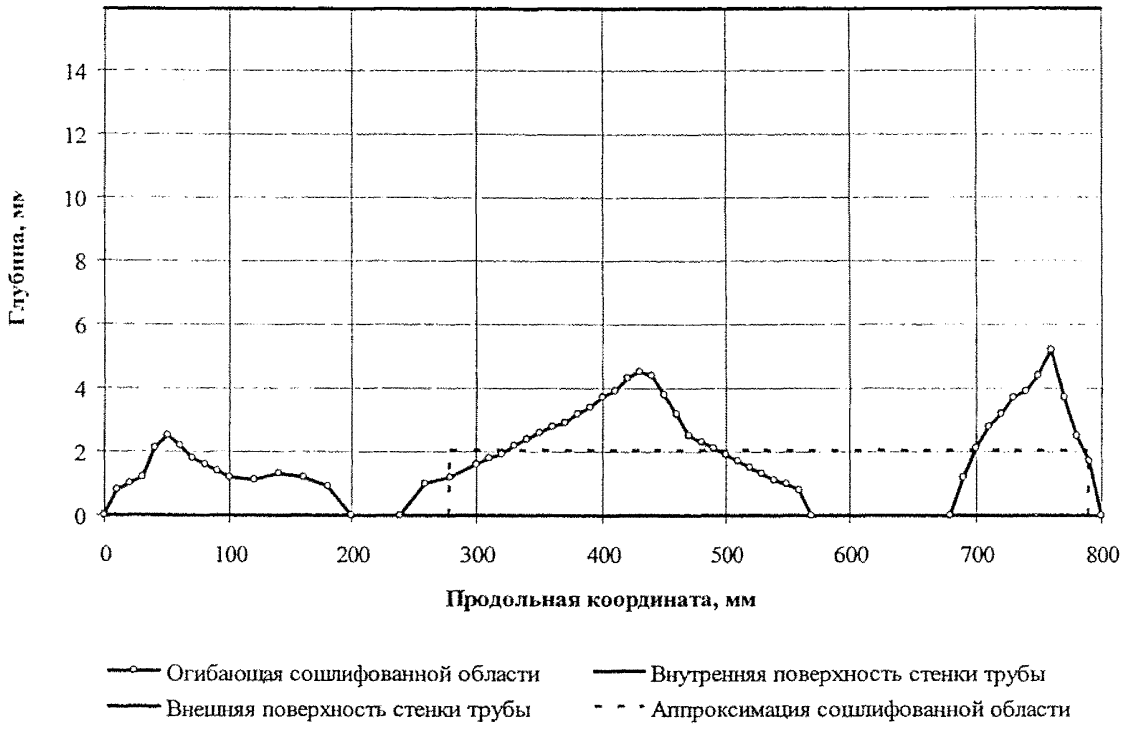
Геометрические параметры дефектной (сошлифованной) области:

Продольная координата, мм	Глубина дефектов (толщина стенки трубы), мм	Расчетная глубина сошлифованной области, мм
0	0,0	0,0
10	0,1	0,8
20	0,3	1,0
30	0,5	1,2
40	1,4	2,1
50	1,8	2,5
60	1,5	2,2
70	1,1	1,8
80	0,9	1,6
90	0,7	1,4

Продольная координата, мм	Глубина дефектов (толщина стенки трубы), мм	Расчетная глубина сошлифованной области, мм
100	0,5	1,2
120	0,4	1,1
140	0,6	1,3
160	0,5	1,2
180	0,2	0,9
200	0,0	0,0
240	0,0	0,0
260	0,3	1,0
280	0,5	1,2
300	0,9	1,6
310	1,1	1,8
320	1,2	1,9
330	1,5	2,2
340	1,7	2,4
350	1,9	2,6
360	2,1	2,8
370	2,2	2,9
380	2,5	3,2
390	2,7	3,4
400	3,0	3,7
410	3,2	3,9
420	3,6	4,3
430	3,8	4,5
440	3,7	4,4
450	3,1	3,8
460	2,5	3,2
470	1,8	2,5
480	1,6	2,3
490	1,4	2,1
500	1,2	1,9
510	1,0	1,7
520	0,8	1,5
530	0,6	1,3
540	0,4	1,1

Продольная координата, мм	Глубина дефектов (толщина стенки трубы), мм	Расчетная глубина сошлифованной области, мм
550	0,3	1,0
560	0,1	0,8
570	0,0	0,0
680	0,0	0,0
690	0,5	1,2
700	1,4	2,1
710	2,1	2,8
720	2,5	3,2
730	3,0	3,7
740	3,2	3,9
750	3,7	4,4
760	4,5	5,2
770	3,0	3,7
780	1,8	2,5
790	1,0	1,7
800	0,0	0,0

Ведущий инженер И.И.Иванов


Глубина, мм
0
2
4
6
8
10
12
14
0
100
200
300
400
500
600
700
800
Продольная координата, мм
Огибающая сошлифованной области
Внутренняя поверхность стенки трубы
Внешняя поверхность стенки трубы
Аппроксимация сошлифованной области

Приложение 3.6

Заключение
по результатам прочностного расчета
(пример для дефектной области заводского сварного шва)

Наименование трубопровода	Пример
Обозначение дефектной (сошлифованной) области	км 000, труба 00
Состояние трубы	дефектная
Диаметр трубы, мм	1420
Толщина стенки трубы, мм	15,9
Проектное давление, кгс/см2	75
Рабочее давление, кгс/см2	75
Категория участка газопровода	
Время работы дефектной трубы, годы	25
Нормативный предел прочности металла трубы, кгс/мм2	60
Нормативный предел текучести металла трубы, кгс/мм2	47
Погрешность прибора, мм	0,5
Тип дефектной (сошлифованной) области	1
Необходимость вышлифовки	
Максимальное утонение стенки трубы в пределах эффективной части, мм	5,0
Длина эффективной части сошлифованной области, мм	510
Площадь потери металла на проекции эффективной части, мм2	966
Прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубы, годы	**7,8**
Максимальное испытательное давление трубы, кгс/см^2	**88,1**

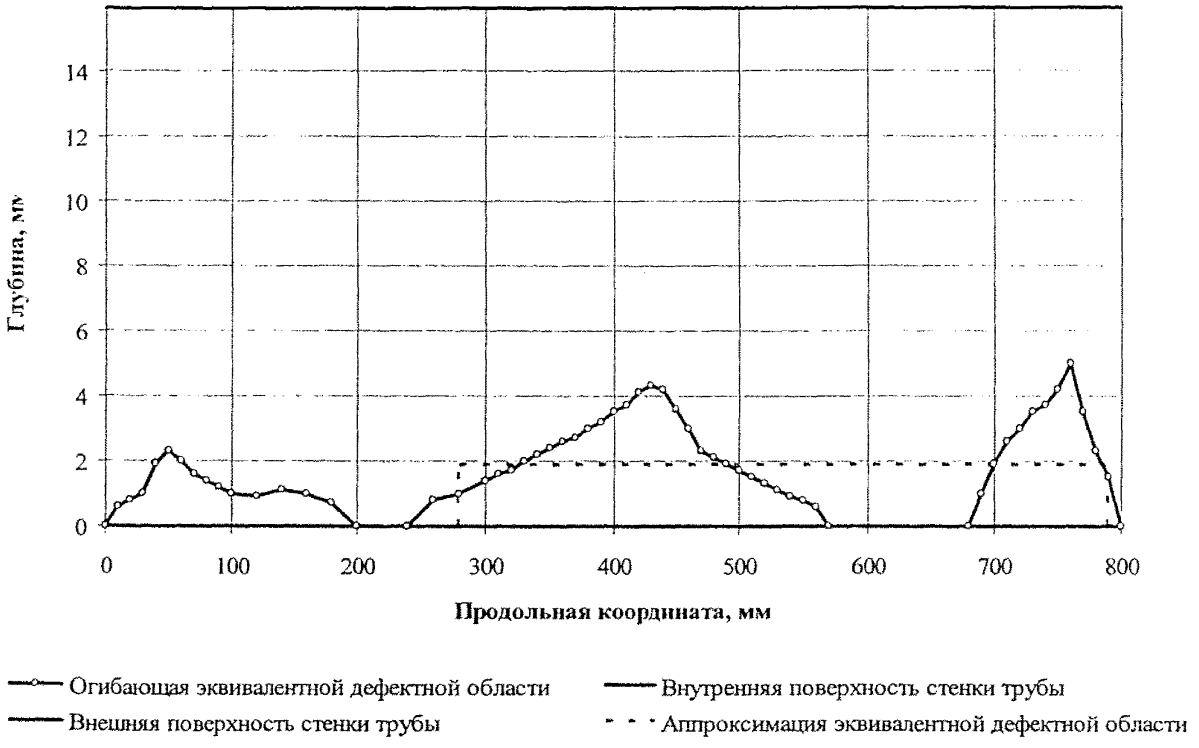
Геометрические параметры дефектной (сошлифованной) области:

Продольная координата, мм	Глубина дефектов (толщина стенки трубы), мм	Расчетная глубина сошлифованной области, мм
0	0,0	0,0
10	0,1	0,6
20	0,3	0,8
30	0,5	1,0
40	1,4	1,9
50	1,8	2,3
60	1,5	2,0
70	1,1	1,6
80	0,9	1,4
90	0,7	1,2

Продольная координата, мм	Глубина дефектов (толщина стенки трубы), мм	Расчетная глубина сошлифованной области, мм
100	0,5	1,0
120	0,4	0,9
140	0,6	1,1
160	0,5	1,0
180	0,2	0,7
200	0,0	0,0
240	0,0	0,0
260	0,3	0,8
280	0,5	1,0
300	0,9	1,4
310	1,1	1,6
320	1,2	1,7
330	1,5	2,0
340	1,7	2,2
350	1,9	2,4
360	2,1	2,6
370	2,2	2,7
380	2,5	3,0
390	2,7	3,2
400	3,0	3,5
410	3,2	3,7
420	3,6	4,1
430	3,8	4,3
440	3,7	4,2
450	3,1	3,6
460	2,5	3,0
470	1,8	2,3
480	1,6	2,1
490	1,4	1,9
500	1,2	1,7
510	1,0	1,5
520	0,8	1,3
530	0,6	1,1
540	0,4	0,9

Продольная координата, мм	Глубина дефектов (толщина стенки трубы), мм	Расчетная глубина сошлифованной области, мм
550	0,3	0,8
560	0,1	0,6
570	0,0	0,0
680	0,0	0,0
690	0,5	1,0
700	1,4	1,9
710	2,1	2,6
720	2,5	3,0
730	3,0	3,5
740	3,2	3,7
750	3,7	4,2
760	4,5	5,0
770	3,0	3,5
780	1,8	2,3
790	1,0	1,5
800	0,0	0,0

Ведущий инженер И.И.Иванов


Глубина, мм
0
2
4
6
8
10
12
14
0
100
200
300
400
500
600
700
800
Продольная координата, мм
Огибающая эквивалентной дефектной области
Внутренняя поверхность стенки трубы
Внешняя поверхность стенки трубы
Аппроксимация эквивалентной дефектной области

Приложение 3.7

Заключение
по результатам прочностного расчета
(пример для сошлифованной области, образовавшейся
при устранении дефектной области контролируемой шлифовкой)

Наименование трубопровода	Пример
Обозначение дефектной (сошлифованной) области	км 000, труба 00
Состояние трубы	отремонтированная
Диаметр трубы, мм	1420
Толщина стенки трубы, мм	15,9
Проектное давление, кгс/см2	75
Рабочее давление, кгс/см2	75
Категория участка газопровода	
Время работы дефектной трубы, годы	25
Нормативный предел прочности металла трубы, кгс/мм2	60
Нормативный предел текучести металла трубы, кгс/мм2	47
Погрешность прибора, мм	0.5
Тип дефектной (сошлифованной) области	2
Необходимость вышлифовки	
Максимальное утонение стенки трубы в пределах эффективной части, мм	5,1
Длина эффективной части сошлифованной области, мм	510
Площадь потери металла на проекции эффективной части, мм2	1029
Оценка срока безопасной эксплуатации трубы, годы	**40,1**
Максимальное испытательное давление трубы, кгс/см^2	**96,2**

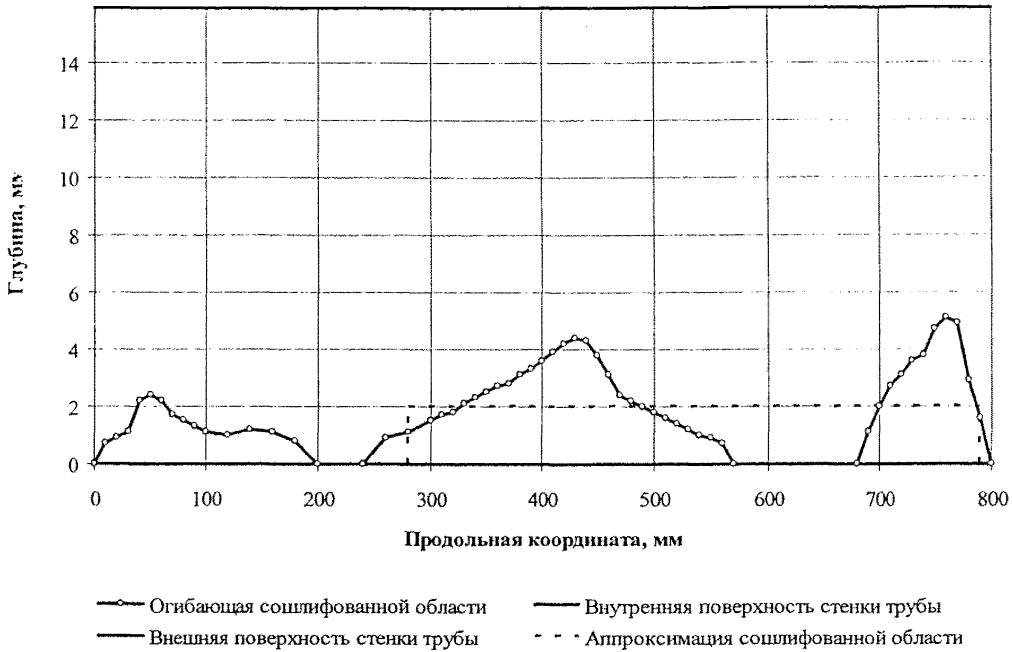
Геометрические параметры дефектной (сошлифованной) области:

Продольная координата, мм	Глубина дефектов (толщина стенки трубы), мм	Расчетная глубина сошлифованной области, мм
0	15,9	0,0
10	15,7	0,7
20	15,5	0,9
30	15,3	1,1
40	14,2	2,2
50	14,0	2,4
60	14,2	2,2

Продольная координата, мм	Глубина дефектов (толщина стенки трубы), мм	Расчетная глубина сошлифованной области, мм
70	14,7	1,7
80	14,9	1,5
90	15,1	1,3
100	15,3	1,1
120	15,4	1,0
140	15,2	1,2
160	15,3	1,1
180	15,6	0,8
200	15,9	0,0
240	15,9	0,0
260	15,5	0,9
280	15,3	1,1
300	14,9	1,5
310	14,7	1,7
320	14,6	1,8
330	14,3	2,1
340	14,1	2,3
350	13,9	2,5
360	13,7	2,7
370	13,6	2,8
380	13,3	3,1
390	13,1	3,3
400	12,8	3,6
410	12,5	3,9
420	12,2	4,2
430	12,0	4,4
440	12,1	4,3
450	12,6	3,8
460	13,3	3,1
470	14,0	2,4
480	14,2	2,2
490	14,4	2,0

Продольная координата, мм	Глубина дефектов (толщина стенки трубы), мм	Расчетная глубина сошлифованной области, мм
500	14,6	1,8
510	14,8	1,6
520	15,0	1,4
530	15,2	1,2
540	15,4	1,0
550	15,5	0,9
560	15,7	0,7
570	15,9	0,0
680	15,9	0,0
690	15,3	1,1
700	14,4	2,0
710	13,7	2,7
720	13,3	3,1
730	12,8	3,6
740	12,6	3,8
750	11,7	4,7
760	11,3	5,1
770	11,5	4,9
780	13,5	2,9
790	14,8	1,6
800	15,9	0,0

Ведущий инженер И.И.Иванов


Глубина, мм
0
2
4
6
8
10
12
14
0
100
200
300
400
500
600
700
800
Продольная координата, мм
Огибающая сошлифованной области
Внутренняя поверхность стенки трубы
Внешняя поверхность стенки трубы
Аппроксимация сошлифованной области

Приложение 4

Технология обследования муфт, вварных заплат и тройников сварных с накладками

1 Обследование муфт, вварных заплат и тройников сварных с накладками выполняют после предварительной очистки (снятия старого изоляционного покрытия) в два этапа:

визуальный и измерительный контроль;

приборное обследование.

2 На первом этапе обследования проводят 100% визуальный и измерительный контроль по ГОСТ 23479, РД 03-606-03, при котором выявляют коррозионные дефекты, вмятины, задиры и другие поверхностные дефекты, а также дефекты сварных соединений типа непроваров, несплавлений, трещин, дефектов формы шва, измеряют параметры обнаруженных дефектов, заносят их в ведомости дефектов.

3 На втором этапе выполняют приборное обследование муфт, вварных заплат и тройников.

4 Приборное обследование муфт и вварных заплат включает:

толщинометрию;

магнитную, магнитопорошковую и ультразвуковую дефектоскопию основного металла;

100% радиографический контроль по ГОСТ 7512 и 100% ультразвуковой контроль по ГОСТ 14782, ГОСТ 20415 сварных соединений;

измерение параметров обнаруженных дефектов.

5 Приборное обследование сварных тройников с накладками включает:

толщинометрию;

магнитную, магнитопорошковую и ультразвуковую дефектоскопию основного металла;

100% ультразвуковой контроль по ГОСТ 14782, ГОСТ 20415 сварных соединений;

измерение параметров обнаруженных дефектов.

6 Сварной шов, соединяющий магистраль тройника с ответвлением, контролируют изнутри.

7 Обследование муфт, вварных заплат, сварных тройников с накладками выполняют по методикам, утвержденным или согласованным ОАО «Газпром».

До разработки отраслевого норматива допускается применение «Методики ультразвукового контроля сварных тройников с усиливающими накладками типа ТСН», утвержденной Генеральным директором ООО «Пермтрансгаз» В.А. Чичеловым 27 августа 2007 г.

Приложение 5

Технология ремонта дефектных труб и СДТ контролируемой шлифовкой

1 Шлифовку дефектных участков труб и СДТ выполняют специально обученные шлифовальщики. Контроль качества шлифовки осуществляют специалисты, соответствующие требованиям, приведенным в п.4.4 Инструкции.

2 При шлифовке участков с трещинами направление движения части шлифовального круга, соприкасающейся с трубой или СДТ, должно быть перпендикулярно направлению трещин.

3 Для визуального контроля наличия трещин шлифовальщик использует лупу. После исчезновения видимых через лупу трещин полируют поверхность и проверяют наличие трещин дефектоскопом, оснащенным локальным датчиком, или магнитопорошковым методом.

4 Если показания дефектоскопа свидетельствуют об отсутствии трещин или если трещины не видны через лупу при использовании магнитопорошкового метода, сошлифовывают слой металла толщиной равной порогу чувствительности дефектоскопа, выравнивают поверхность трубы и полируют ее. После этого производят повторную проверку наличия трещин и при их отсутствии считают шлифовку законченной.

5 Если дефектоскопом или магнитопорошковым методом выявлены трещины, продолжают шлифовку и проверку наличия трещин до их полного исчезновения, после чего выполняют п.4.

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

7 После завершения шлифовки с использованием толщиномеров определяют минимальную остаточную толщину стенки трубы или СДТ[4], а также измеряют длину и ширину сошлифованного участка. Ширина сошлифованной области должна быть не менее 20 мм.

8 Если минимальная остаточная толщина стенки трубы или СДТ составляет менее 90 % от номинальной толщины стенки, выполняют расчет прогнозируемого срока безопасной эксплуатации трубы или СДТ (примечание 2 к табл.6.1, примечание 1 к табл.6.3 Инструкции).

9 Для выполнения расчета измеряют остаточную толщину стенки трубы по всей длине сошлифованной области с шагом не более 25 мм. При этом через сошлифованную область проводят линию по продольной образующей трубы (продольную линию), определяющую продольную координату X (рис.5.1п, а). Перпендикулярно продольной линии от начала до конца сошлифованной области с шагом не более 25 мм проводят кольцевые линии. При этом число линий должно быть не менее 5. Измеряют остаточную толщину стенки трубы вдоль каждой кольцевой линии в пределах выемок и регистрируют наименьшее из значений, которое принимают в качестве остаточной толщины стенки с продольной координатой, определяемой точкой пересечения кольцевой линии с продольной координатной линией. Для расчета используют зависимость остаточной толщины стенки от продольной координаты (рис.5.1п, б).

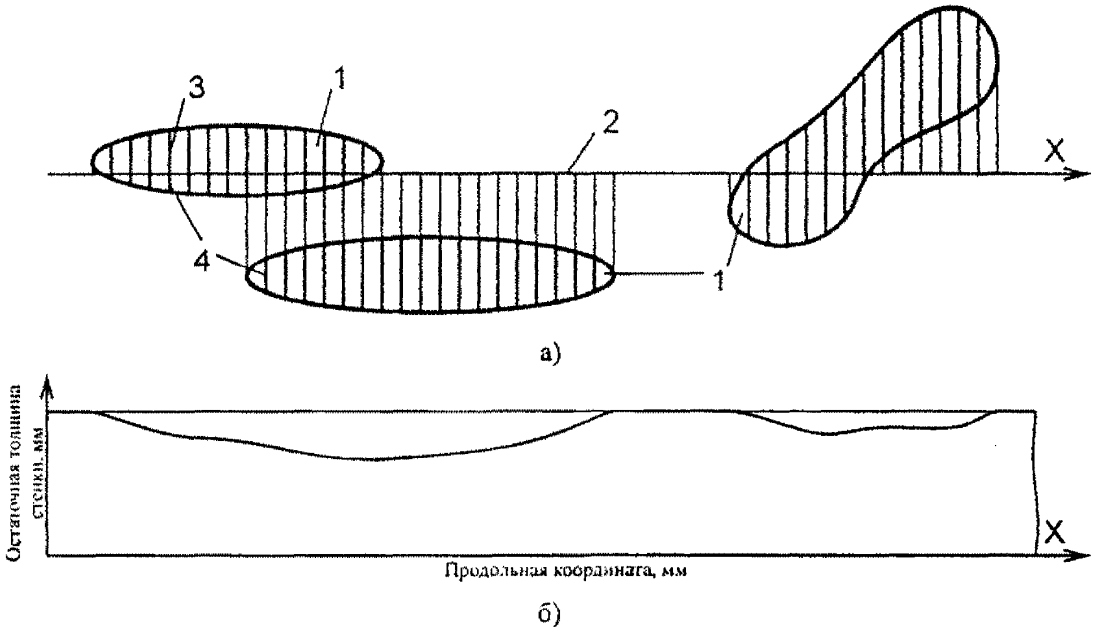


Рис.5.1п. Измерение остаточной толщины стенки трубы по длине сошлифованной области:
а) схема измерения;
б) зависимость остаточной толщины стенки от продольной координаты (результат измерения).
1 – выемки, образовавшиеся при вышлифовке; 2 – продольная координатная линия;
3 – кольцевые линии; 4 – участки кольцевых линий, на которых проводят измерения остаточной толщины стенки трубы.

---

[4] При интерпретации результатов измерений принимают наименьшую остаточную толщину стенки трубы с учетом погрешности толщиномеров.

Для измерения остаточной толщины стенки трубы по длине сошлифованной области применяют приборы, обеспечивающие электронную запись результатов и их передачу в компьютер для проведения расчетов (например, ультразвуковые толщиномеры типа ТУЗ-1 ГП, УД4-76).

10 Две выемки относят к одной сошлифованной области, если расстояние между ними в продольном направлении не превышает ½ диаметра трубы, а расстояние в кольцевом направлении – ¼ периметра трубы.

11 При наличии на трубе нескольких сошлифованных областей, расчет выполняют для каждой сошлифованной области, удовлетворяющей критерию п.8. В качестве прогнозируемого срока безопасной эксплуатации и максимального давления испытания трубы принимают наименьшие из полученных значений.

Приложение 6

ВЕДОМОСТЬ ДЕФЕКТОВ ТРУБ № _____

по участку газопровода _____ км _____

Марки ронка трубы, шва	Километраж		Характеристика труб					Характеристика дефектов							Допускаемый ремонт	
	Начало	Конец	Конструкция	Длина, м	Толщина стенки, мм	Ориентация продольных швов		Наименование	Расстояние от кольцевого шва, мм	Расстояние от продольного шва	Угловая ориентация, часы	Длина, мм	Ширина, мм	Максимальная глубина, мм	дефектного участка трубы	всей трубы
						Первый шов	Второй шов									

РЕКОМЕНДАЦИИ
по заполнению ведомости дефектов труб

В первом столбце указывают номер труб и стыков. Нумерацию труб и СДТ принимают возрастающей по ходу газа и сплошной по участку, обследуемому одной группой дефектоскопистов. Для исключения повторения одинаковых номеров труб и СДТ, обследованных различными группами дефектоскопистов, нумерация труб и СДТ начинается с буквы, определяющей группу дефектоскопистов. Нумерация стыков соответствует нумерации соединенных ими труб и СДТ, например, между трубами В10 и В11 находится стык В10/11. При наличии результатов ВТД, рекомендуется принимать нумерацию труб и СДТ по последнему пропуску внутритрубного снаряда-дефектоскопа.

Толщину стенки трубы указывают в каждой строке таблицы, она должна соответствовать, толщине стенки того листа, на котором обнаружен дефект.

В каждой строке указывают ориентацию того продольного шва, от которого измеряли расстояние до дефекта.

Расстояние от кольцевого шва измеряют до ближайшего к шву края дефекта. Направление продольной оси координат соответствует направлению транспортировки газа.

Если дефект расположен на двух трубах, он указывается на той трубе, на которой находится его большая часть. При этом расстояние от кольцевого шва может быть отрицательным.

Расстояние от продольного шва измеряют до середины дефектов. Направление возрастания кольцевой координаты определяется по правилу правого винта, движущегося по ходу газа.

Длиной дефекта трубы, считают его размер в продольном направлении. Длиной дефекта стыка – размер в кольцевом направлении.

В столбце «Допускаемый ремонт дефектного участка трубы» указывают допускаемый ремонт участка трубы с дефектом или идентифицированными дефектами (без учета соседних дефектов) в соответствии с настоящей Инструкцией или другими действующими нормативами, а в столбце «Допускаемый ремонт всей трубы» указывают допускаемый ремонт всей трубы с учетом совокупности всех обнаруженных дефектов трубы.

Комбинированные дефекты (например, вмятина с задиром, вмятина с трещинами, коррозия с трещинами, сплошная коррозия с отдельными кавернами и т.п.) указываются с координатами и параметрами отдельных дефектов с объединением ячеек в столбце «Допускаемый ремонт дефектного участка трубы».

Приложение 7

ВЕДОМОСТИ ДЕФЕКТОВ СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ ТРУБОПРОВОДОВ

Приложение 7.1

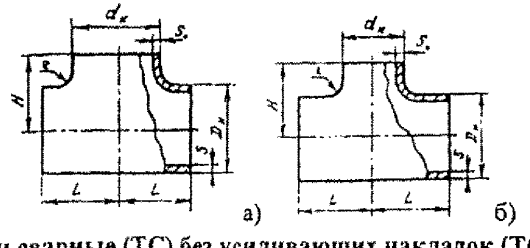
ВЕДОМОСТЬ ДЕФЕКТОВ ТРОЙНИКОВ № _____

по участку газопровода _____ км _____

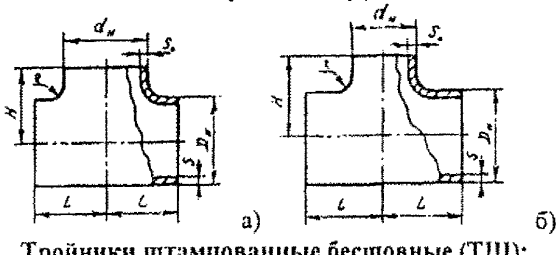
Маркировка тройника, шва	Километраж		Обозначение тройника	Строительные размеры, мм						Характеристики дефектов							Допускаемый ремонт	
				Наружный диаметр		Толщина стенки		L	H	Наименование	Расстояние, м			Размеры,мм				
											От торцов		От внутренней образующей					
	Начало	Конец		Магистрали $D_н$	Ответвления $d_н$	Магистрали S	Ответвления S_0				Магистрали	Ответвления		Длина	Ширина	Глубина	дефектного участка тройника	всего тройника

Обозначения и строительные размеры тройников:

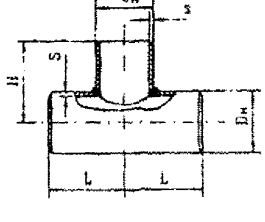
Тройники штампосварные (ТШС): равнопроходные (а) и переходные (б), в том числе с решетками (ТШСР)



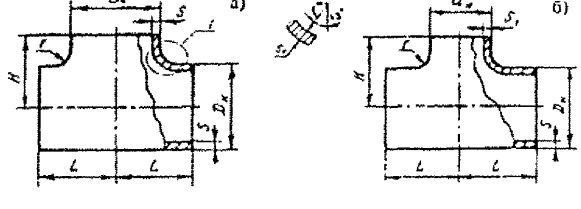
Тройники штампованные бесшовные (ТШ): равнопроходные (а) и переходные (б)



Тройники сварные (ТС) без усиливающих накладок (ТС) в том числе с решетками (ТСР)



Тройники штампованные бесшовные (ТШ): равнопроходные (а) и переходные (б)



Приложение 7.2

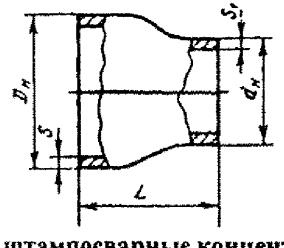
ВЕДОМОСТЬ ДЕФЕКТОВ ПЕРЕХОДОВ № _____

по участку газопровода _____ км _____

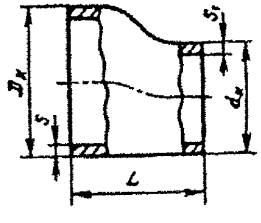
Маркировка перехода, шва	Километраж		Обозначение перехода	Строительные размеры, мм					Характеристики дефектов						Допускаемый ремонт	
				Наружный диаметр цилиндрических поясков		Толщина стенки цилиндрических поясков		Длина	Наименование	Расстояние, м		Размеры,мм				
	Начало	Конец		$D_н$	$d_н$	S	S1	L		От торцов	От продольного шва	Длина	Ширина	Глубина	дефектного участка перехода	всего перехода

Обозначения и строительные размеры переходов:

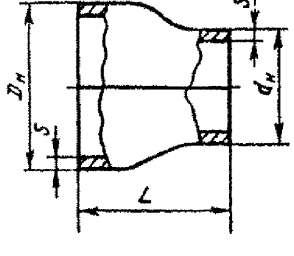
Переходы штампованные бесшовные (ПШ)



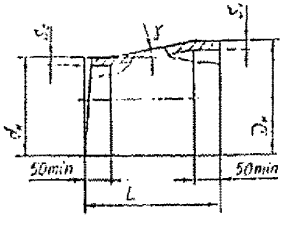
Переходы эксцентрические



Переходы штампосварные концентрические



Переходы штампосварные эксцентрические



Приложение 7.3

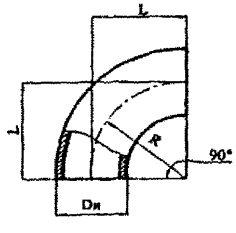
ВЕДОМОСТЬ ДЕФЕКТОВ ОТВОДОВ № _____

по участку газопровода _____ км _____

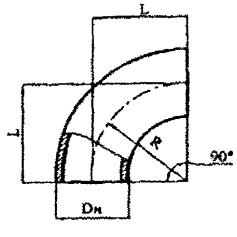
Маркировка отвода, шва	Километраж		Обозначение отвода	Строительные размеры, мм						Характеристики дефектов							Допускаемый ремонт	
											Расстояние, м			Размеры,мм				
	Начало	Конец		Наружный диаметр $D_н$	Толщина стенки S	L	L_1	Угол поворота,°	Радиус изгиба R, мм	Наименование	От торцов		От внутренней образующей	Длина	Ширина	Глубина	дефектного участка отвода	всего отвода

Обозначения и строительные размеры отводов:

Отводы крутоизогнутые штампосварные (ОКШС)

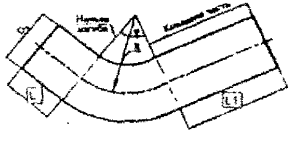


Отводы крутоизогнутые бесшовные (ОКШ)

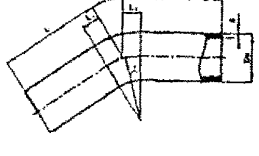


Отводы гнутые (ОГ):

1) Отводы гнутые, изготовленные с использованием □деен□ционного нагрева.

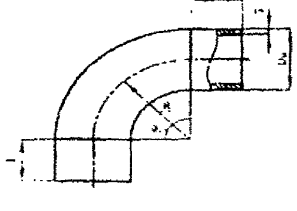


2) Отводы гнутые с углом поворота от 15 до 90^0 (ОГ)

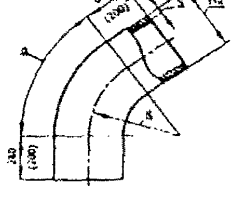


3) Отводы гнутые с углом поворота от 15^0 до 90^0 (ОГ)

тип «а»



тип «б»



Приложение 7.4

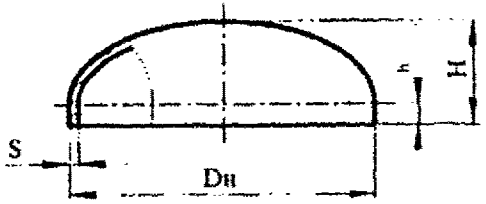
ВЕДОМОСТЬ ДЕФЕКТОВ ДНИЩ № _____

по участку газопровода _____ км _____

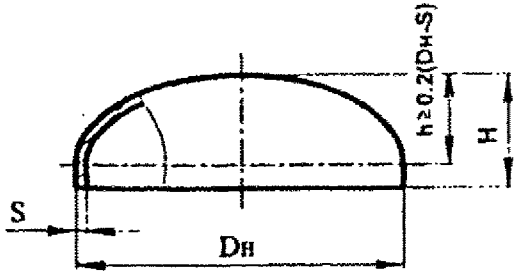
Маркировка отвода, шва	Километраж		Обозначение днища	Строительные размеры, мм				Характеристики дефектов					Допускаемый ремонт	
									Расстояние, м	Размеры, мм				
	Начало	Конец		Наружный диаметр Dв	Толщина стенки S	H	h	Наименование	Расстояние от центра, м	Длина	Ширина	Глубина	дефектного участка днища	всего днища

Обозначения и строительные размеры днищ:

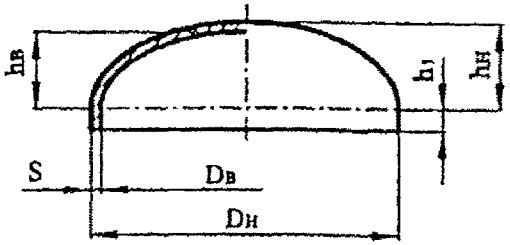
Днища (заглушки) штампованные эллиптические (ДШ)



Днища (заглушки) штампованные эллиптические (ДШ)



Днища (заглушки) отбортованные эллиптические (ДШ)



Приложение 8

ФОРМУЛЯР ОБСЛЕДОВАНИЯ ГАЗОПРОВОДА СКАНЕРОМ-ДЕФЕКТОСКОПОМ

по участку _____ км _____

Маркировка трубы, шва	Километраж		Характеристика труб					Характеристика дефектов и аномалий						
	Начало	Конец	Конструкция	Длина, м	Толщина стенки, мм	Ориентация продольных швов		Наименование	Расстояние от кольцевого шва, мм	Расстояние от продольного шва	Угловая ориентация, часы	Длина, мм	Ширина, мм	Оценка максимальной глубины, мм
						Первый шов	Второй шов							

Приложение 9

Ведомость ремонта труб и СДТ

ВЕДОМОСТЬ РЕМОНТА № _____

участка газопровода _____ км _____

Маркировка трубы (СДТ), шва	Километраж		Характеристика дефектов			Решение по ремонту	Сведения о ремонте
	Начало	Конец	Длина, мм	Ширина, мм	Максимальная глубина, мм		

РЕКОМЕНДАЦИИ
по заполнению ведомости ремонта

Ведомость ремонта заполняется по состоянию на момент составления заключения.

В отличие от ведомости дефектов, где указываются возможные методы ремонта отдельных труб или участков труб и стыков с отдельными дефектами, в ведомости ремонта указываются окончательные решения по ремонту, принятые с учетом всей совокупности дефектов на участке газопровода, по которому выдают заключение.

Для устраненных к моменту составления заключения дефектов (например, вышлифованных) указывают параметры дефектного участка после ремонта (размеры выемок после вышлифовки).

Приложение 10

АКТ ОТБРАКОВКИ ВЫРЕЗАННЫХ ТРУБ И СДТ

№ трубы и СДТ	Маркировка труб и СДТ	Наименование (труба или СДТ)	Характеристика труб и СДТ			Характеристика дефектов труб и СДТ				Заключение об отнесении труб и СДТ к категории, м		
			Конструкция	Длина, м	Толщина стенки, мм	Наименование	Длина, мм	Ширина, мм	Максимальная глубина, мм	А2	А3	Б

РЕКОМЕНДАЦИИ
по заполнению акта отбраковки

В каждой строке таблицы указывают одну трубу или СДТ в состоянии до отбраковки, длину этой трубы или СДТ указывают в столбце 5.

В столбцах 11-13 указывают длину трубы или СДТ, отнесенную к категории А3, А3 или Б по результатам отбраковки. Если часть трубы отнесена к одной категории, а другая часть к другой категории (например от трубы, отнесенной к категории А2 отрезана катушка, отнесенная к категории Б) в строке, соответствующей рассматриваемой трубе, заполняют две ячейки, расположенных в соответствующих категориям столбцах. При этом сумма длин участков труб в столбцах 11-13 должна соответствовать длине трубы в столбце 5. Если длина трубы уменьшилась в связи с разделкой торцов, то длину этого уменьшения заносят в столбец 13 (категория Б).

Приложение 11

Ведомость труб и СДТ

ВЕДОМОСТЬ ТРУБ и СДТ № _____

по участку газопровода _____ км _____

№ трубы или СДТ	Марки ровка трубы, СДТ, шва	Километраж		Характеристика труб и СДТ					Характеристика дефектов и отремонтированных участков труб и СДТ							Выполненный ремонт
		Начало	Конец	Конструкция трубы, обозначение СДТ	Длина, м	Толщина стенки, мм	Ориентация продольных швов		Наименование	Расстояние от кольцевого шва, мм	Расстояние от продольного шва	Угловая ориентация, часы	Длина, мм	Ширина, мм	Максимальная глубина, мм	
							Первый шов	Второй шов								

Приложение 12

Расчет срока обследования дефектных труб в шурфах после ВТД

Приложение 12.1

Методика расчета срока обследования дефектных труб в шурфах после ВТД

1 Срок обследования труб с поверхностными дефектами рассчитывают по измеренным максимальной глубине и длине продольной проекции дефектов.

2 Связь расчетного давления разрушения с геометрическими параметрами отдельного дефекта имеет вид:

$$P_п = \frac{\sigma_п \delta}{R}\left(\frac{\delta - K_п t_{max}}{\delta - K_п t_{max} M_п^{-1}}\right), \qquad (1)$$

где $P_п$ – расчетное давление разрушения трубы с отдельным дефектом, МПа (кгс/см^2);

$\sigma_п$ – напряжение течения, вычисляемое по формуле:

для стресс-коррозионных дефектов

$$\sigma_п = K_2\left(\frac{(\sigma_{0,2} + \sigma_{вр})}{2}(1 + K_3 - 0{,}0065\tau_\sigma) + \frac{(\sigma_{вр} - \sigma_{0,2})}{2}\,\mathrm{th}\left(5{,}23\left(\frac{P_п}{P_{пр}} - 1{,}04\right)\right)\right), \qquad (2)$$

для других типов дефектов

$$\sigma_п = K_2\left(\frac{(\sigma_{0,2} + \sigma_{вр})}{2}(1 + K_3 - 0{,}0032\tau_\sigma) + \frac{(\sigma_{вр} - \sigma_{0,2})}{2}\,\mathrm{th}\left(5{,}23\left(\frac{P_п}{P_{пр}} - 1{,}04\right)\right)\right). \qquad (3)$$

K_2 – коэффициент, учитывающий достигнутое в трубе давление, принимаемый равным 1 при $P_ф < P_п$ и отношению $\frac{P_ф}{P_п}$ при $P_ф > P_п$;

$P_ф$ - максимальное фактическое давление в трубе, достигнутое за месяц, предшествующий обследованию;

$P_п$ – расчетное давление разрушения трубы с отдельным дефектом, рассчитанное на момент обследования;

$\tau_\sigma = \tau_{экс} + \tau_р$ – время от начала эксплуатации трубы до окончания рассчитываемого срока, годы;

$\tau_{экс}$ – время работы газопровода с момента его ввода в эксплуатацию до момента обследования, годы;

$\tau_р$ – рассчитываемый срок обследования дефектной трубы в шурфе, годы;

$K_п$ – коэффициент, учитывающий конфигурацию дефектов, принимаемый равным 0,7;

t_{max} – максимальная глубина дефекта, мм;

$M_п$ – коэффициент Фолиаса, рассчитанный для длины $L_п$

$$M_п = \sqrt{1 + 1{,}32\frac{(L_п/2)^2}{R\delta}} \qquad (4)$$

$L_п$ – оценка полной длины продольной проекции дефекта

$$L_п = L_{изм} + K_{доп}t_п, \qquad (5)$$

$L_{изм}$ – измеренная длина дефекта, мм;

$t_п$ – порог чувствительности прибора (снаряда-дефектоскопа), мм;

$K_{доп}$ – коэффициент, определенный по статистическим данным о конфигурации дефектов, принимаемый в зависимости от отношения порога чувствительности к максимальной глубине дефекта по таблице 1;

Таблица 1

Отношение порога чувствительности прибора к максимальной глубине дефекта ($t_п/t_{max}$)	Значение коэффициента $K_{доп}$
от 0 до 0,4	$0{,}15D_н$
от 0,4 до 0,5	$0{,}15D_н + D_н(t_п/t_{max} - 0{,}4)$
свыше 0,5	$0{,}25D_н$

Если организация, выполняющая ВТД, по результатам дефектоскопии выдает полную длину дефектов, коэффициент $K_{доп}$ принимают равным 0.

3 Срок обследования трубы с отдельным дефектом определяют по формулам:

при $t_{max}/\tau_{экс} > V_t$

$$\tau_э = \tau_{экс}\left(\frac{t_{раб}}{t_{max}} - K_п\right), \qquad (6)$$

при $t_{max}/\tau_{экс} \le V_t$

$$\tau_э = \frac{t_{раб} - K_п t_{max}}{V_t}, \qquad (7)$$

где $\tau_{экс}$ – время работы газопровода с момента его ввода в эксплуатацию до момента обследования, годы;

V_t – скорость изменения глубины дефектов, определяемая по результатам двух или более пропусков снарядов-дефектоскопов, по результатам исследований, проведенных на рассматриваемом или аналогичных участках газопроводов, а при отсутствии указанных результатов – по таблице 2.

Таблица 2

Диаметр трубы, мм	Срок эксплуатации газопровода, годы	Значение V_{tmin}, мм/год
1420	менее 10	0,6
	10-25	0,6-0,02($\tau_{экс}$-10)
	более 25	0,3
1220 и менее	менее 10	0,5
	10-25	0,5-0,02($\tau_{экс}$-10)
	более 25	0,2

Примечание: скорость изменения глубины стресс-коррозионных дефектов принимают равной удвоенной величине скорости, определенной по таблице 2.

$t_{раб}$ – допустимая при рабочем давлении глубина прямоугольной аппроксимации дефекта

$$t_{раб} = \delta \frac{\frac{\sigma_{пор}\delta}{K_{пор}P_{раб}R} - 1}{\frac{\sigma_{пор}\delta}{K_{пор}P_{раб}R} - M_п^{-1}}, \qquad (8)$$

$P_{раб}$ – рабочее давление в газопроводе, МПа (кгс/см^2);

$K_{пор}$ – пороговый коэффициент, зависящий от категории участка газопровода и принимаемый равным для участков: категории В – 1,5; категории I и II – 1,25; категории

III и IV – 1,1. Значение коэффициента $K_{пор}$ может быть снижено при условии принятия мер по предотвращению появления людей в зоне радиусом 350 метров от места расположения дефектной трубы (установка ограждений, предупреждающих табличек, постов и т.п.).

$\sigma_{пор}$ – напряжение течения, вычисляемое по формуле:

для стресс-коррозионных и усталостных дефектов

$$\sigma_{пор} = K_2\left(\frac{(\sigma_{0,2}+\sigma_{вр})}{2}(1+K_3-0{,}0065\tau_\sigma)+\frac{(\sigma_{вр}-\sigma_{0,2})}{2}\mathrm{th}\left(5{,}23\left(\frac{K_{пор}P_{раб}}{P_{пр}}-1{,}04\right)\right)\right), \qquad (9)$$

для других типов дефектов

$$\sigma_{пор} = K_2\left(\frac{(\sigma_{0,2}+\sigma_{вр})}{2}(1+K_3-0{,}0032\tau_\sigma)+\frac{(\sigma_{вр}-\sigma_{0,2})}{2}\mathrm{th}\left(5{,}23\left(\frac{K_{пор}P_{раб}}{P_{пр}}-1{,}04\right)\right)\right). \qquad (10)$$

4 Трубы с дефектами, имеющими глубину более 80 % от толщины стенки трубы, подлежат обязательной замене или ремонту не зависимо от длины дефектов.

5 Выражение для оценки остаточной прочности трубы с несколькими дефектами имеет вид:

$$P_c = \frac{\sigma_c\delta}{R}\left(\frac{\delta\left(\sum_{n=1}^{N}L_{дефп}+\sum_{m=1}^{M}L_{перт}\right)-K_n\sum_{n=1}^{N}L_{дефп}t_{maxп}}{\delta\left(\sum_{n=1}^{N}L_{дефп}+\sum_{m=1}^{M}L_{перт}\right)-\frac{K_n\sum_{n=1}^{N}L_{дефп}t_{maxп}}{M_c}}\right), \qquad (11)$$

где P_c – расчетное давление разрушения трубы с несколькими дефектами, МПа (кгс/см^2);

σ_c – напряжение течения, вычисляемое по формуле:

для стресс-коррозионных дефектов

$$\sigma_c = K_2\left(\frac{(\sigma_{0,2}+\sigma_{вр})}{2}(1+K_3-0{,}0065\tau_\sigma)+\frac{(\sigma_{вр}-\sigma_{0,2})}{2}\mathrm{th}\left(5{,}23\left(\frac{P_c}{P_{пр}}-1{,}04\right)\right)\right), \qquad (12)$$

для других типов дефектов

$$\sigma_c = K_2\left(\frac{(\sigma_{0,2}+\sigma_{вр})}{2}(1+K_3-0{,}0032\tau_\sigma)+\frac{(\sigma_{вр}-\sigma_{0,2})}{2}\mathrm{th}\left(5{,}23\left(\frac{P_c}{P_{пр}}-1{,}04\right)\right)\right), \qquad (13)$$

K_2 – коэффициент, учитывающий достигнутое в трубе давление, принимаемый равным 1 при $P_ф < P_c$ и отношению $\frac{P_ф}{P_c}$ при $P_ф > P_c$;

$P_ф$ - максимальное фактическое давление в трубе, достигнутое за месяц, предшествующий обследованию;

P_c – расчетное давление разрушения трубы с несколькими дефектами, рассчитанное на момент обследования;

$L_{дефn}$ – длина n-го дефекта, определенная по формуле (4), мм;

t_{maxn} – максимальная глубина n-го дефекта, мм;

n – номер дефекта;

N – число дефектов в дефектной области.

$L_{перm}$ – длина m-ой перемычки между дефектами, длина которых определена по формуле (5), мм;

m – номер перемычки между дефектами;

M – число перемычек между дефектами, M = N – 1.

M_c – коэффициент Фолиаса, рассчитанный для длины дефектной области

$$M_c = \sqrt{1 + 1{,}32 \frac{\left(\sum_{n=1}^{N} L_{дефn} + \sum_{m=1}^{M} L_{перm}\right)^2}{4R\delta}}. \qquad (14)$$

6 Срок обследования в шурфах трубы с группой дефектов определяют по формуле:

$$\tau_э = \frac{A_{c.раб} - A_c}{V_{Ac}}, \qquad (15)$$

где $A_{c.раб}$ – допустимая при рабочем давлении площадь проекции дефектной области

$$A_{c.раб} = \delta\left(\sum_{n=1}^{N} L_{дефn} + \sum_{m=1}^{M} L_{перm}\right) \frac{\frac{\sigma_{пор}\delta}{K_{пор}P_{раб}R} - 1}{\frac{\sigma_{пор}\delta}{K_{пер}P_{раб}R} - M_c^{-1}}, \qquad (16)$$

A_c – площадь потери металла на проекции дефектной области

$$A_c = K_n \sum_{n=1}^{N} L_{дефп} t_{maxп} , \quad (17)$$

V_{Ac} – скорость изменения площади потери металла на проекции дефектной области

при $t_{c.max}/\tau_{экс} > V_t$

$$V_{Ac} = \frac{t_{c\,max} \sum_{n=1}^{N} L_{дефп}}{\tau_{экс}}, \quad (18)$$

при $t_{c.max}/\tau_{экс} \leq V_t$

$$V_{Ac} = V_t \sum_{n=1}^{N} L_{дефп} , \quad (19)$$

t_{cmax} – максимальная глубина рассматриваемых дефектов.

7 При расчете срока обследования в шурфах трубы с несколькими близлежащими дефектами методом перебора выделяют из них группу последовательно расположенных дефектов, для которых расчетное разрушающее давление, определенное по формулам (11-14), является минимальным. Полученное значение разрушающего давления сравнивают со значениями, рассчитанными по формулам (1-4) для каждого отдельного дефекта. Если разрушающее давление, определенное для группы дефектов, окажется ниже, чем давление, определенное для любого из отдельных дефектов, выполняют расчет срока обследования в шурфе трубы с найденной группы дефектов по формулам (15-19). В противном случае выполняют расчет для отдельного дефекта по формулам (6-10).

8 Для расчета сроков обследования дефектных труб в шурфах рекомендуется использовать электронный паспорт участка газопровода или программу ГАЗНАДЗОР-ОД-СО. Руководство пользователя программой ГАЗНАДЗОР-ОД-СО приведено в Приложении 12.2, а пример использования этой программы – в Приложении 12.3.

Руководство пользователя программы ГАЗНАДЗОР-ОД-СО

1 Программа ГАЗНАДЗОР-ОД-СО (ООО «Газнадзор» – Отдел диагностики технического состояния объектов (Отдел диагностики) – срок обследования) рассчитывает срок обследования в шурфах дефектных труб, выявленных по результатам ВТД.

2 Программа оформлена в виде файла so-r.xls Microsoft Excel 2000, для ее реализации на компьютере должна быть установлена русскоязычная версия этого табличного редактора.

3 Для расчета по программе необходимо выполнить следующие действия:

открыть файл so-r.xls;

сохранить файл so-r.xls под другим именем;

ввести исходные данные;

выполнить расчет;

распечатать результаты расчета;

сохранить файл.

4 Файл so-r.xls открывают так же, как и другие файлы Microsoft Excel 2000. Для этого необходимо выполнить одно из следующих действий:

найти и открыть файл so-r.xls двойным нажатием по нему мыши с одновременным запуском редактора Microsoft Excel 2000;

открыть редактор Microsoft Excel 2000, а затем через меню *Файл – Открыть* найти и открыть файл so-r.xls двойным нажатием по нему мыши.

5 Сохранение файла под другим именем выполняют через меню *Файл – Сохранить как*. Новое имя файла должно идентифицировать рассматриваемую дефектную область.

6 Исходные данные вводят на лист *оценка*.

6.1 Наименование трубопровода – в ячейку R2C7 вводят наименование трубопровода[5].

6.2 Обозначение дефектной области – в ячейку R3C7 вводят информацию, идентифицирующую дефектную область (километраж, пикетаж, номер трубы, номер дефекта и т.п.).

6.3 Диаметр трубы – в ячейку R4C7 вводят наружный диаметр трубы в мм.

---

[5] В ячейках R2C7 и R3C7 установлен режим выравнивания текста по правому краю, поэтому при введении текста в эти ячейки, он будет смещаться влево. Необходимо следить, чтобы текст не пересек границу третьего столбца, т.к. при этом будет закрыт исходный текст. Если текстовая информация не вписывается в указанное ограничение, рекомендуется уменьшить размер шрифта.

6.4 Толщина стенки трубы – в ячейку R5C7 вводят номинальную толщину стенки трубы в мм, принимаемую по техническим условиям на трубы.

6.5 Проектное давление – в ячейку R6C7 вводят проектное давление в кгс/см^2.

6.6 Рабочее давление – в ячейку R7C7 вводят рабочее давление в кгс/см^2.

6.7 Значение коэффициента $K_{пор}$ – в ячейку R8C7 вводят значение коэффициента $K_{пор}$, принимаемое в соответствии с п. 3 Приложения 12.1.

6.8 Нормативный предел текучести металла трубы – в ячейку R9C7 вводят значение предела текучести по техническим условиям на трубы в кгс/мм^2.

6.9 Нормативный предел прочности металла трубы – в ячейку R10C7 вводят значение предела прочности (временного сопротивления) по техническим условиям на трубы в кгс/мм^2.

6.10 Время эксплуатации трубы – в ячейку R11C7 вводят время эксплуатации трубы (в годах) с момента ввода газопровода в работу до момента проведения ВТД.

6.11 Порог чувствительности прибора (снаряда-дефектоскопа) – в ячейку R12C7 вводят порог чувствительности снаряда-дефектоскопа или другого прибора, которым производили измерения параметров дефектов, по техническому паспорту на прибор или по данным организации, проводившей обследование.

6.12 Тип дефектной области – в ячейку R13C7 вводят номер типа дефектной области (1 – дефектная область содержит стресс-коррозионные дефекты; 2 – дефектная область содержит только другие дефекты).

6.13 Программа позволяет выполнить расчет для одного или нескольких (не более 10) близлежащих дефектов. В третий и четвертый столбцы таблицы вводят соответственно измеренную длину и максимальную глубину дефектов в ячейки, расположенные в строках с номерами дефектов, обозначенными в первом столбце. Измеренное расстояние между дефектами вводят в пятый столбец в ячейки, расположенные в строках с номерами перемычек, обозначенными во втором столбце.

6.14 Текстовая информация в остальных ячейках листа *оценка*, не перечисленных в п.6.1-6.13, должна быть оставлена без изменения, а численные значения могут быть удалены или оставлены без изменения.

7 Расчет по программе выполняют после ввода всех исходных данных путем нажатия клавиш Ctrl-o. При этом раскладка клавиатуры должна быть переключена в английское положение «EN». Перед выполнением расчета рекомендуется сохранить файл с исходными данными.

8 В результате расчета по программе на листе *оценка* появятся следующие значения.

8.1 В шестой столбец таблицы в ячейки, расположенные в строках с номерами дефектов, выводится оценка полной длины дефектов, рассчитанная по формуле 5 Приложения 12.1. При проведении расчета полагают, что длина дефектов увеличивается одинаково в обе его стороны. Если после увеличения измеренной длины двух или нескольких близлежащих дефектов между ними не остается перемычки, то их считают одним дефектом.

8.2 В седьмой столбец таблицы в ячейки, расположенные в строках с номерами перемычек, выводится длина перемычек, рассчитанная с учетом увеличения измеренной длины дефектов.

8.3 В ячейки R39C7 и R40C7 выводятся соответственно номера первого и последнего из взаимодействующих дефектов. Указанные номера соответствуют дефектам, имеющим полную длину, оценка которой дана в шестом столбце таблицы.

8.4 Срок обследования трубы в шурфе – выводится в ячейку R41C7 в годах.

9 После выполнения расчета файл сохраняют путем нажатия на кнопку с изображением дискеты.

10 Перед распечаткой в нижней части листа *оценка* вводят должность и фамилии лиц, ответственных за исходные данные и результаты расчета.

11 Распечатывают лист *оценка*. Для распечатки листа его надо выделить, нажав мышью на ярлык листа, а затем нажать кнопку с изображением принтера.

12 После распечатки файл сохраняют путем нажатия на кнопку с изображением дискеты.

13 Пример расчета, выполненного с использованием программы ГАЗНАДЗОР-ОДСО, приведен в Приложении 12.3.

Приложение 12.3

Срок обследования дефектной трубы
(пример)

Наименование трубопровода	
Обозначение дефектной области	
Диаметр трубы, мм	1420
Толщина стенки трубы, мм	16,5
Проектное давление, кгс/см2	75
Рабочее давление, кгс/см2	75
Значение коэффициента Кпор	1,1
Нормативный предел текучести металла трубы, кгс/мм2	47
Нормативный предел прочности металла трубы, кгс/мм2	60
Время эксплуатации трубы, годы	20
Порог чувствительности прибора (снаряда-дефектоскопа), мм	1
Тип дефектной области	2

Параметры дефектной области:

Номер дефекта	Номер перемычки	Измеренная длина дефекта, мм	Максимальная глубина дефекта, мм	Измеренная длина перемычки, мм	Полная длина дефекта, мм	Длина перемычки, мм
1		1500	5		1713	
	1			1000		787
2		500	5		713	
	2			300		87
3		200	6		413	
	3			250		37
4		150	6		613	
	4			50		
5		200	6			
	5					
6						
	6					
7						
	7					
8						
	8					
9						
	9					
10						

Номера взаимодействующих дефектов:

первый дефект	3
последний дефект	4
Срок обследования дефектной трубы, годы	**3,6**

Ведущий инженер И.И.Иванов

Приложение 13

Расчет срока ремонта дефектных труб после их обследования в шурфах

Приложение 13.1

Методика расчета срока ремонта дефектных труб после их обследования в шурфах

1 Расчет срока ремонта дефектных труб после их обследования в шурфах выполняют по измеренной зависимости глубины дефектной области от продольной координаты на ее проекции на продольную ортогональную плоскость.

2 Связь расчетного давления разрушения с геометрическими параметрами дефектной области имеет вид (1) Приложения 3.1.

3 Параметры эффективной части дефектной области определяют по измеренной зависимости ее глубины от продольной координаты в соответствии с п.2 Приложения 3.1.

4 При расчете срока ремонта дефектной трубы считают, что труба находится в безопасном состоянии, если может выдержать установленное для рассматриваемого участка газопровода пороговое давление $P_{пор} = K_{пор}P_{раб}$. Для этого случая площадь проекции эффективной части дефектной области на продольную ортогональную плоскость определяют по формуле:

$$A_{э,раб} = A_{0э}\frac{\dfrac{\sigma\delta}{K_{пор}P_{раб}R} - 1}{\dfrac{\sigma\delta}{K_{пор}P_{раб}R} - M_э^{-1}}, \qquad (1)$$

где $P_{раб}$ – рабочее давление в газопроводе, МПа (кгс/см^2);

$K_{пор}$ – пороговый коэффициент, зависящий от категории участка газопровода и принимаемый равным для участков: категории В – 1,5; категории I и II – 1,25; категории III и IV – 1,1. Значение коэффициента $K_{пор}$ может быть снижено при условии принятия мер по предотвращению появления людей в зоне радиусом 350 метров от места расположения дефектной трубы (установка ограждений, предупреждающих табличек, постов и т.п.).

5 Скорость изменения площади потери металла на проекции эффективной части дефектной области длиной $L_э$ принимают равной:

при $t_{э.max}/\tau_{экс} > V_t$

$$V_A = \frac{L_э t_{э.max}}{\tau_{экс}}, \qquad (2)$$

при $t_{э.max}/\tau_{экс} \leq V_t$

$$V_A = V_t L_э \qquad (3)$$

где $t_{э.max}$ – максимальная глубина дефектов в пределах эффективной части дефектной области, мм.

6 Срок ремонта трубы определяют по формуле:

$$\tau_э = \frac{A_{э\,раб} - A_э}{V_A}. \qquad (4)$$

7 Для расчета сроков ремонта дефектных труб рекомендуется использовать программу ГАЗНАДЗОР-ОД-СР. Руководство пользователя программой ГАЗНАДЗОР-ОД-СР приведено в Приложении 13.2, а пример использования этой программы – в Приложении 13.3.

Приложение 13.2

Руководство пользователя программы ГАЗНАДЗОР-ОД-СР

1 Программа ГАЗНАДЗОР-ОД-СР (ООО «Газнадзор» – Отдел диагностики технического состояния объектов (Отдел диагностики) – срок ремонта) рассчитывает срок ремонта после обследования дефектных труб в шурфах.

2 Программа оформлена в виде файла sr-r.xls Microsoft Excel 2000, для ее реализации на компьютере должна быть установлена русскоязычная версия этого табличного редактора.

3 Для расчета по программе необходимо выполнить следующие действия:

открыть файл sr-r.xls;

сохранить файл sr-r.xls под другим именем;

ввести исходные данные;

выполнить расчет;

распечатать результаты расчета;

сохранить файл.

4 Файл sr-r.xls открывают так же, как и другие файлы Microsoft Excel 2000. Для этого необходимо выполнить одно из следующих действий:

найти и открыть файл sr-r.xls двойным нажатием по нему мыши с одновременным запуском редактора Microsoft Excel 2000;

открыть редактор Microsoft Excel 2000, а затем через меню *Файл – Открыть* найти и открыть файл sr-r.xls двойным нажатием по нему мыши.

5 Сохранение файла под другим именем выполняют через меню *Файл – Сохранить как*. Новое имя файла должно идентифицировать рассматриваемую дефектную область.

5 Исходные данные вводят на лист *классификация*.

5.1 Наименование трубопровода – в ячейку R2C5 вводят наименование трубопровода.

5.2 Обозначение дефектной области – в ячейку R3C5 вводят информацию, идентифицирующую дефектную область (километраж, пикетаж, номер трубы, номер дефекта и т.п.).

5.3 Диаметр трубы – в ячейку R4C5 вводят наружный диаметр трубы в мм.

5.4 Толщина стенки трубы – в ячейку R5C5 вводят измеренную толщину стенки трубы. Толщину стенки трубы принимают равной меньшему значению по результатам трех измерений на бездефектных участках трубы вблизи дефектной области. При интер-

претации результатов каждого измерения принимают наименьшее значение толщины стенки трубы с учетом погрешности прибора (толщиномера).

5.5 Проектное давление – в ячейку R6C5 вводят проектное давление в кгс/см^2.

5.6 Рабочее давление – в ячейку R7C5 вводят рабочее давление в кгс/см^2.

5.7 Значение коэффициента $K_{пор}$ – в ячейку R8C5 вводят значение коэффициента $K_{пор}$, принимаемое в соответствии с п.4 Приложения 12.1.

5.8 Нормативный предел текучести металла трубы – в ячейку R9C5 вводят значение предела текучести по техническим условиям на трубы в кгс/мм^2.

5.9 Нормативный предел прочности металла трубы – в ячейку R10C5 вводят значение предела прочности по техническим условиям на трубы в кгс/мм^2.

5.10 Время эксплуатации трубы – в ячейку R11C5 вводят время эксплуатации трубы (в годах) с момента ввода газопровода в работу до момента обследования.

5.11 Минусовая погрешность прибора – в ячейку R12C5 вводят минусовую погрешность прибора, которым измерялись параметры дефектов, т.е. величину, на которую показания прибора могут быть занижены по сравнению с действительной глубиной дефектов.

5.12 Тип дефектной области – в ячейку R13C5 вводят номер типа дефектной области (1 – дефектная область содержит стресс-коррозионные дефекты; 2 – дефектная область содержит только другие дефекты).

5.13 В первый, второй и третий столбцы начиная с 23 строки вводят соответственно продольную координату, проекцию глубины дефектов и проекцию глубины общей коррозии. Глубину дефектов и общей коррозии измеряют по всей длине дефектной области в ее кольцевых сечениях, расположенных на расстоянии не более 25 мм друг от друга. В таблицу заносят максимальные значения дефектов и общей коррозии по результатам измерений в каждом кольцевом сечении. При этом допускается введение не более 1000 значений.

5.14 Максимальная скорость роста дефекта – в ячейку R19C5 вводят скорость роста дефекта в мм/год, определенную по результатам исследований (статистической обработке данных ВТД, контрольного измерения параметров дефектов и др.). Если максимальная скорость роста дефекта не определена, ячейка R19C5 должна быть свободна.

5.15 Текстовая информация в остальных ячейках листа *классификация*, не перечисленных в п.п.5.1-5.14, должна быть оставлена без изменения, а численные значения могут быть удалены или оставлены без изменения.

6 Расчет выполняют после ввода всех исходных данных путем нажатия клавиш Ctrl-K.

7 В результате расчета на листе *классификация* появятся следующие значения.

7.1 Максимальная глубина дефекта в пределах эффективной части – выводится в ячейку R14C5 в мм с учетом глубины общей коррозии и минусовой погрешности прибора при измерении глубины дефектов.

7.2 Длина эффективной части дефектной области – выводится в ячейку R15C5 в мм.

7.3 Площадь потери металла на проекции эффективной части дефектной области – выводится в ячейку R16C5 в мм^2.

7.4 Расчетная глубина дефектов выводится в четвертый столбец таблицы начиная с 23 строки как сумма глубины дефектов, общей коррозии и минусовой погрешности прибора.

7.5 Срок ремонта дефектной трубы – выводится в ячейку R17C5 в годах.

7.6 Указанные в п.п.7.5, 7.6 сроки вычисляются для рассматриваемой дефектной области. Если на трубе имеются другие дефектные области, то для получения срока ремонта дефектной трубы необходимо выполнить расчет для всех областей и принять меньшие значения.

8 После выполнения расчета файл сохраняют.

9 Перед распечаткой под таблицей на листе *классификация* вводят должность и фамилии лиц, ответственных за исходные данные и результаты расчета и проведение измерений параметров дефектов.

10 Пример расчета, выполненного с использованием программы ГАЗНАДЗОР-ОД-СР, приведен в Приложении 13.3.

Приложение 13.3

Срок ремонта дефектной трубы
(пример)

Наименование трубопровода	
Обозначение дефектной области	
Диаметр трубы, мм	1420
Толщина стенки трубы, мм	15,7
Рабочее давление, кгс/см2	70
Значение коэффициента Кпор	1,1
Нормативный предел текучести металла трубы, кгс/мм2	47
Нормативный предел текучести металла трубы, кгс/мм2	60
Время эксплуатации трубы, годы	20
Минусовая погрешность прибора, мм	0,5
Тип дефектной области	2
Максимальная глубина дефекта в пределах эффективной части, мм	3,9
Длина эффективной части дефектной области, мм	490
Площадь потери металла на проекции эффективной части, мм2	816
Срок ремонта дефектной трубы, годы	**9,6**
Максимальная скорость роста дефекта, мм/год	

Геометрические параметры дефектов:

Продольная координата, мм	Измеренная глубина трещин, мм	Глубина общей коррозии, мм	Расчетная глубина, мм
0	0,0	0,0	0,0
14	0,1	0,0	0,6
29	0,1	0,0	0,6
43	0,1	0,0	0,6
58	0,1	0,0	0,6
72	0,2	0,0	0,7
86	0,4	0,0	0,9
101	0,4	0,0	0,9
115	0,3	0,0	0,8
130	0,3	0,0	0,8
144	0,3	0,0	0,8
158	0,5	0,0	1,0
173	0,6	0,0	1,1
187	0,8	0,0	1,3
202	0,7	0,0	1,2
216	0,8	0,0	1,3

Продольная координата, мм	Измеренная глубина трещин, мм	Глубина общей коррозии, мм	Расчетная глубина, мм
230	1,0	0,0	1,5
245	0,9	0,0	1,4
259	0,9	0,0	1,4
274	0,9	0,0	1,4
288	1,0	0,0	1,5
302	1,1	0,0	1,6
317	1,3	0,0	1,8
331	1,0	0,0	1,5
346	1,4	0,0	1,9
360	3,4	0,0	3,9
374	1,9	0,0	2,4
389	2,3	0,0	2,8
403	1,5	0,0	2,0
418	1,0	0,0	1,5
432	1,1	0,0	1,6
446	1,0	0,0	1,5
461	1,1	0,0	1,6
475	0,9	0,0	1,4
490	0,9	0,0	1,4
504	0,9	0,0	1,4
518	0,9	0,0	1,4
533	1,0	0,0	1,5
547	1,0	0,0	1,5
562	0,9	0,0	1,4
576	1,0	0,0	1,5
590	2,8	0,0	3,3
605	1,0	0,0	1,5
619	1,1	0,0	1,6
634	1,0	0,0	1,5
648	0,6	0,0	1,1
662	0,1	0,0	0,6
677	0,1	0,0	0,6
691	0,0	0,0	0,5
706	0,0	0,0	0,0

Ведущий инженер И.И.Иванов

Глубина дефекта, мм
16
14
12
10
8
6
4
2
0
0
100
200
300
400
500
600
700
Продольная координата, мм
Огибающая дефекта(ов)
Внешняя поверхность стенки трубы
Внутренняя поверхность стенки трубы
Аппроксимация дефекта (ов)

Приложение 14

ВЕДОМОСТЬ ДЕФЕ КТОВ ТРУБ № _____

газопровод _____ км _____ шурф _____

№ пропуска	№ трубы	Километраж			Координата по одометру, м			Характеристика труб					Характеристика дефектов													Допускаемый ремонт	
		Обследованного участка			Обследованного участка						Ориентация продольных швов		ВТД							Обследование							
		начала	конца	Дефекта	начала	конца	Дефекта	Конструкция	Длина, м	Толщина стенки, мм	Первый шов	Второй шов	Тип дефекта	Расстояние от кольцевого шва, м	Расстояние от продольного шва, м	Угловая ориентация, часы	Длина, мм	Ширина, мм	Максимальная глубина, мм	Наименование дефекта	Расстояние от кольцевого шва, м	Расстояние от продольного шва, м	Угловая ориентация, часы	Длина, мм	Ширина, мм	Максимальная глубина, мм	Дефектного участка трубы	Всей трубы

РЕКОМЕНДАЦИИ
по заполнению ведомости дефектов труб

В первом столбце указывают номер пропуска ВТД, в результате которого обнаружен соответствующий дефект.
№ трубы, координаты по одометру, характеристики дефекта (ВТД) принимают по пропуску ВТД, указанному в первом столбце.
Километраж указывают с точностью 3 знака после запятой (с точностью до метра).

Библиография

1 ПБ 03-372-00 Правила аттестации и основные требования к лабораториям неразрушающего контроля

2 ПБ 03-440-02 Правила аттестации персонала в области неразрушающего контроля

3 Правила производства работ при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов, утвержденные Членом Правления ОАО «Газпром» Б.В.Будзуляком 12 апреля 2006 г.

4 ВРД 39-1.11-014-2000 Методические указания по освидетельствованию и идентификации стальных труб для газонефтепроводов

5 Временная инструкция по повторному применению труб при капитальном ремонте линейной части магистральных газопроводов, утвержденная Начальником Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» Б.В.Будзуляком 8 июля 2005 г.

6 ВСН 1-84 Тройники и тройниковые соединения сварные на Ру 5,5 и 7,5 МПа (55 и 75 кгс/см^2)

7 СНиП 2.05.06-85* Магистральные трубопроводы

8 ВСН 39-1.10-001-99 Инструкция по ремонту дефектных труб магистральных газопроводов полимерными композитными материалами

9 ВРД 39-1.10-013-2000 Руководящий документ по применению композитных материалов фирмы «Порсил лтд» (г.Санкт-Петербург) для ремонтных работ на объектах нефтяной и газовой промышленности

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