

**СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ**

---

**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ИНТЕРГАЗ ЦЕНТРАЛЬНАЯ АЗИЯ»**

**ОЦЕНКА ДЕФЕКТОВ ТРУБ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ  
ДЕТАЛЕЙ ПРИ РЕМОНТЕ И ДИАГНОСТИРОВАНИИ  
ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МГ, ОЦЕНКА  
РАБОТОСПОСОБНОСТИ УЧАСТКОВ ЛИНЕЙНОЙ  
ЧАСТИ МГ С КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ**

**СТ АО 970740000392-30-2013**

## **ПРЕДИСЛОВИЕ**

1 РАЗРАБОТАН ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

2 УТВЕРЖДЁН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ решением Правления  
АО «Интергаз Центральная Азия» протокол № 30 от 25 декабря 2013 года

3 СОГЛАСОВАН

- Комитет по государственному контролю за чрезвычайными ситуациями и промышленной безопасностью Министерства по чрезвычайным ситуациям Республики Казахстан (письмо от 27 ноября 2013 года № 19-03-14/ЗТ-А-2298)

- Министерство нефти и газа Республики Казахстан (письмо от 18 декабря 2013 года № 08-08-473)

**Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без разрешения АО «Интергаз Центральная Азия»**

## Содержание

1 Область применения .....	5
2 Нормативные ссылки .....	5
3 Термины, определения, сокращения .....	6
4 Общие положения .....	9
4.1 Классификация дефектов и повреждений труб и соединительных деталей трубопроводов .....	9
4.2 Общие требования к структуре и составу исходных данных .....	13
4.3 Требования к результатам диагностических обследований .....	14
5 Расчетные схемы и методы оценки нагрузок и воздействий .....	17
6 Методология оценки прочности и долговечности труб и соединительных деталей трубопроводов с коррозионными дефектами и повреждениями .....	18
6.1 Критерии и методы оценки прочности .....	18
6.2 Критерии и методы оценки долговечности .....	20
6.3 Критерии ранжирования коррозионных дефектов по степени опасности .....	21
7 Комплексный анализ исходных данных при оценке прочности и долговечности труб и соединительных деталей трубопроводов с коррозионными дефектами и повреждениями .....	23
7.1 Анализ данных, полученных по результатам диагностических обследований .....	23
7.2 Анализ данных о нагрузках и воздействиях .....	24
8 Алгоритм оценки прочности труб и соединительных деталей трубопроводов с коррозионными дефектами .....	26
8.1 Оценка прочности труб и соединительных деталей трубопроводов с одиночными дефектами .....	26
8.2 Оценка прочности труб и соединительных деталей трубопроводов с групповыми дефектами .....	32

8.3 Ранжирование дефектов по степени опасности .....	38
9 Алгоритм оценки долговечности труб и соединительных деталей трубопроводов с коррозионными дефектами и повреждениями .....	39
9.1 Анализ повреждающих факторов, влияющих на развитие дефектов ..	39
9.2 Расчетная оценка долговечности труб и соединительных деталей трубопроводов с коррозионными дефектами и повреждениями .....	41
10 Рекомендации по планированию эффективных технических решений на основе полученных оценок работоспособности участков линейной части магистральных газопроводов .....	42
10.1 Оценка работоспособности участков линейной части магистральных газопроводов .....	42
10.2 Разработка рекомендаций по методам и срокам проведения диагностических обследований участков линейной части магистральных газопроводов .....	43
Приложение А (рекомендуемое) Оценка работоспособности участка газопровода с одиночным дефектом при учете напряжений от внутреннего давления.....	45
Приложение Б (рекомендуемое) Оценка работоспособности участка газопровода с одиночным дефектом при учете напряжений от внутреннего давления, осевых и изгибающих нагрузок и воздействий.....	46
Приложение В (справочное) Оценка работоспособности участка газопровода с групповыми дефектами.....	49
Приложение Г (справочное) Экспресс-метод ранжирования дефектов по степени опасности.....	52
Приложение Д (справочное) Методический пример, иллюстрирующий основные положения методики по оценке долговечности и сроков технической диагностики участков линейной части магистральных газопроводов.....	56
Библиография .....	59

## 1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает методику оценки работоспособности и долговечности труб и соединительных деталей трубопроводов с коррозионными дефектами при ремонте и диагностировании участков магистральных газопроводов диаметром до 1420 мм с избыточным давлением газа до 9,8 МПа (100 кгс/см<sup>2</sup>) включительно.

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

1.2 Настоящий стандарт предназначен для организаций, выполняющих работы по диагностированию и ремонту магистральных газопроводов.

## 2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 9.602-2005 Единая система защиты от коррозии и старения. Сопоружения подземные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ 5272-68 Коррозия металлов. Термины

ГОСТ 15467-79 Управление качеством продукции. Основные понятия. Термины и определения

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

### 3 Термины, определения, сокращения

В настоящем стандарте применены термины в соответствии с ГОСТ 5272, ГОСТ 15467, а также следующие термины с соответствующими определениями:

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

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

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

**3.4 линейная часть магистрального газопровода (газопровод):** Составная часть магистрального газопровода – трубопровод (от места выхода с промысла, подготовленного к дальнему транспорту газа) с ответвлениями и лупингами, запорной арматурой, переходами через естественные и искусственные препятствия, газораспределительными станциями, узлами подключения компрессорных станций, узлами замера расхода газа, пунктами редуцирования газа, узлами пуска и приема очистных устройств, конденсатосборниками и устройствами для ввода метанола.

**3.5 потенциально-опасный участок:** Элемент линейной части магистрального газопровода, который в силу своих конструктивных особенностей, природных условий эксплуатации или близости по отношению к внешним техногенным воздействиям, подвержен проявлению критических отказов с ожидаемой частотой потока отказов существенно большей среднего значения по всему рассматриваемому газопроводу.

**Примечание** – Допускается расширительное толкование понятия потенциально-опасного участка, при котором к потенциально-опасным участкам относят также участки, аварии на которых могут привести к тяжким последствиям. Такие участки характеризуются близостью к источникам техногенных воздействий или к локальным региональным

объектам с повышенной транспортной, промышленной или строительной активностью и более высоким риском в отношении людей и окружающей среды.

**3.6 предельное состояние газопровода:** Состояние, при котором дальнейшая эксплуатация газопровода или восстановление его работоспособности недопустимы или нецелесообразны.

**3.7 расчетное разрушающее давление:** Определяемое расчетным путем значение внутреннего давления, при котором прогнозируется разрушение участка газопровода с дефектом

В настоящем стандарте приняты следующие обозначения:

$A$	-	площадь коррозионного дефекта в проекции на продольную плоскость сечения стенки трубы, $мм^2$
$A_c$	-	площадь коррозионного дефекта в проекции на плоскость поперечного сечения трубы, $мм^2$
$A_r$	-	коэффициент сокращения площади поперечного сечения трубы
$D_n$	-	номинальный внешний диаметр трубы, $мм$
$E$	-	модуль Юнга для металла трубы, $Мпа$
$H_1$	-	коэффициент, учитывающий влияние сжимающих продольных напряжений в стенке трубы
$K_{np}$	-	проектный коэффициент запаса
$K_\phi$	-	фактический коэффициент запаса
$N$	-	количество дефектов на текущей линии проекции при оценке группы взаимодействующих дефектов
$M$	-	коэффициент, учитывающий длину дефекта
$M_i$	-	коэффициент, учитывающий длину отдельного дефекта, входящего в группу взаимодействующих дефектов
$M_{nm}$	-	коэффициент, учитывающий общую длину последовательно расположенных дефектов с номера $n$ по номер $m$ в группе взаимодействующих дефектов
$c$	-	длина дефекта в окружном направлении, $мм$
$d$	-	глубина дефекта, $мм$
$d_i$	-	глубина одиночного дефекта, входящего в группу взаимодействующих дефектов, $мм$
$k_1$	-	коэффициент надежности по материалу
$k_n$	-	коэффициент надежности по ответственности трубопровода
$l$	-	длина дефекта в осевом направлении, $мм$

$l_i$	-	длина одиночного дефекта, входящего в группу взаимодействующих дефектов, мм
$m$	-	коэффициент условий работы трубопровода
$n$	-	коэффициент надежности по нагрузке
$p$	-	рабочее давление в газопроводе, МПа
$p_p$	-	разрушающее давление для дефектного участка газопровода, МПа
$p_p^o$	-	разрушающее давление для дефектного участка газопровода с одиночным дефектом, МПа
$p^-$	-	разрушающее давление для дефектного участка газопровода с одиночным дефектом при учете сжимающих напряжений, МПа
$p_i$	-	разрушающее давление для дефектного участка газопровода с групповыми дефектами при учете каждого дефекта в отдельности, МПа
$p_{nm}$	-	разрушающее давление для дефектного участка газопровода с групповыми взаимодействующими дефектами с учетом общей длины последовательно расположенных дефектов с номера $n$ по номер $m$ , МПа
$s_i$	-	расстояние в продольном направлении между двумя соседними дефектами, мм
$s_k$	-	расстояние в кольцевом направлении между соседними дефектами, мм
$t$	-	номинальная толщина стенки трубы, мм
$t_e$	-	эквивалентная толщина стенки, мм
$t_l$	-	локальная толщина стенки, мм
$\alpha$	-	коэффициент линейного расширения металла трубы, $1/град\ C$
$\Delta t$	-	температурный перепад, положительный при нагревании, $град\ C$
$\varphi_k$	-	угол между соседними дефектами, $град$
$\mu$	-	коэффициент Пуассона для металла трубы
$\theta$	-	отношение длины дефекта в окружном направлении к номинальному внешнему периметру трубы
$\rho$	-	минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, мм
$\sigma_s$	-	минимальное значение предела прочности принимаемое по государственным стандартам и техническим условиям на трубы, МПа
$\sigma_1$	-	граничное значение продольных сжимающих напряжений при проверке необходимости их учета
$\sigma_{np}$	-	суммарные продольные напряжения, МПа



$\sigma_{np}^N$	-	напряжения от осевых нагрузок, МПа
$\sigma_{np}^M$	-	напряжения от изгибающих нагрузок, МПа
$\sigma_T$	-	минимальное значение предела текучести, принимаемое по государственным стандартам и техническим условиям на трубы, МПа

## 4 Общие положения

### 4.1 Классификация дефектов и повреждений труб и соединительных деталей трубопроводов

4.1.1 Для целей настоящего стандарта дефекты труб и соединительных деталей классифицируются по видам и степени влияния на работоспособность.

4.1.2 Различают следующие виды дефектов труб и соединительных деталей:

- дефекты геометрии;
- дефекты стенки;
- дефекты сварных соединений.

4.1.2.1 Дефекты геометрии труб и соединительных деталей - дефекты, связанные с изменением формы поперечного сечения. К ним относятся: вмятина, гофр, овализация.

4.1.2.2 К дефектам стенки труб и соединительных деталей относятся: потеря металла (коррозия, эрозионный износ и т.п.), механическое повреждение, расслоение, трещина, коррозионное растрескивание.

4.1.2.3 Дефекты сварного соединения (шва) - это дефекты в самом сварном шве или в околошовной зоне. Типы и параметры дефектов сварных соединений регламентируются соответствующими нормативными документами.

4.1.3 По степени влияния на работоспособность (по степени опасности) выделяют незначительные, докритические, критические и закритические дефекты.

4.1.3.1 Незначительный дефект – дефект, не оказывающий существенного влияния на надежность эксплуатации и долговечность газопровода; производится фиксация дефекта для последующих сравнений с результатами плановых обследований.

4.1.3.2 Докритический дефект – допустимый дефект при условии периодического контроля методами наружной и внутритрубной дефектоскопии.

4.1.3.3 Критический дефект – дефект, являющийся допустимым только при создании до ремонта особых условий эксплуатации газопровода, обеспечивающих необходимый уровень снижения действующих нагрузок. В случае невозможности снижения действующих нагрузок, все обнаруженные критические дефекты должны быть устранены заменой труб (катушек) и соединительных деталей, заваркой, установкой муфт или другими способами ремонта в соответствии с [1,2].

4.1.3.4 Закритический дефект – дефект, при котором дальнейшая эксплуатация газопровода недопустима. К закритическим независимо от геометрических размеров относятся вмятины и гофры в случае, если:

- вмятина или гофр находится на участке категории I по СНиП РК 3.05-01-2010 [3];

- вмятина или гофр находится на соединительной детали (тройнике, отводе, переходнике, сферическом днище), за исключением кривых вставок холодной гибки с радиусом кривизны  $R \geq 40 D_n$ ;

- вмятина или гофр находится в зоне расположения кольцевого или продольного сварного шва или в зоне термического влияния сварных швов;

- в площади вмятины или гофра обнаружены дефекты стенки трубы любого происхождения (трещины, царапины, задиры, утонения стенки коррозионного или иного происхождения и др.). При этом необходимо путем применения неразрушающих методов контроля убедиться, что дефекты стен-

ки трубы отсутствуют не только на наружной, но и на внутренней поверхности трубы в зоне вмятины или гофра;

- края вмятины или гофра не имеют плавного сопряжения с основной поверхностью трубы (имеют место изломы поверхности на границе сопряжения).

4.1.4 Классификация дефектов по степени опасности проводится по результатам прочностных расчетов.

4.1.5 В соответствии с методикой, отраженной в положениях настоящего стандарта, оценке по степени опасности подлежат следующие дефекты стенки труб и соединительных деталей, подверженных действию внутреннего давления или внутреннего давления в сочетании с осевыми и изгибающими нагрузками:

- внутренняя коррозия и эрозия в основном металле труб;
- внешняя коррозия в основном металле труб;
- коррозия в зоне сварных швов при отсутствии в них недопустимых по действующим нормам дефектов сварки;

- утонение стенки, в том числе при ремонте шлифованием согласно требованиям строительных норм, при выполнении следующих условий:

- а) в результате шлифования должен оставаться дефект с гладким профилем;

- б) устранение исходного дефекта с помощью шлифования должно быть проверено методами неразрушающего контроля, регламентируемыми правилами проведения ремонта;

4.1.6 Дефекты труб и соединительных деталей не перечисленные в 4.1.5 оцениваются по СТ ГУ 153-39-012 [4].

4.1.7 При оценке прочности и долговечности реальный дефект на поверхности газопровода заменяют эквивалентным дефектом, который характеризуется следующими геометрическими параметрами, обозначенными на рисунке 1.

- длиной  $l$ , обозначающей длину проекции дефекта на продольную плоскость сечения стенки трубы;
- шириной  $c$ , обозначающей длину проекции дефекта на поперечную плоскость сечения стенки трубы;
- глубиной  $d$ , изменяющейся по длине и ширине дефекта;
- площадью  $A$ , обозначающей площадь проекции дефекта на продольную плоскость сечения стенки трубы;
- площадью  $A_c$ , обозначающей площадь проекции дефекта на поперечную плоскость сечения стенки трубы.

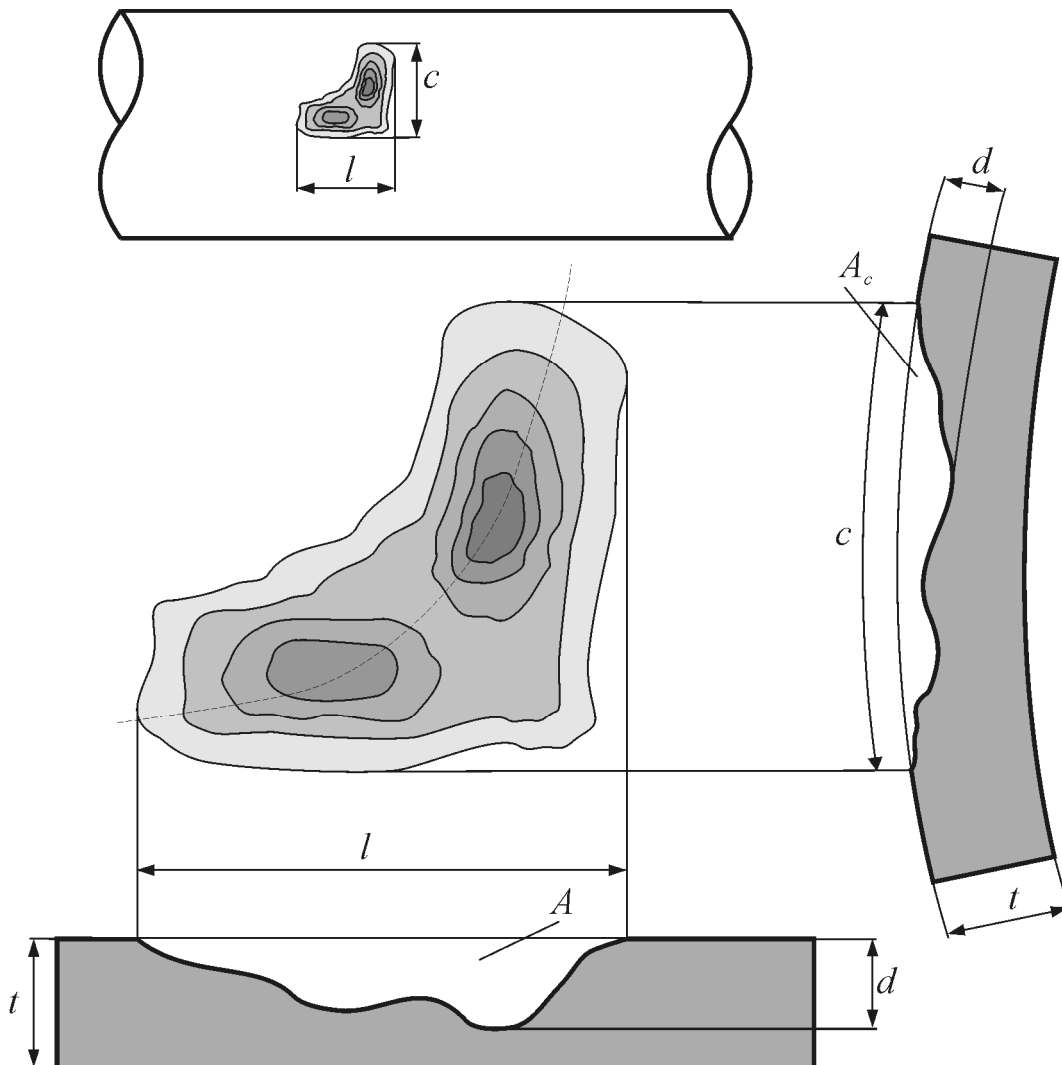


Рисунок 1 - Схематизация дефекта

4.1.8 Наличие коррозионных дефектов, а также эрозионных повреждений, определяют по данным эксплуатации, обследования технического со-

стояния (в том числе внутритрубной дефектоскопии) и коррозионного мониторинга магистральных газопроводов.

4.1.9 Вид, расположение, ориентацию и размеры коррозионных повреждений в основном металле труб и сварных соединениях, а также расстояния между дефектами в окружном и осевом направлениях устанавливают по данным внутритрубной дефектоскопии и (или) при проведении визуального и измерительного контроля.

4.1.10 Указанные в 4.1.7 параметры могут быть установлены при проведении текущих, плановых или внеплановых ремонтных и ремонтно-восстановительных работ в соответствии с требованиями нормативной документации, регламентирующей их проведение.

## **4.2 Общие требования к структуре и составу исходных данных**

4.2.1 Обязательным элементом исходной информации для оценки технического состояния участка газопровода, применительно к которому проводят расчеты прочности и долговечности, является конструктивное исполнение газопровода, включающее в себя:

- типоразмер труб (диаметр, толщина стенки, марка стали, технология изготовления труб, технические условия на трубы);
- спецификации на трубы и используемое технологическое оборудование;
- раскладку труб вдоль трассы газопровода.

4.2.2 Необходимо учитывать расположение газопровода относительно других коммуникаций (газо- нефтепроводы и продуктопроводы, электросети, железные и автомобильные дороги и т.п.).

4.2.3 При необходимости могут быть собраны и рассмотрены данные об авариях и отказах, имевших место на газопроводе в процессе строительства и эксплуатации.

**Примечание** - Необходимая информация может быть получена на основе сведений, представленных в актах расследований аварий. В актах приводятся данные о месте

и времени возникновения аварии, причине возникновения, масштабах повреждений и принятых первоочередных мерах по локализации аварии.

4.2.4 При необходимости могут быть собраны и рассмотрены данные о ремонтных и ремонтно-восстановительных работах, выполненных на газопроводе.

Примечание - Данные о выполненных на газопроводе ремонтно-восстановительных работах представлены в актах, составляемых по итогам их выполнения.

4.2.5 Следует рассмотреть и проанализировать материалы, содержащие результаты обследований, выполненных ранее на газопроводе. Необходимо учитывать результаты текущего эксплуатационного мониторинга, выполняемого штатными службами эксплуатирующей организации, а также результаты специализированных обследований (если таковые имели место), выполненных на основе дополнительных соглашений и программ штатными службами и привлеченными сторонними организациями.

4.2.6 Полученные данные должны быть обработаны с целью выявления следующих параметров и групп данных о газопроводе, которые необходимо учитывать при расчетах прочности и долговечности:

- характерных типов повреждений и механизмов деградации свойств объекта;
- характерных и максимальных размеров повреждений;
- данных о кинетике развития дефектов и повреждений;
- фактических (располагаемых) физико-механических свойств металла труб в сравнении с исходными показателями, зафиксированными на момент поставки.

### **4.3 Требования к результатам диагностических обследований**

4.3.1 С учетом специфики обследуемого участка газопровода, характера возможных дефектов и кинетики их развития для обнаружения и локализации дефектов могут быть использованы следующие методы и средства неразрушающего контроля:

- визуальный и измерительный контроль состояния наружной поверхности основного металла и сварных соединений труб и соединительных деталей;
- ультразвуковой контроль толщины стенок труб и соединительных деталей;
- контроль твердости основного металла и металла сварных соединений труб и соединительных деталей;
- выборочный капиллярный контроль, магнитопорошковый или вихре-токовый контроль состояния основного металла и сварных соединений труб и соединительных деталей;
- выборочный ультразвуковой контроль состояния металла сварных соединений труб и соединительных деталей;
- выборочный рентгенографический контроль состояния сварных соединений труб и соединительных деталей;
- выборочный металлографический контроль структуры основного металла и металла сварных соединений труб и соединительных деталей.

4.3.2 Визуальный и измерительный контроль является обязательным методом контроля при диагностическом обследовании в шурфе и должен проводиться до выполнения других методов неразрушающего контроля. Визуальный и измерительный контроль проводится в объеме 100 % наружной поверхности подготовленной зоны контроля.

4.3.3 Визуальный контроль состояния наружной поверхности основного металла труб и соединительных деталей проводится с целью выявления поверхностных дефектов металла (различных видов коррозионных и механических повреждений, поверхностных трещин, расслоений, выходящих на поверхность, вмятин, гофров, овальности сечений и др.). Визуальный контроль сварных швов проводится для выявления смещения кромок, несоответствия размеров (ширины, высоты) шва, поверхностных дефектов (трещин, свищей, пор, подрезов и др.).

4.3.4 Измерительный контроль проводится для определения фактических размеров обнаруженных поверхностных дефектов, а также для установления их местоположения на трубе или соединительной детали.

4.3.5 Ультразвуковой контроль основного металла труб и соединительных деталей проводится для проверки соответствия фактических значений толщин стенок элементов данным исполнительной документации, сертификатам и соответствующим нормативным требованиям, а также для контроля металла на сплошность (оценка степени коррозионного, эрозионного износа внутренней поверхности элементов и определение внутренних дефектов типа расслоений, ликваций и т.д.).

4.3.6 Контроль твердости основного металла и сварных соединений труб и соединительных деталей проводится с целью проверки соответствия их фактических характеристик механических свойств нормативным требованиям, а также для сравнения с исходными значениями сертификатов на материал.

4.3.7 Выборочные виды неразрушающего контроля, указанные в 4.3.1, следует применять для контроля основного металла и сварных соединений в зоне следующих дефектов:

- механические повреждения (задиры, забоины, царапины и т. п.) не зависимо от их глубины;
- коррозионные повреждения глубиной более 50 % толщины стенки;
- на деформированных участках труб (вмятины, гофры), включая прилегающую зону размером 100 мм;
- дефекты сварных швов (смещения кромок, изломы оси, подрезы, скопление пор др.);
- участки с аномально высокими значениями твердости;
- другие сомнительные места наружной поверхности основного металла и металла сварных соединений.



4.3.8 Выполнение работ по дефектоскопическому обследованию потенциально опасных участков приборами неразрушающего контроля осуществляются в соответствии с регламентом и техническим руководством на используемые диагностические приборы и оборудование.

4.3.9 По инициативе проводящей инспекцию стороны и по согласованию с эксплуатирующей организацией номенклатура используемых диагностических средств может быть расширена или изменена.

4.3.10 Для определения показателей напряженно-деформированного состояния участка газопровода может быть проведено тензометрирование при различных режимах эксплуатации, а также контроль методами магнитной памяти металлов, акустической тензометрии, магнитошумовым методом и другими методами и видами контроля.

4.3.11 Для восполнения данных о физико-механических свойствах основного металла и металла сварных соединений должны быть проведены лабораторные испытания образцов из стали аналогичной марки на основе методик, установленных соответствующими нормативными документами, регламентирующими проведение таких испытаний.

## **5 Расчетные схемы и методы оценки нагрузок и воздействий**

5.1 Требования к расчетным схемам определяются геометрией трассы, способом прокладки, режимами эксплуатации и региональными условиями взаимодействия с окружающей средой.

5.2 Расчетные схемы должны соответствовать классификации участков газопроводов по принципу однородности способов прокладки, конструктивным особенностям, грунтово-геологическим условиям, нагрузкам и воздействиям. Обязательным условием обеспечения однородности в пределах выделенного участка является наличие единой конструктивной схемы газопровода, постоянство геометрических характеристик и физико-механических свойств труб.

5.3 При первичном разбиении линейной части магистрального газопровода на участки по вышеперечисленным признакам рекомендуется руководствоваться делением на категории, принятом в СНиП РК 3.05.01-2010 [3].

5.4 Конкретный выбор расчетной схемы подчиняется нормам СНиП РК 3.05.01-2010 [3] для магистральных трубопроводов и соответствующей нормативной и методологической литературе.

5.5 Нагрузки и воздействия на газопроводы по источнику возникновения делятся на две группы: функциональные и природно-климатические.

5.6 Перечень функциональных нагрузок и их величина формируются и регулируются конструктивной схемой газопровода и реализуемыми на практике режимами эксплуатации. К функциональным нагрузкам относятся внутреннее давление, дополнительные весовые нагрузки и температурные воздействия, обусловленные взаимодействием конструкции с перекачиваемым продуктом.

5.7 Сведения о функциональных нагрузках в объеме, достаточном для первичного анализа, представлены в проектной и нормативной документации.

5.8 Природно-климатические нагрузки обусловлены взаимодействием трубопровода с окружающей средой. Данные о типах и уровнях природно-климатических нагрузок должны быть получены на основе анализа принятых конструктивных решений и информации о трассе, включающей основные природно-климатические характеристики.

## **6 Методология оценки прочности и долговечности труб и соединительных деталей трубопроводов с коррозионными дефектами и повреждениями**

### **6.1 Критерии и методы оценки прочности**

6.1.1 Прочность труб и соединительных деталей трубопроводов определяется исходя из выполнения следующего условия

$$Q \leq R, \quad (6.1)$$

где  $Q$  - значение обобщенного параметра нагрузки;

$R$  - значение обобщенного параметра сопротивления.

6.1.2 В случае, когда основным силовым фактором, определяющим напряженно-деформированное состояние участка трубопровода является внутреннее давление, формулу (6.1) записывают в виде неравенства

$$p \leq p_p, \quad (6.2)$$

где  $p$  - рабочее давление на участке газопровода;

$p_p$  - разрушающее давление рассматриваемой трубы или соединительной детали трубопровода на рассматриваемом участке газопровода.

6.1.3 В качестве показателя прочности труб и соединительных деталей трубопроводов рассматривают коэффициент запаса, вычисляемый по формуле

$$K = \frac{p_p}{p}, \quad (6.3)$$

6.1.4 При проектировании участков газопроводов для обеспечения их безотказной работы в расчетах на прочность в соответствии со СНиП РК 3.05.01-2010 [3] используют проектные значения коэффициента запаса  $K_{np}$ , вычисляемого по формуле

$$K_{np} = \frac{nk_1k_n}{m}, \quad (6.4)$$

где  $n$  - коэффициент надежности по нагрузке;

$k_1$  - коэффициент надежности по материалу;

$k_n$  - коэффициент надежности по ответственности трубопровода;

$m$  - коэффициент условий работы трубопровода.

6.1.5 Для эксплуатируемых участков газопроводов с учетом отклонения от проектных положений и наличия дефектов численное значение

фактического коэффициента запаса  $K_\phi$  несущей способности, рассчитанное по формуле (6.3), как правило, меньше проектного.

6.1.6 Согласно формуле (6.1) увеличение нагруженности (уменьшение коэффициента запаса) эксплуатируемого участка газопровода по сравнению с проектным уровнем при выполнении условия  $K_\phi > 1$  не приводит к потере его работоспособности. Решение о возможности и режиме дальнейшей эксплуатации участка газопровода при  $K_\phi > 1$  принимают исходя из степени его ответственности, которая характеризуется экономическими, социальными и экологическими последствиями отказов.

## 6.2 Критерии и методы оценки долговечности

6.2.1 Для целей настоящего стандарта под долговечностью труб и соединительных деталей трубопроводов с коррозионными дефектами и повреждениями следует принимать срок службы от момента обнаружения дефекта до момента перехода в предельное состояние ( $K_\phi = 1$ ).

6.2.2 Уменьшение значения фактического коэффициента запаса труб и соединительных деталей трубопроводов с коррозионными дефектами в процессе дальнейшей эксплуатации обусловлено увеличением геометрических размеров дефектов.

6.2.3 Прогнозные оценки развития дефектов общей и локальной коррозии могут быть получены путем интегрирования дифференциальных уравнений первого порядка (6.5).

$$\frac{dl}{dT} = V_{кор}^l(T), \quad \frac{dd}{dT} = V_{кор}^d(T), \quad \frac{dc}{dT} = V_{кор}^c(T). \quad (6.5)$$

В формуле (6.5) использованы следующие обозначения:

$l, d, c$  – длина, глубина и ширина коррозионного дефекта, м;

$V_{кор}^l(T)$ ,  $V_{кор}^d(T)$ ,  $V_{кор}^c(T)$  - скорости роста дефекта в длину, в глубину и в ширину, м/год:

$T$  – время, год.

6.2.4 Скорости коррозии в уравнении (6.5) различают в зависимости от направления. При проведении прогнозной оценки долговечности скорость роста коррозии по длине и ширине дефекта рекомендуется принимать приблизительно в двадцать раз больше скорости роста коррозии в глубину.

6.2.5 Приближенная оценка скорости коррозии на коррозионно-опасных участках может быть получена по результатам сравнения размеров коррозионных повреждений, зафиксированных в одной и той же области наблюдения в различные последовательные моменты времени.

6.2.6 Оценка скорости коррозии может быть получена с помощью датчиков и индикаторов скорости коррозии, размещенных вдоль трассы. В качестве расчетной следует принять наиболее неблагоприятную оценку скорости коррозии, полученную в процессе наблюдений.

6.2.7. При отсутствии прямых данных, полученных в соответствии с 6.2.5 и 6.2.6, в качестве расчетной оценки скорости локальной или общей коррозии могут быть приняты значения скорости коррозии, определенные для грунтов с идентичным показателем коррозионной агрессивности.

### **6.3 Критерии ранжирования коррозионных дефектов по степени опасности**

6.3.1 Настоящим стандартом для ранжирования коррозионных дефектов рекомендуется различать четыре уровня опасности дефектов:

- незначительный;
- докритический;
- критический;
- закритический.

6.3.2 Каждый уровень опасности дефекта характеризуется своим диапазоном допустимых значений коэффициента запаса.

6.3.3 Расчет диапазона допустимых значений коэффициента запаса для различных уровней опасности дефекта проводят по формулам, приведенным в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 – Формулы расчета диапазона допустимых значений коэффициентов запаса при ранжировании коррозионных дефектов по степени опасности

Степень опасности дефекта	Диапазон значений фактического коэффициента запаса
Незначительный	$K_{\phi} \geq K_4,$ $\text{где } K_4 = \frac{k_1}{6 + k_1} \left( 1 + 6 \frac{nk_n}{m} \right)$
Докритический	$K_3 \leq K_{\phi} < K_4,$ $\text{где } K_3 = \frac{k_1}{2,5 + k_1} \left( 1 + 2,5 \frac{nk_n}{m} \right)$
Критический	$K_2 \leq K_{\phi} < K_3,$ $\text{где } K_2 = \frac{k_1}{1,2 + k_1} \left( 1 + 1,2 \frac{nk_n}{m} \right)$
Закритический	$K_{\phi} < K_2$
Примечание – Коэффициент запаса $K_4$ соответствует вероятности отказа $q < 10^{-4}$ , $K_3$ соответствует вероятности отказа $q < 10^{-3}$ , $K_2$ соответствует вероятности отказа $q < 10^{-2}$ .	

6.3.4 Алгоритм ранжирования коррозионных дефектов по степени опасности приведен в разделе 8.3.

## **7 Комплексный анализ исходных данных при оценке прочности и долговечности труб и соединительных деталей трубопроводов с коррозионными дефектами и повреждениями**

### **7.1 Анализ данных, полученных по результатам диагностических обследований**

7.1.1 К группе данных, характеризующих прочность и долговечность газопровода относят:

- данные об авариях и отказах, произошедших в предшествующий период эксплуатации;
- данные о выполненных ремонтных работах;
- результаты диагностических обследований, выполненных ранее на газопроводе;
- результаты специализированных диагностических обследований и текущего эксплуатационного мониторинга.

7.1.2 В зависимости от программы и степени полноты выполненных ранее исследований в качестве исходных данных используют результаты:

- внутритрубных инспекций;
- электрометрических измерений (защитный потенциал «труба-земля», значения поперечного градиента потенциала, удельное электрическое сопротивление грунта вдоль трассы);
- визуально-измерительного контроля качества изоляционного покрытия, определения глубины заложения и пространственного положения газопровода, а также степени защищенности металла катодной защитой;
- визуально-измерительного контроля основного металла труб и сварных соединений;
- приборно-инструментального контроля состояния металла в шурфах (толщинометрия, твердометрия поверхностных слоев металла, ультразвуковой и рентгеновский контроль состояния сварных швов и основного металла);

- оценки дефектности труб и соединительных деталей при ремонте и диагностировании магистральных трубопроводов;
- оценки напряженно-деформированного состояния труб и соединительных деталей методами магнитной памяти металлов, акустической тензометрии, магнитошумовым методом, другими методами и видами контроля;
- акусто-эмиссионного контроля состояния металла на участках, прилегающих к шурфу;
- непосредственного измерения параметров нагрузок и воздействий на газопровод;
- грунтово-геологических изысканий вдоль трассы (распределение типов грунтов, водонасыщенность, уровень грунтовых вод);
- физико-химических измерений параметров грунта и почвенных электролитов вдоль трассы газопровода;
- топографической съемки фактического положения оси газопровода;
- испытаний отдельных участков газопровода и/или вырезанных ранее отрезков трубы (катушек) с дефектами и повреждениями;
- физико-механических испытаний образцов, вырезанных из металла катушек и труб аварийного запаса.

## **7.2 Анализ данных о нагрузках и воздействиях**

7.2.1 Для оценки прочности труб и соединительных деталей трубопроводов и получения прогнозных оценок долговечности должны быть получены данные о нагрузках и воздействиях на участке газопровода за предшествующий и на прогнозируемый период эксплуатации.

7.2.2 Перечень необходимых данных о нагрузках и воздействиях зависит от конструктивной схемы, реальных условий эксплуатации газопровода, а также применяемых при анализе расчетных схем и должен быть дополнительно уточнен для каждого объекта.



7.2.3 Данные о нагрузках и воздействиях представляют в форме функциональных зависимостей или в виде соответствующих числовых последовательностей.

Примечание - При отсутствии данных о нагрузках и воздействиях на участок газопровода за предшествующий период, могут быть использованы данные, относящиеся к аналогичным объектам.

7.2.4 Данные о нагрузках и воздействиях, должны быть проанализированы с целью выявления частотных и временных закономерностей. Анализ проводят с целью выделения постоянных и переменных составляющих нагрузок и воздействий, оценки их максимальных и минимальных значений.

7.2.5 При оценке технического состояния газопроводов в процессе эксплуатации должен быть рассмотрен комплекс вопросов, связанных с анализом состояний, характеризующихся нарушением проектного положения газопровода, происходящих под действием комплекса эксплуатационных и природно-климатических нагрузок вследствие их неполного или недостаточно точного учета.

7.2.6 Признаками нарушения проектного положения являются:

- просадки или выпучивание отдельных конструктивных элементов;
- образование свободно-провисших участков (арок) в вертикальной или горизонтальной плоскости;
- избыточные продольные перемещения, в том числе на крутоизогнутых участках;
- изменение конструктивной схемы газопровода, вызванное повреждением или разрушением отдельных конструктивных элементов (опоры, анкерные крепления, сброс пригрузов и др.).

Примечание - Перечень признаков непроектных положений является открытым и может быть дополнен решением эксперта, выполняющего оценку технического состояния.

7.2.7 В рамках анализа непроектных положений газопровода выявляют причины, условия реализации, механизмы развития и вероятные последствия, вызванные нарушением проектного положения.

7.2.8 Анализ непроектных состояний может быть выполнен на основе экспертного подхода, базирующегося на комплексной оценке технических решений, условий эксплуатации, опыте проектирования, строительства и эксплуатации аналогичных объектов.

## **8 Алгоритм оценки прочности труб и соединительных деталей трубопроводов с коррозионными дефектами**

### **8.1 Оценка прочности труб и соединительных деталей трубопроводов с одиночными дефектами**

8.1.1 При определении и схематизации одиночных дефектов необходимо использовать следующие данные:

- расстояние  $s_i$  между двумя соседними дефектами в продольном (осевом) направлении;
- расстояние  $s_k$  или угол  $\varphi_k$  между дефектами в поперечном (окружном) направлении.

8.1.2 Коррозионный дефект рассматривают как одиночный изолированный от других (см. рисунок 2) при выполнении хотя бы одного из следующих условий:

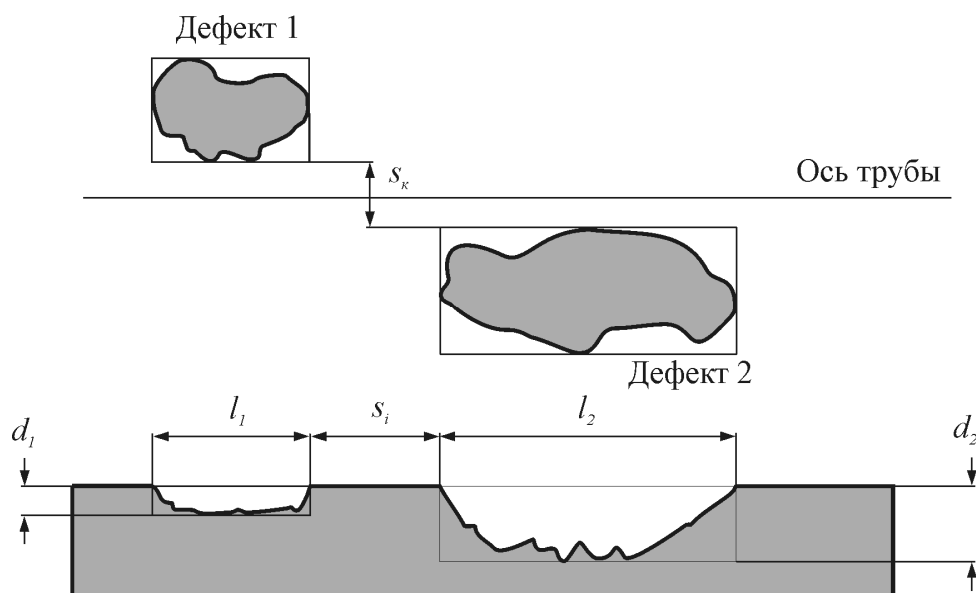


Рисунок 2 – Схематизация одиночных дефектов для определения их взаимодействия

- для расстояния  $s_i$ , мм, в продольном направлении между двумя соседними дефектами;

$$s_i > 2\sqrt{D_n t} \quad (8.1)$$

- для расстояния  $s_k$ , мм, в окружном направлении между соседними дефектами;

$$s_k > \pi\sqrt{D_n t}. \quad (8.2)$$

8.1.3 Условие (8.2) может быть выражено в единицах плоского угла  $\varphi_k$ , град, между соседними дефектами

$$\varphi_k > 360 \sqrt{\frac{t}{D_n}}. \quad (8.3)$$

8.1.4 Если оба условия (8.1) и (8.2) одновременно не выполняются, то необходимо учитывать взаимодействие дефектов на обследуемом участке газопровода и оценку работоспособности этого участка проводить в соответствии с требованиями раздела 8.2.

8.1.5 При выполнении условий (8.1) или (8.2) коррозионный дефект рассматривают как одиночный, не взаимодействующий с соседними дефектами.

8.1.6 Глубину дефекта  $d$  считают постоянной и равной максимальной по всей его длине  $l$  в продольном направлении (см. рисунок 1).

8.1.7 Разрушающее давление  $p_p^o$ , одиночного дефекта при учете напряжений только от внутреннего давления (первый этап) вычисляют по формуле

$$p_p^o = \frac{2t\sigma_{sp}(1-\varepsilon)}{(D_n - 2t)\left(1 - \frac{\varepsilon}{M}\right)}, \quad (8.4)$$

где

$$M = \sqrt{1 + 0,31 \frac{l^2}{D_n t}}, \quad \varepsilon = \frac{d}{t}. \quad (8.5)$$

8.1.8 Расчетное значение фактического коэффициента запаса  $K_\phi$  для данного участка определяют по формуле

$$K_\phi = p_p^o / p, \quad (8.6)$$

где  $p$  – рабочее давление на рассматриваемом участке газопровода.

8.1.9 Пример оценки работоспособности участка газопровода с одиночным дефектом при учете напряжений от внутреннего давления приведен в приложении А.

8.1.10 В случаях, когда продольные напряжения, вызванные действием осевых и изгибающих нагрузок, а также температурных воздействий на участке газопровода с коррозионными повреждениями могут влиять на величину расчетного разрушающего давления, необходимо учитывать эти напряжения.

8.1.11 Величину продольных напряжений устанавливают расчетными и измерительными методами в рамках оценки напряженно-деформированного состояния обследуемого участка газопровода с помощью одного или нескольких следующих способов:

- при проведении неразрушающего контроля;
- согласно требованиям норм и правил [3];
- методами строительной механики\*;
- посредством натурных измерений с помощью тензометрии.

8.1.12 В частности, согласно нормам и правилам [3] при проектном положении газопровода для прямолинейных и упругоизогнутых участков в отсутствии продольных и поперечных перемещений грунта, максимальные суммарные продольные напряжения  $\sigma_{np}$  от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба вычисляют по формуле

$$\sigma_{np} = \sigma_{np}^N + \sigma_{np}^M, \quad (8.7)$$

где  $\sigma_{np}^N$  - напряжения от осевых нагрузок, вычисляемые по формуле

$$\sigma_{np}^N = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{p(D_n - 2t)}{2t}, \quad (8.8)$$

$\sigma_{np}^M$  - напряжения от изгибающих нагрузок, вычисляемые по формуле

$$\sigma_{np}^M = \pm \frac{E D_n}{2\rho} \quad (8.9)$$

#### Примечания

1 В формуле (8.8) температурный перепад  $\Delta t$  принимают равным разнице между температурой эксплуатации газопровода и его температурой непосредственно после засыпки или другого способа фиксирования при монтаже. В зависимости от знака  $\Delta t$  температурные напряжения, выраженные первым слагаемым в правой части формулы (8.8), могут принимать положительное или отрицательное значение. В первом случае их считают растягивающими, а во втором – сжимающими.

2 Если значение радиуса упругого изгиба  $\rho$  оси газопровода, используемое в формуле (8.9), невозможно определить по имеющейся документации или иным способом, то его в соответствии с нормами и правилами принимают равным  $1000D_n$ .

3 Знак «плюс» в формуле (8.9) относится к растягивающим напряжениям от изгиба в сечении трубы, а знак «минус» - к сжимающим напряжениям от изгиба в том же сечении.

---

\* Для расчетной оценки напряженно-деформированного состояния в строительной механике рекомендуется использовать метод конечных элементов.

8.1.13 Для участков газопроводов, находящихся в непроектном положении, суммарные продольные напряжения рекомендуется определять с учетом упруго-пластических свойств материала трубы.

8.1.14 Влияние продольных напряжений на разрушающее давление для одиночного дефекта учитывают в зависимости от их величины и знака.

8.1.15 Если суммарные продольные напряжения  $\sigma_{np}$ , вычисленные по формуле (8.7), являются сжимающими, то их следует учитывать при выполнении неравенства

$$\sigma_{np} < \sigma_1, \quad (8.10)$$

где

$$\sigma_1 = -0,5 \sigma_{ep} \frac{(1-\varepsilon)}{\left(1-\frac{\varepsilon}{M}\right)}. \quad (8.11)$$

8.1.16 При выполнении неравенства (8.10) разрушающее давление определяют с учетом сжимающих продольных напряжения по формуле

$$p^- = \frac{2t\sigma_{ep}}{(D_n - 2t)} \frac{(1-\varepsilon)}{\left(1-\frac{\varepsilon}{M}\right)} H_1. \quad (8.12)$$

8.1.17 Поправочный коэффициент  $H_1$ , учитывающий влияние сжимающих напряжений, вычисляют по формуле

$$H_1 = \frac{1 + \frac{\sigma_{np}}{\sigma_{ep}} \frac{1}{A_r}}{1 - \frac{1}{2A_r} \frac{(1-\varepsilon)}{\left(1-\frac{\varepsilon}{M}\right)}}, \quad (8.13)$$

где  $A_r$  - коэффициент уменьшения площади поперечного сечения на дефектном участке, вычисляемый двумя способами:

- при известной площади проекции дефекта  $A_c$  на поперечную плоскость сечения трубы

$$A_r = 1 - \frac{A_c}{\pi D_n t}; \quad (8.14)$$

- при неизвестной площади проекции дефекта  $A_c$  на поперечную плоскость сечения трубы

$$A_r = 1 - \frac{d}{t} \theta, \quad (8.15)$$

где  $\theta$  - отношение ширины дефекта в окружном направлении к номинальному внешнему периметру трубы, вычисляемое по формуле

$$\theta = \frac{c}{\pi D_n}. \quad (8.16)$$

8.1.18 Разрушающим давлением на участке газопровода с одиночным дефектом при учете напряжений от внутреннего давления и сжимающих продольных напряжений считают наименьшее из разрушающих давлений, рассчитанных в соответствии с 8.1.7 и 8.1.16

$$p_p = \min(p_p^o, p^-). \quad (8.17)$$

8.1.19 Если неравенство (8.10) не выполняется, то расчеты, рекомендуемые в 8.1.16 и 8.1.17 не выполняют и разрушающее давление  $p_p$  принимают равным  $p_p^o$ .

8.1.20 Расчетное значение фактического коэффициента запаса  $K_\phi$  для данного участка определяют по формуле

$$K_\phi = p_p / p, \quad (8.18)$$

8.1.21 Пример оценки работоспособности участка газопровода с одиночным дефектом при учете напряжений от внутреннего давления, осевых и изгибающих нагрузок и воздействий приведен в приложении Б.

## 8.2 Оценка прочности труб и соединительных деталей трубопроводов с групповыми дефектами

8.2.1 При одновременном невыполнении условий (8.1) и (8.2) необходимо учитывать взаимодействие соседних дефектов на обследуемом участке газопровода и оценку работоспособности этого участка проводить для дефектов, объединенных в группу взаимодействующих.

8.2.2 Схематизацию групповых дефектов с учетом их взаимодействия проводят по изложенным ниже правилам.

8.2.2.1 Участок газопровода, имеющего протяженную зону с коррозионными дефектами, разбивают на части (отрезки трубы) протяженностью в продольном направлении не менее  $5,0\sqrt{D_H t}$  с перекрытием  $2,5\sqrt{D_H t}$ , как показано на рисунке 3.

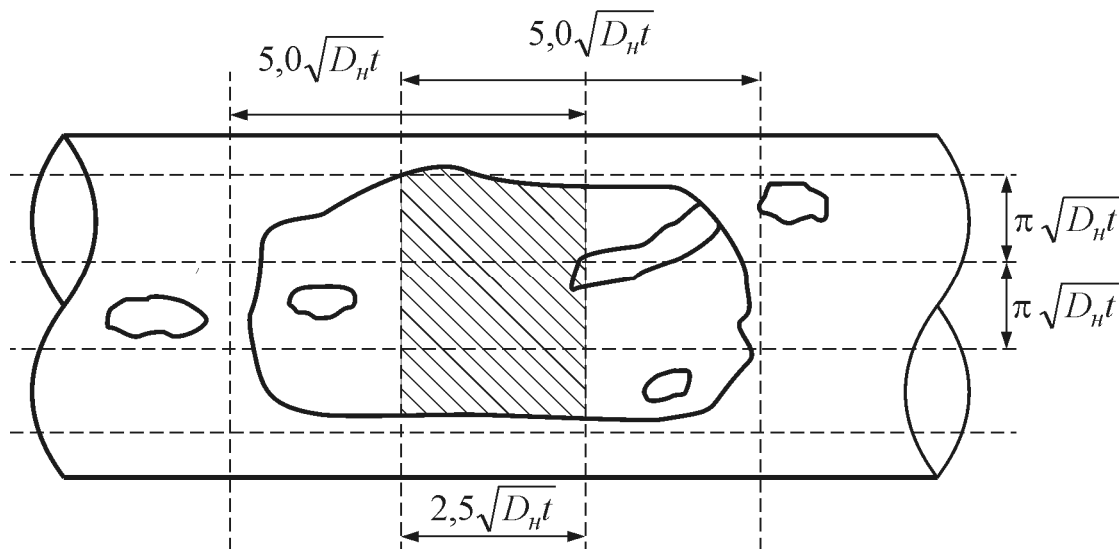


Рисунок 3 – Разбиение участка газопровода для учета взаимодействия групповых дефектов

**П р и м е ч а н и е** – Перекрытие позволяет учесть взаимодействие соседних дефектов из разных частей разбиения.

8.2.2.2 Для каждой части строят серию осевых линий проекции (см. рисунок 3), разнесенных по окружности трубы на расстояние  $\pi\sqrt{D_H t}$ , что соответствует значению плоского угла  $360 \sqrt{\frac{t}{D_H}}$  (в градусах).

8.2.2.3 На каждую линию проекции, называемую текущей, следует проецировать дефекты, лежащие на расстоянии меньшем или равном  $\pi\sqrt{D_H t}$  и



расположенные выше или ниже текущей линии проекции в пределах рассматриваемой части (см. рисунок 4).

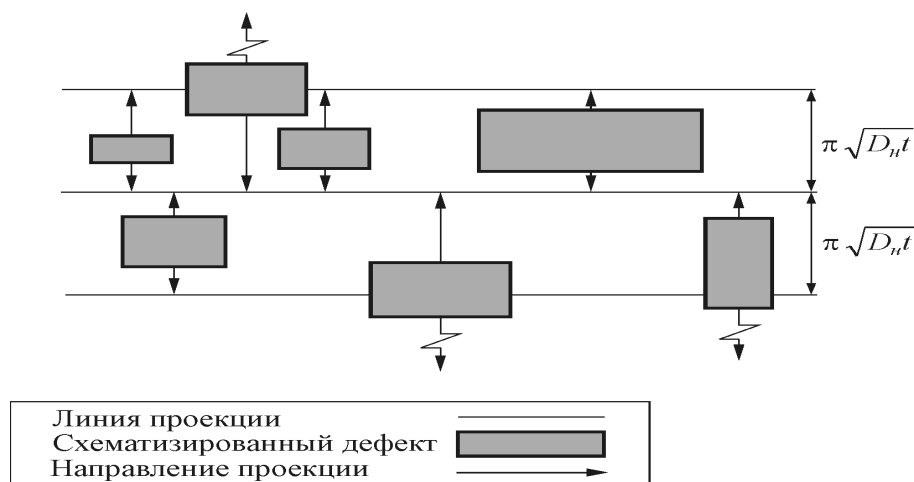


Рисунок 4 – Схематизация учета взаимодействия дефектов в окружном направлении

П р и м е ч а н и е – Ломанные стрелки на рисунке 4 означают, что соответствующие им дефекты, кроме текущей линии проекции, должны быть также спроектированы на другие (по направлению ломаной стрелки) линии проекции.

8.2.2.4 Если проекции двух или более дефектов на текущую линию проекции пересекаются, то их объединяют в один дефект, длина которого равна длине общей проекции, а глубина соответствует максимальной глубине дефекта, вошедшего в объединение (см. рисунок 5).

8.2.2.5 При объединении внутреннего и внешнего дефекта стенки трубы глубину объединенного дефекта принимают равной сумме глубин этих дефектов (см. рисунок 6).

8.2.2.6 Для зон, где потеря металла вследствие сплошной коррозии меньше 5% от номинальной толщины стенки  $t$ , допускается использовать локальные размеры толщины стенки  $t_l$  трубы и глубины дефекта  $d_l$  (см. рисунок 7).

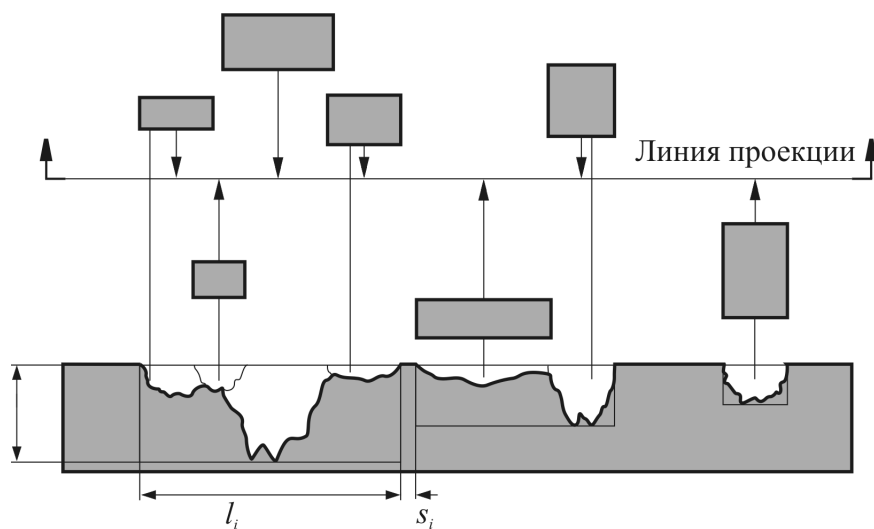


Рисунок 5 – Пересечение проекций одиночных дефектов на линии проекции с образованием объединенных дефектов

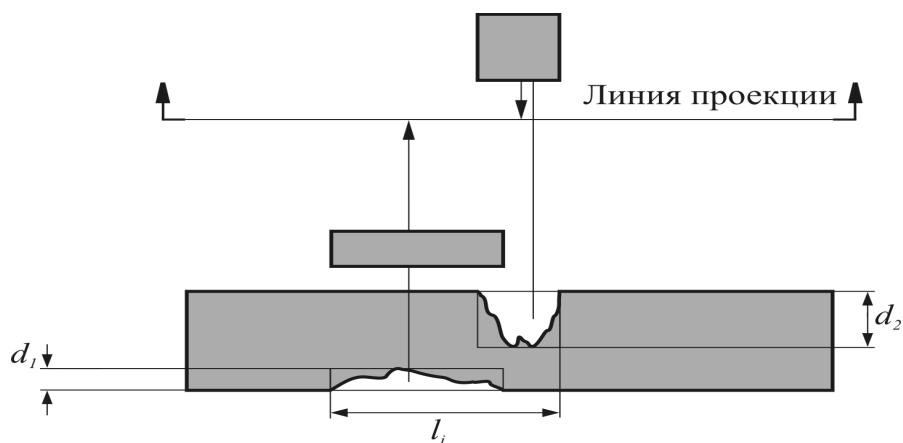


Рисунок 6 – Объединение внутреннего и внешнего дефектов

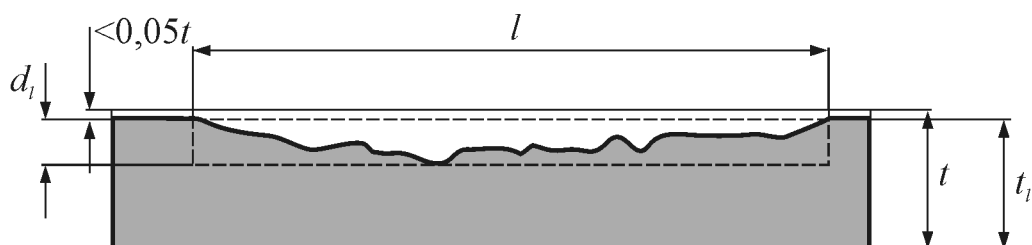


Рисунок 7 – Корректировка глубины дефекта для участков трубопровода со сплошной коррозией

8.2.3 Оценку работоспособности участка газопровода с групповыми взаимодействующими дефектами при учете напряжений от внутреннего давления проводят для каждой текущей линии проекции в пределах рассматриваемой части разбиения с учетом соответствующих данных по нижеприведенным правилам.

8.2.3.1 Дефекты, проецируемые на каждую текущую линию проекции, последовательно нумеруют в пределах рассматриваемой части.

8.2.3.2 Разрушающее давление  $p_i$  для каждого отдельного  $i$ -го дефекта из  $N$  дефектов, находящихся на текущей линии проекции в пределах рассматриваемой части вне взаимосвязи с другими дефектами (этап 1) вычисляют по формуле

$$p_i = \frac{2t\sigma_{\text{вп}}(1-\varepsilon_i)}{(D_n - 2t)\left(1 - \frac{\varepsilon_i}{M_i}\right)}, \quad i = 1, \dots, N, \quad (8.19)$$

где

$$M_i = \sqrt{1 + 0,31 \frac{l_i^2}{D_n t}}, \quad \varepsilon_i = \frac{d_i}{t}, \quad i = 1, \dots, N. \quad (8.20)$$

8.2.3.3 Для учета взаимодействия последовательно пронумерованных дефектов составляют все возможные комбинации объединения дефектов по следующим правилам:

- если число дефектов на текущей линии проекции больше либо равно двум, учитывают все пары последовательно расположенных взаимодействующих дефектов (первый и второй, второй и третий, третий и четвертый и т.д.);

- если число дефектов на текущей линии проекции больше либо равно трем, то кроме учитываемых на предыдущем шаге пар дефектов учитывают все тройки последовательно расположенных взаимодействующих дефектов (с первого по третий, со второго по четвертый, с третьего по пятый и т.д.)

- если число дефектов на текущей линии проекции больше либо равно четырем, то кроме учитываемых на предыдущем шаге пар и троек дефектов учитывают все наборы из четырех последовательно расположенных взаимодействующих дефектов (с первого по четвертый, со второго по пятый, с третьего по шестой и т.д.)

- процесс учета взаимодействующих дефектов продолжают до тех пор пока не будут учтены все наборы последовательно расположенных дефектов из общего их числа  $N$ , последним из которых является набор дефектов с первого по  $N$ -й. Общее число учитываемых наборов должно составлять сумму  $1 + 2 + 3 + \dots + N$ .

**Пример** – Если в пределах рассматриваемой части на текущую линию проекции спроецировано три последовательно расположенных дефекта с номерами 1, 2 и 3 то оценку разрушающего давления проводят:

- для каждого из трех дефектов в отдельности;
- для пар дефектов (1, 2), и (2, 3);
- для всех трех дефектов (1, 2, 3).

Общее число учитываемых наборов для данного примера равно 6.

8.2.3.4 Общую длину дефекта  $l_{nm}$ , состоящего из дефектов с номера  $n$  по номер  $m$  (см. рисунок 8) и объединенного в соответствии с 8.2.3.3, вычисляют по формуле

$$l_{nm} = l_m + \sum_{i=n}^{m-1} (l_i + s_i), \quad n, m = 1, \dots, N. \quad (8.21)$$

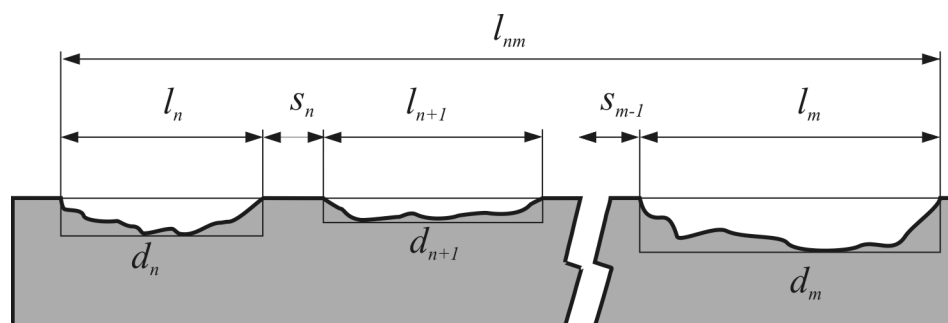


Рисунок 8 – Объединение взаимодействующих дефектов

8.2.3.5 Глубину объединенного дефекта  $d_{nm}$ , называемую эффективной, вычисляют по формуле

$$d_{nm} = \frac{\sum_{i=n}^m d_i l_i}{l_{nm}}. \quad (8.22)$$

8.2.3.6 Разрушающее давление для каждого объединенного дефекта (этап 1) вычисляют с учетом (8.22) по формуле

$$p_{nm} = \frac{2t\sigma_{ep}(1-\varepsilon_{nm})}{(D_n - 2t)\left(1 - \frac{\varepsilon_{nm}}{M_{nm}}\right)}, \quad (8.23)$$

где

$$M_{nm} = \sqrt{1 + 0,31 \frac{l_{nm}^2}{D_n t}}, \quad \varepsilon_{nm} = \frac{d_{nm}}{t}. \quad (8.24)$$

8.2.3.7 За разрушающее давление  $p_p$  для текущей линии проекции в пределах рассматриваемой части принимают минимальное его значение из всех рассчитанных по формуле (8.19) для одиночных дефектов и рассчитанных по формуле (8.23) для всех наборов объединенных дефектов, то есть

$$p_p = \min(p_1, p_2, \dots, p_N, p_{nm}) \quad (8.25)$$

8.2.3.8 Оценку разрушающего давления  $p_p$  для каждой следующей линии проекции в пределах данной части разбиения проводят по алгоритму, изложенному в 8.2.3.2 – 8.2.3.7. Разрушающим давлением считают минимальное из полученных значений разрушающего давления для каждой линии проекции в пределах рассматриваемой части газопровода.

8.2.3.9 Аналогично 8.2.3.8 проводят оценку разрушающего давления  $p_p$  для следующей части протяженностью  $5,0\sqrt{D_n t}$ , перекрывающей предыдущую в осевом направлении на протяжении  $2,5\sqrt{D_n t}$ .

8.2.3.10 Итоговым разрушающим давлением  $p_p$  на участке газопровода с групповыми взаимодействующими дефектами при учете напряжений от

внутреннего давления считают наименьшее из разрушающих давлений, рассчитанных в соответствии с 8.2.3.9 для каждой из частей.

8.2.3.11 Наиболее опасным дефектом на оцениваемом участке газопровода считают одиночный или объединенный дефект, для которого итоговое разрушающее давление определено в соответствии с 8.2.3.10.

8.2.3.12 Расчетное значение фактического коэффициента запаса  $K_\phi$  для данного участка определяют по формуле

$$K_\phi = p_p / p, \quad (8.26)$$

8.2.4 Пример оценки работоспособности участка газопровода с групповым дефектом приведен в приложении В.

### 8.3 Ранжирование дефектов по степени опасности

8.3.1 Ранжирование коррозионных дефектов по степени опасности проводят в соответствии с критериями раздела 6.3 в следующей последовательности.

8.3.2 По результатам выполнения работ, предусмотренных разделами 8.1 и 8.2, вычисляют значение фактического коэффициента запаса  $K_\phi$ .

8.3.3 В соответствии с категорией участка газопровода по формуле (6.4) вычисляют проектный коэффициент запаса  $K_{np}$ .

8.3.4 Если  $K_\phi \geq K_{np}$ , то оценку степени опасности рассматриваемого дефекта не проводят.

**Примечание** – Данный случай возможен, если газопровод работает на пониженном давлении или фактическая толщина стенки трубы или соединительной детали существенно превышает расчетное значение по СНиП РК 3.05.01-2010 [3].

8.3.5 При  $K_\phi < K_{np}$  по формуле из таблицы 1 проводят расчет коэффициента запаса  $K_4$ .

8.3.6 Если  $K_\phi \geq K_4$ , то рассматриваемый дефект по степени опасности является незначительным.

При  $K_\phi < K_4$  по формуле из таблицы 1 проводят расчет коэффициента запаса  $K_3$ .

8.3.7 Если  $K_\phi \geq K_3$ , то рассматриваемый дефект по степени опасности является докритическим.

При  $K_\phi < K_3$  по формуле из таблицы 1 проводят расчет коэффициента запаса  $K_2$ .

8.3.8 Если  $K_\phi \geq K_2$ , то рассматриваемый дефект по степени опасности является критическим.

8.3.9 При выполнении условия  $K_\phi < K_2$  дефект классифицируется как закритический подлежащий оперативному удалению или ремонту.

8.3.10 Пример реализации указанного алгоритма приведен в приложении Г.

## **9 Алгоритм оценки долговечности труб и соединительных деталей трубопроводов с коррозионными дефектами и повреждениями**

### **9.1 Анализ повреждающих факторов, влияющих на развитие дефектов**

9.1.1 С целью выявления основных повреждающих факторов и механизмов деградации свойств труб и соединительных деталей в процессе эксплуатации выполняют анализ текущей дефектности участка газопровода

**Примечание** - Фактические данные о действующих механизмах накопления повреждений, зарождении и развитии дефектов необходимы для правильного выбора типа кинетических уравнений на этапе оценки долговечности труб и соединительных деталей трубопроводов.

9.1.2 Фактические данные о текущей дефектности на отдельных участках могут быть получены по результатам внутритрубных инспекций, визуального и инструментального обследования участка газопровода.

9.1.3 Косвенные данные о вероятной дефектности участка газопровода могут быть получены на основе данных об имевших место ранее отказах и

повреждениях на других участках газопровода с аналогичными или близкими условиями эксплуатации.

**Примечание** – Критерии идентичности, на основе которых допускается использование данных, полученных на другом объекте, должны быть сформулированы экспертами, выполняющими оценку технического состояния конкретного участка газопровода.

9.1.4 Распространение косвенных данных об ожидаемой дефектности на необследованные участки газопровода допустимо, если до этого было проведено комплексное обследование инструментальными методами участков с более жесткими условиями эксплуатации по рассматриваемой группе показателей.

9.1.5 Возникновение коррозионных повреждений в процессе жизненного цикла газопровода должны быть проанализированы, как при обеспечении проектных условий эксплуатации, так и с учетом изменения эксплуатационных режимов, в том числе вызванных возможным снижением эффективности противокоррозионной защиты газопровода.

9.1.6 Необходимость учета коррозионных повреждений при анализе работоспособности и долговечности участка газопровода оценивают по результатам внутритрубных инспекций, детального комплексного обследования, коррозионного мониторинга, инструментальных исследований, внешних осмотров, по эффективности противокоррозионной защиты с учетом коррозионной агрессивности внешней среды и транспортируемого продукта, а также с учетом опыта эксплуатации аналогичных объектов.

9.1.7 Отсутствие на момент проведения анализа выявленных коррозионных повреждений не является достаточным основанием для не учета коррозии в качестве одного из механизмов накопления повреждений в конструкции при оценке прочности и долговечности.

При отсутствии на момент проведения анализа выявленных коррозионных повреждений следует провести дополнительное изучение предпосылок для возникновения и развития коррозионных повреждений, как при условии сохра-



нения, так и с учетом изменения режимов эксплуатации, вызванных, в том числе, снижением эффективности противокоррозионной защиты (электрохимической защиты, внешней изоляции и внутреннего покрытия труб).

**Примечание** - Отсутствие данных о выявленных коррозионных повреждениях на момент проведения анализа может быть вызвано как реальным отсутствием дефектов, так и погрешностями диагностической аппаратуры или ошибками персонала при проведении диагностического обследования в условиях реального наличия коррозионных дефектов.

9.1.8 Полученные данные должны быть обработаны с целью выявления следующих параметров и групп данных о газопроводе:

- характерные типы повреждений и механизмов деградации свойств объекта;
- характерные и максимальные размеры повреждений;
- данные о кинетике развития дефектов и повреждений;
- значения фактических (располагаемых) физико-механических свойств металла труб в сравнении с исходными показателями, зафиксированными на момент поставки;
- перечень потенциально опасных участков.

## **9.2 Расчетная оценка долговечности труб и соединительных деталей трубопроводов с коррозионными дефектами и повреждениями**

9.2.1 При прогнозировании долговечности труб и соединительных деталей трубопроводов с коррозионными дефектами и повреждениями используется гипотеза о линейном росте размеров коррозионных дефектов, в соответствии с которой размеры дефектов на момент времени  $T$  вычисляются по формулам

$$l(T) = l_0 + V_l(T - T_0), \quad (9.1)$$

$$d(T) = d_0 + V_d(T - T_0), \quad (9.2)$$

$$c(T) = c_0 + V_c(T - T_0), \quad (9.3)$$

где  $l_0$ ,  $d_0$  и  $c_0$  - длина, глубина и ширина дефекта в момент его обнаружения  $T_0$ ;

$V_l$ ,  $V_d$  и  $V_c$  - скорости роста дефекта в длину, глубину и ширину соответственно;

$T$  - прогнозируемый срок эксплуатации.

Время отсчитывается от момента обнаружения дефекта.

9.2.2 Скорости роста геометрических размеров коррозионных дефектов на рассматриваемом расчетном участке определяются на основе методики, изложенной в разделах 6.2 и 9.1.

9.2.3 Используя прогнозные значения размеров коррозионных дефектов, по алгоритмам, изложенным в разделе 8, определяются зависимость прогнозируемых значения коэффициента запаса  $K(T)$  от срока эксплуатации.

9.2.4 С использованием итерационной процедуры по выполнению условия  $K(T)=1$  определяется долговечность труб и соединительных деталей трубопроводов с коррозионными дефектами и повреждениями.

9.2.5 Методический пример, иллюстрирующий основные положения методики по оценке долговечности участков линейной части магистральных газопроводов, приведен в приложении Д.

## **10 Рекомендации по планированию эффективных технических решений на основе полученных оценок работоспособности участков линейной части магистральных газопроводов**

### **10.1 Оценка работоспособности участков линейной части магистральных газопроводов**

10.1.1 В качестве основного критерия работоспособности расчетных участков рекомендуется использовать их прогнозные значения долговечности, рассчитанные в соответствии с разделом 9.

10.1.2 Наиболее опасным является участок имеющий минимальное значение долговечности (определяется с точностью до года с округлением в меньшую сторону).

10.1.3 При равенстве прогнозных значений долговечности у двух или более расчетных участков их дальнейшее ранжирование рекомендуется проводить по значениям фактических коэффициентов запаса, рассчитанных на момент проведения анализа.

## **10.2 Разработка рекомендаций по методам и срокам проведения диагностических обследований участков линейной части магистральных газопроводов**

10.2.1 Настоящим стандартом предусматривается использование любого вида технической диагностики участков линейной части магистральных газопроводов, дающего достоверную информацию по геометрическим размерам коррозионных дефектов.

10.2.2 Наиболее предпочтительным и информационным является проведение внутритрубной инспекции.

10.2.3 Оценка сроков проведения очередного технического диагностирования участков линейной части магистральных газопроводов проводится на основе анализа прогнозных значений сроков технической диагностики труб и соединительных деталей трубопроводов.

10.2.4 Срок проведения очередной технической диагностики  $T_{di}$   $i$  трубы или соединительной детали трубопровода с коррозионными дефектами определяется из решения следующего уравнения

$$K_{\phi}(T_{di}) = \frac{k_1}{2,5 + k_1} \left( 1 + 2,5 \frac{nk_n}{m} \right), \quad (10.1)$$

Примечание – Выполнение условия (10.1) соответствует отнесению дефекта к критическому уровню опасности.

10.2.5 Для решения нелинейного уравнения (10.1) следует использовать численные методы.

10.2.6 Расчеты сроков технической диагностики проводятся для всех труб и соединительных деталей, имеющих коррозионные дефекты.

10.2.7 Прогнозируемый срок проведения очередной технической диагностики протяженного участка линейной части магистрального газопровода определяется соответствующим минимальным значением по всем  $i$  трубам и соединительным деталями имеющим коррозионные дефекты.

10.2.8 Методический пример, иллюстрирующий основные положения методики по оценке сроков технического диагностирования участков линейной части магистральных газопроводов, приведен в приложении Д.

## Приложение А (рекомендуемое)

### Оценка работоспособности участка газопровода с одиночным дефектом при учете напряжений от внутреннего давления

А.1 Имеются исходные данные для оценки:

- материал ..... X70;
- ГОСТ или технические условия ..... ТУ 20/28/40/48/56-79;
- изготовитель ..... Mannesmann;
- категория участка ..... III;
- рабочее давление .....  $p = 7,4 \text{ МПа}$ ;
- толщина стенки .....  $t = 18,7 \text{ мм}$ ;
- внешний диаметр трубы .....  $D_n = 1420 \text{ мм}$ ;
- предел прочности металла трубы .....  $\sigma_{\text{сп}} = 588,4 \text{ МПа}$ ;
- длина дефекта .....  $l = 500 \text{ мм}$ ;
- максимальная глубина дефекта .....  $d = 5,3 \text{ мм}$ ;
- коэффициент надежности по нагрузке .....  $n = 1,1$ ;
- коэффициент условий работы .....  $m = 1$ ;
- коэффициент надежности по материалу .....  $k_1 = 1,34$ ;
- коэффициент надежности по ответственности  
трубопровода .....  $k_n = 1,25$ .

А.2 Значение проектного коэффициента запаса  $K_{np}$  вычисляют по формуле

$$K_{np} = \frac{n k_1 k_n}{m} = \frac{1,1 \times 1,34 \times 1,25}{1} = 1,84,$$

А.3 Для расчета фактического коэффициента запаса в соответствии с методикой, изложенной в разделе 8.1, вычисляют разрушающее давление  $p_p$ , МПа на дефектном участке по формулам

$$M = \sqrt{1 + 0,31 \frac{l^2}{D_n t}} = \sqrt{1 + 0,31 \frac{500^2}{1420 \times 18,7}} = 1,98$$

$$p_p = \frac{2t \sigma_{\text{сп}} \left(1 - \frac{d}{t}\right)}{(D_n - 2t) \left(1 - \frac{d}{tM}\right)} = \frac{2 \times 18,7 \times 588,4 \times \left(1 - \frac{5,3}{18,7}\right)}{(1420 - 2 \times 18,7) \left(1 - \frac{5,3}{18,7 \times 1,98}\right)} = 13,31.$$

где  $M$  – безразмерный коэффициент, учитывающий длину дефекта.

А.4 Значение фактического коэффициента запаса вычисляют по формуле

$$K_{\phi} = \frac{p_p}{p} = \frac{13,31}{7,4} = 1,8.$$

А.5 Поскольку фактический коэффициент запаса меньше проектного, то проводят расчет коэффициента запаса  $K_4$  по формуле из таблицы 1.

$$K_4 = \frac{k_1}{6 + k_1} \left(1 + 6 \frac{n k_n}{m}\right) = \frac{1,34}{6 + 1,34} \left(1 + 6 \times \frac{1,1 \times 1,25}{1}\right) = 1,68$$

А.6 Фактический коэффициент запаса больше полученного значения.

**Вывод:** Оцениваемый дефект является незначительным, следовательно рассматриваемый участок газопровода может эксплуатироваться при рабочем давлении 7,4 МПа.

## Приложение Б (рекомендуемое)

### Оценка работоспособности участка газопровода с одиночным дефектом при учете напряжений от внутреннего давления, осевых и изгибающих нагрузок и воздействий

Б.1 Имеются исходные данные для расчета одиночного дефекта при действии в газопроводе внутреннего давления и сжимающих напряжений:

- материал ..... сталь 17Г1С термоупрочненная;
- ГОСТ или технические условия ..... ТУ 14-3-721-78;
- изготовитель ..... Волжский трубный завод;
- категория участка ..... III;
- рабочее давление .....  $p = 5,4 \text{ МПа}$ ;
- толщина стенки .....  $t = 10 \text{ мм}$ ;
- внешний диаметр трубы .....  $D_n = 1020 \text{ мм}$ ;
- предел прочности металла трубы .....  $\sigma_{\text{вп}} = 589 \text{ МПа}$
- длина дефекта .....  $l = 900 \text{ мм}$ ;
- ширина дефекта .....  $c = 100 \text{ мм}$ ;
- глубина дефекта .....  $d = 3,7 \text{ мм}$
- коэффициент надежности нагрузке .....  $n_p = 1,1$ ;
- коэффициент условий работы .....  $m = 1$ ;
- коэффициент надежности по материалу .....  $k_1 = 1,4$ ;
- коэффициент надежности по ответственности  
трубопровода .....  $k_n = 1,15$ .

В зоне дефекта действуют сжимающие напряжения  $\sigma_{np} = -220 \text{ МПа}$ , вызванные температурным воздействием и изгибом газопровода.

Б.2 Значение проектного коэффициента запаса  $K_{np}$  вычисляют по формуле

$$K_{np} = \frac{n_p k_1 k_n}{m} = \frac{1,1 \times 1,4 \times 1,15}{1} = 1,77,$$

Б.3 Расчет допустимого давления на данном участке газопровода проводят согласно положениям 8.1.

Коэффициент  $M$  вычисляют по формуле

$$M = \sqrt{1 + 0,31 \frac{l^2}{D_n t}} = \sqrt{1 + 0,31 \frac{900^2}{1020 \times 10}} = 5,061;$$

Б.4 Необходимость учета сжимающих напряжений проверяют по условию

$$\sigma_{np} < \sigma_1,$$

где  $\sigma_1$  определяют по формуле

$$\sigma_1 = -0,5 \sigma_{\text{вп}} \frac{\left(1 - \frac{d}{t}\right)}{\left(1 - \frac{d}{tM}\right)} = -0,5 \times 589 \times \frac{\left(1 - \frac{3,7}{10}\right)}{\left(1 - \frac{3,7}{10 \times 5,061}\right)} = -200,17 \text{ МПа};$$

Следовательно,  $\sigma_{np} = -220 \text{ МПа} < \sigma_1 = -200,17 \text{ МПа}$ , то есть необходимо учитывать сжимающие напряжения.

Б.5 Следуя положениям, приведенным в 8.1, последовательно вычисляют:

- разрушающее давление для одиночного дефекта в газопроводе при учете напряжений только от внутреннего давления по формуле

$$p_p^o = \frac{2t\sigma_{ep}\left(1 - \frac{d}{t}\right)}{(D_n - 2t)\left(1 - \frac{d}{tM}\right)} = \frac{2 \times 10 \times 589 \times \left(1 - \frac{3,7}{10}\right)}{(1020 - 20)\left(1 - \frac{3,7}{10 \times 5,061}\right)} = 8,0 \text{ МПа};$$

- коэффициент  $H_1$ , учитывающий влияние сжимающих напряжений по формуле

$$H_1 = \frac{1 + \frac{\sigma_{np}}{\sigma_{ep}} \frac{1}{A_r}}{1 - \frac{1}{2A_r} \left(1 - \frac{d}{tM}\right)} = \frac{1 + \frac{-220}{589} \frac{1}{0,988}}{1 - \frac{1}{2 \times 0,988} \left(1 - \frac{3,7}{10 \times 5,061}\right)} = 0,948,$$

где

$$A_r = 1 - \frac{d}{t} \theta = 1 - \frac{3,7}{10} 0,031 = 0,988,$$

$$\theta = \frac{c}{\pi D_n} = \frac{100}{\pi \times 1020} = 0,031;$$

- разрушающее давление для продольного разрыва с учетом поправочного коэффициента  $H_1$  по формуле

$$p^- = \frac{2t\sigma_{ep}}{(D_n - 2t)} \left(1 - \frac{d}{tM}\right) H_1 = \frac{2 \times 10 \times 589 \times \left(1 - \frac{3,7}{10}\right)}{(1020 - 20)\left(1 - \frac{3,7}{10 \times 5,061}\right)} 0,948 = 7,59 \text{ МПа};$$

Б.6 Разрушающим давлением  $p_p$  для рассматриваемого участка газопровода принимают давление 7,71 МПа, равное минимальному из значений  $p_p^o, p^-$ .

Б.7 Значение фактического коэффициента запаса вычисляют по формуле

$$K_\phi = \frac{p_p}{p} = \frac{7,59}{5,4} = 1,4.$$

Б.8 Поскольку фактический коэффициент запаса меньше проектного, то проводят расчет коэффициента запаса  $K_4$  по формуле из таблицы 1.

$$K_4 = \frac{k_1}{6 + k_1} \left(1 + 6 \frac{nk_n}{m}\right) = \frac{1,4}{6 + 1,4} \left(1 + 6 \times \frac{1,1 \times 1,15}{1}\right) = 1,625$$

Б.9 Поскольку фактический коэффициент запаса меньше коэффициента запаса, соответствующего уровню опасности дефекта "незначительный", то проводят расчет коэффициента запаса  $K_3$  по формуле из таблицы 1.

$$K_3 = \frac{k_1}{2,5 + k_1} \left( 1 + 2,5 \frac{nk_n}{m} \right) = \frac{1,4}{2,5 + 1,4} \left( 1 + 2,5 \times \frac{1,1 \times 1,15}{1} \right) = 1,494$$

Б.10 Поскольку фактический коэффициент запаса меньше коэффициента запаса  $K_3$ , соответствующего уровню опасности дефекта "докритический", то проводят расчет коэффициента запаса  $K_2$  по формуле из таблицы 1.

$$K_2 = \frac{k_1}{1,2 + k_1} \left( 1 + 1,2 \frac{nk_n}{m} \right) = \frac{1,4}{1,2 + 1,4} \left( 1 + 1,2 \times \frac{1,1 \times 1,15}{1} \right) = 1,355$$

Б.11 Фактический коэффициент запаса больше полученного значения.

Вывод: Оцениваемый участок газопровода относится к уровню опасности "критический" и должен быть удален или отремонтирован при очередном останове газопровода.



## Приложение В (рекомендуемое)

### Оценка работоспособности участка газопровода с групповым дефектом

В.1 Имеются следующие исходные данные для оценки работоспособности участка газопровода с двумя коррозионными дефектами:

- материал ..... сталь X70;
- ГОСТ или технические условия ..... ТУ 20/28/40/48/56-79;
- изготовитель ..... Mannesmann;
- толщина стенки .....  $t = 18,7$  мм;
- внешний диаметр трубы .....  $D_n = 1420$  мм;
- рабочее давление .....  $p = 7,4$  МПа;
- категория участка ..... II;
- предел прочности металла трубы .....  $\sigma_{\text{вп}} = 588,4$  МПа;
- длина дефекта № 1 .....  $l_1 = 370$  мм;
- глубина дефекта № 1 .....  $d_1 = 4,3$  мм;
- длина дефекта № 2 .....  $l_2 = 440$  мм;
- глубина дефекта № 2 .....  $d_2 = 5,9$  мм;
- расстояние между дефектами по оси .....  $s = 110$  мм;
- расстояние между дефектами по окружности .....  $s_k = 250$  мм;
- коэффициент надежности по внутреннему давлению ...  $n = 1,1$ ;
- коэффициент условий работы .....;  $m = 0,85$
- коэффициент надежности по материалу труб .....  $k_1 = 1,34$ ;
- коэффициент надежности по назначению  
трубопровода .....  $k_n = 1,25$ .

В.2 Значение проектного коэффициента запаса  $K_{np}$  вычисляют по формуле

$$K_{np} = \frac{n k_1 k_n}{m} = \frac{1,1 \times 1,34 \times 1,25}{0,85} = 2,17,$$

В.3 Необходимость учета взаимодействия дефектов проверяют по условиям

$$2\sqrt{D_n t} = 2 \times \sqrt{1420 \times 18,7} = 326 \text{ мм} > s = 110 \text{ мм},$$

$$\pi\sqrt{D_n t} = \pi\sqrt{1420 \times 18,7} = 512 \text{ мм} > s_k = 250 \text{ мм}.$$

В.4 Проверяемые условия показывают, что расстояния между рассматриваемыми дефектами в продольном и окружном направлениях меньше критериальных. Следовательно, оценку работоспособности необходимо проводить, учитывая взаимодействие этих дефектов по методике раздела 8.2.

В.5 Следуя указанной методике, последовательно вычисляют:

- коэффициенты  $M_i$  по формуле

$$M_1 = \sqrt{1 + 0,31 \frac{l_1^2}{D_n t}} = \sqrt{1 + 0,31 \frac{370^2}{1420 \times 18,7}} = 1,612,$$

$$M_2 = \sqrt{1 + 0,31 \frac{l_2^2}{D_n t}} = \sqrt{1 + 0,31 \frac{440^2}{1420 \times 18,7}} = 1,806;$$

- разрушающее давление для каждого дефекта по формуле

$$p_1 = \frac{2t\sigma_{sp}\left(1 - \frac{d_1}{t}\right)}{(D_n - 2t)\left(1 - \frac{d_1}{tM_1}\right)} = \frac{2 \times 18,7 \times 588,4 \times \left(1 - \frac{4,3}{18,7}\right)}{(1420 - 2 \times 18,7)\left(1 - \frac{4,3}{18,7 \times 1,612}\right)} = 14,296 \text{ МПа},$$

$$p_2 = \frac{2t\sigma_{sp}\left(1 - \frac{d_2}{t}\right)}{(D_n - 2t)\left(1 - \frac{d_2}{tM_2}\right)} = \frac{2 \times 18,7 \times 588,4 \times \left(1 - \frac{5,9}{18,7}\right)}{(1420 - 2 \times 18,7)\left(1 - \frac{5,9}{18,7 \times 1,806}\right)} = 13,2 \text{ МПа};$$

- эффективную длину объединенного дефекта по формуле

$$l_{12} = l_1 + l_2 + s = 370 + 440 + 110 = 920 \text{ мм};$$

- эффективную глубину объединенного дефекта по формуле

$$d_{12} = \frac{\sum_{i=1}^2 d_i l_i}{l_{12}} = \frac{4,3 \times 370 + 5,9 \times 440}{920} = 4,55 \text{ мм};$$

- коэффициент  $M_{12}$  по формуле

$$M_{12} = \sqrt{1 + 0,31 \frac{l_{12}^2}{D_n t}} = \sqrt{1 + 0,31 \frac{920^2}{1420 \times 18,7}} = 3,299;$$

- разрушающее давление для объединенного дефекта по формуле

$$p_{12} = \frac{2t\sigma_{sp}\left(1 - \frac{d_{12}}{t}\right)}{(D_n - 2t)\left(1 - \frac{d_{12}}{tM_{12}}\right)} = \frac{2 \times 18,7 \times 588,4 \times \left(1 - \frac{4,55}{18,7}\right)}{(1420 - 2 \times 18,7)\left(1 - \frac{4,55}{18,7 \times 3,299}\right)} = 13,00 \text{ МПа};$$

В.6 За разрушающее давление  $p_p$  для рассматриваемого участка газопровода принимают давление  $p_{12} = 13,0 \text{ МПа}$ , равное минимальному из значений  $p_1$ ,  $p_2$  и  $p_{12}$ .

В.7 Значение фактического коэффициента запаса вычисляют по формуле

$$K_\phi = \frac{p_p}{p} = \frac{13,0}{7,4} = 1,76.$$

В.8 Поскольку фактический коэффициент запаса меньше проектного, то проводят расчет коэффициента запаса  $K_4$ , соответствующего уровню опасности "незначительный" по формуле из таблицы 1.

$$K_4 = \frac{k_1}{6 + k_1} \left(1 + 6 \frac{nk_n}{m}\right) = \frac{1,34}{6 + 1,34} \left(1 + 6 \times \frac{1,1 \times 1,25}{0,85}\right) = 1,95$$

В.9 Поскольку фактический коэффициент запаса меньше коэффициента запаса, соответствующего уровню опасности "незначительный", то проводят расчет коэффициента запаса, соответствующего уровню опасности "докритический" по формуле для  $K_3$  из таблицы 1.

$$K_3 = \frac{k_1}{2,5 + k_1} \left( 1 + 2,5 \frac{nk_n}{m} \right) = \frac{1,34}{2,5 + 1,34} \left( 1 + 2,5 \times \frac{1,1 \times 1,25}{0,85} \right) = 1,76$$

В.11 Фактический коэффициент запаса равен полученному значению.

Вывод: Оцениваемый дефект относится к уровню безопасности "докритический", следовательно участок газопровода может эксплуатироваться до проведения планового ремонта.

## Приложение Г (рекомендуемое)

### Экспресс-метод ранжирования дефектов по степени опасности

Г.1 Для экспресс-оценки степени опасности рассматриваемого дефекта рекомендуется использовать графики, приведенные на рисунках Г.1 – Г.4.

Г.2 Процедура экспресс-оценки состоит в следующем:

- по измеренным значениям глубины  $d$  и длины  $l$  дефекта определяют их безразмерные значения по формулам:

$$\varepsilon = \frac{d}{t}, \quad \hat{l} = \frac{l}{\sqrt{Dt}};$$

- по проектно-исполнительной документации, техническим условиям на трубы, и СНиП РК 3.05-01-2010 [3] определяют значения частных коэффициентов запаса  $m$ ,  $k_1$ ,  $k_n$ ;

- образ дефекта (точка с координатами  $\hat{l}$  и  $\varepsilon$ ) наносят на один из рисунков Г.1 - Г.4, соответствующий определенным значениям частных коэффициентов запаса;

- если образ дефекта попадает в область *I* соответствующего рисунка, то по степени опасности дефект является незначительным;

- если образ дефекта попадает в область *II*, то дефект является докритическим;

- если образ дефекта попадает в область *III*, то дефект является критическим;

- если образ дефекта попадает в область *IV*, то дефект является закритическим;

Г.3 С помощью графиков, приведенных на рисунке Г.1, оценивают степень опасности дефектов, обнаруженных на участках газопроводов категории *III* ( $m=1$ ), построенных из труб с коэффициентами надежности по материалу  $k_1$ , равных 1,34 и 1,4, при всех возможных значениях коэффициента надежности по ответственности трубопровода  $k_n$ .

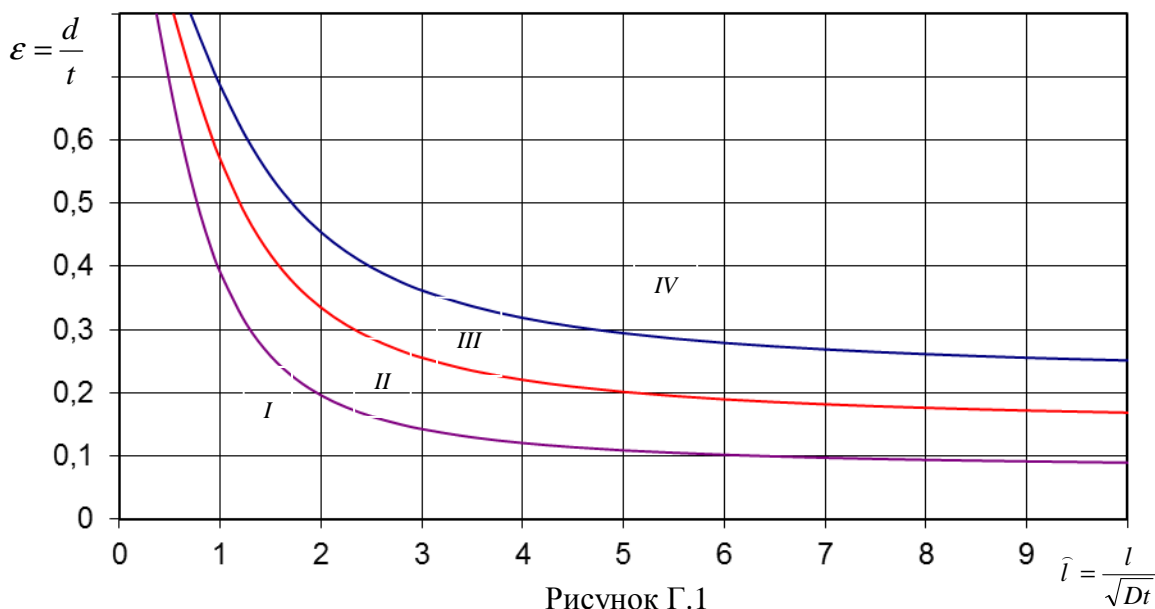


Рисунок Г.1

Г.4 С помощью графиков, приведенных на рисунке Г.2, оценивают степень опасности дефектов, обнаруженных на участках газопроводов категории *III*, построенных из труб с коэффициентами надежности по материалу  $k_1$ , равных 1,47 и 1,55, и на участках газопроводов категории *II* ( $m=0,85$ ), построенных из труб с коэффициентами надежности

по материалу  $k_1$ , равных 1,34 и 1,4, при всех возможных значениях коэффициента надёжности по ответственности трубопровода  $k_n$ .

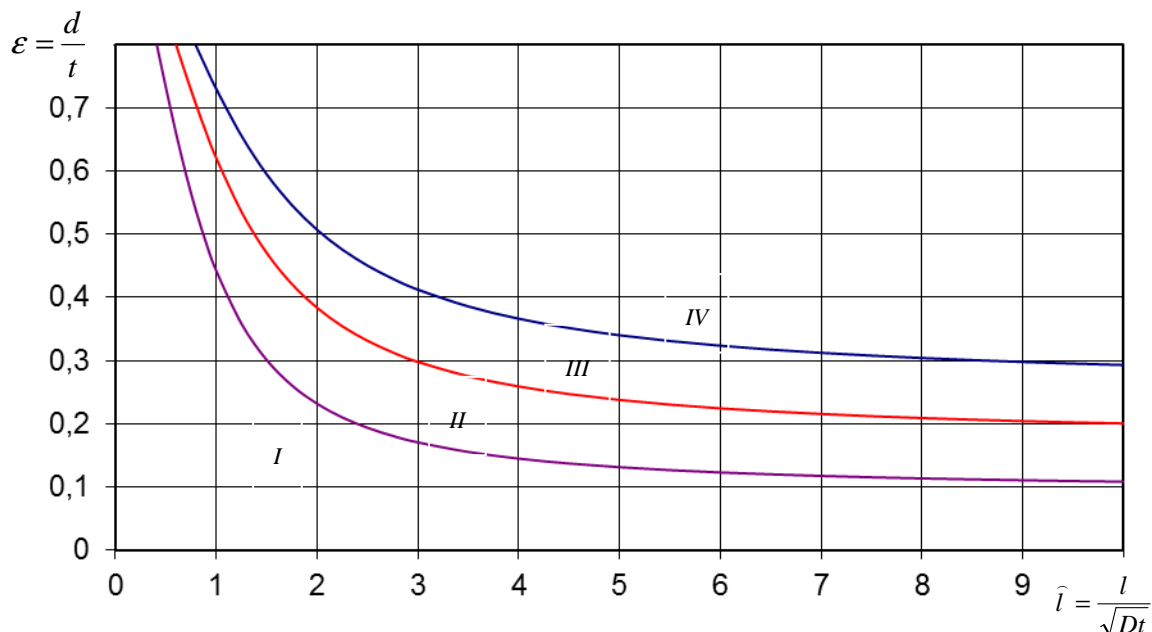


Рисунок Г.2

Г.5 С помощью графиков, приведенных на рисунке Г.3, оценивают степень опасности дефектов, обнаруженных на участках газопроводов категории II, построенных из труб с коэффициентами надёжности по материалу  $k_1$ , равных 1,47 и 1,55, и на участках газопроводов категории I ( $m=0,7$ ), построенных из труб с коэффициентами надёжности по материалу  $k_1$ , равных 1,34 и 1,4, при всех возможных значениях коэффициента надёжности по ответственности трубопровода  $k_n$ .

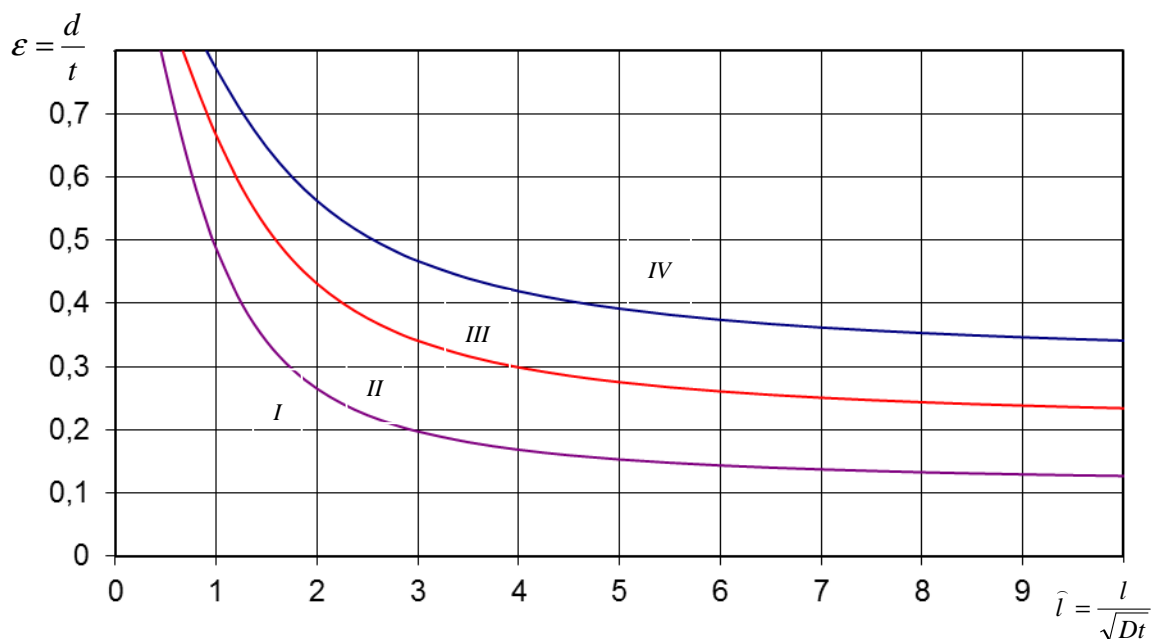


Рисунок Г.3

Г.6 С помощью графиков, приведенных на рисунке Г.4, оценивают степень опасности дефектов, обнаруженных на участках газопроводов категории I и построенных из труб с коэффициентами надежности по материалу  $k_1$ , равных 1,47 и 1,55, при всех возможных значениях коэффициента надёжности по ответственности трубопровода  $k_n$ .

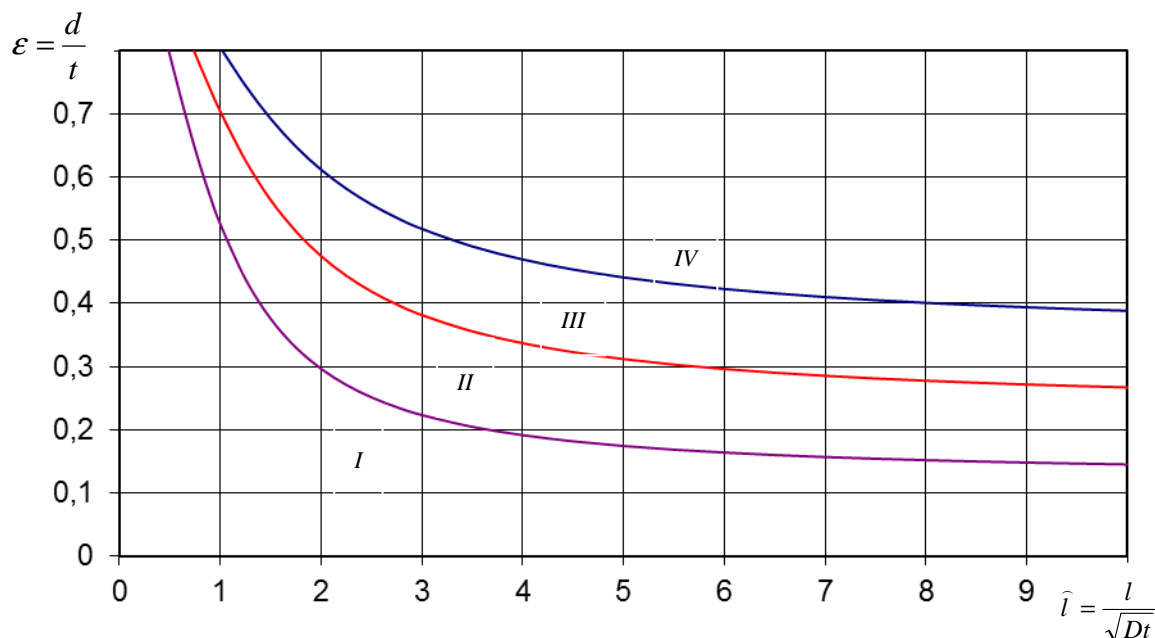


Рисунок Г.4

Г.7 В случае, если образ дефекта находится на расстоянии менее 0,05 в относительных единицах по глубине от границы области, рекомендуется для окончательной оценки степени опасности рассматриваемого дефекта построить графики, аналогичные приведенным на рисунках Г.1 – Г.4 с использованием конкретных значений частных коэффициентов запаса. При выполнении указанного выше условия следует учитывать, что:

- графики на рисунке Г.1 построены для случая  $n = 1,1$ ,  $k_1 = 1,34$ ,  $k_n = 1,15$ ,  $m = 1$ ;
- графики на рисунке Г.2 построены для случая  $n = 1,1$ ,  $k_1 = 1,47$ ,  $k_n = 1,15$ ,  $m = 1$ ;
- графики на рисунке Г.3 построены для случая  $n = 1,1$ ,  $k_1 = 1,47$ ,  $k_n = 1,15$ ,  $m = 0,85$ ;
- графики на рисунке Г.4 построены для случая  $n = 1,1$ ,  $k_1 = 1,47$ ,  $k_n = 1,15$ ,  $m = 0,7$ .

Перечисленные графики являются консервативными оценками (степень консерватизма не превышает 5 %) для других возможных комбинаций частных коэффициентов запаса, указанных соответственно в Г.3 - Г.6.

Г.8 Верхняя граница области незначительных дефектов (или соответственно нижняя граница докритических дефектов) строится с использованием формул:

$$\varepsilon = \frac{d}{t} = \frac{K_{np} - K_4}{K_{np} - \frac{K_4}{M}},$$

$$K_{np} = \frac{nk_1k_n}{m}, \quad K_4 = \frac{k_1}{6+k_1} \left( 1 + 6 \frac{nk_n}{m} \right), \quad M = \sqrt{1 + 0,31 \frac{l^2}{D_n t}}.$$

Г.9 Верхняя граница области докритических дефектов (или соответственно нижняя граница критических дефектов) строится с использованием формул:

$$\varepsilon = \frac{d}{t} = \frac{K_{np} - K_3}{K_{np} - \frac{K_3}{M}},$$

$$K_{np} = \frac{nk_1 k_n}{m}, \quad K_3 = \frac{k_1}{2,5 + k_1} \left( 1 + 2,5 \frac{nk_n}{m} \right), \quad M = \sqrt{1 + 0,31 \frac{l^2}{D_n t}}.$$

Г.10 Верхняя граница области критических дефектов (или соответственно нижняя граница закритических дефектов) строится с использованием формул:

$$\varepsilon = \frac{d}{t} = \frac{K_{np} - K_2}{K_{np} - \frac{K_2}{M}},$$

$$K_{np} = \frac{nk_1 k_n}{m}, \quad K_2 = \frac{k_1}{1,2 + k_1} \left( 1 + 1,2 \frac{nk_n}{m} \right), \quad M = \sqrt{1 + 0,31 \frac{l^2}{D_n t}}.$$

Примечание – В случае, если фактическая толщина стенки трубы или соединительной детали  $t_\phi$  больше расчетной  $t_p$  по СНиП РК 3.05-01-2010 [3], то значение проектного коэффициента запаса следует умножить на величину, равную отношению  $t_\phi$  к  $t_p$ .

## Приложение Д (рекомендуемое)

### Методический пример, иллюстрирующий основные положения методики по оценке долговечности и сроков технической диагностики участка линейной части магистрального газопровода

Д.1 Рассматривается участок линейной части магистрального газопровода между компрессорными станциями.

Д.2 По результатам анализа проектно-конструкторской и исполнительной документации выбранного участка имеется следующая исходная информация:

- газопровод построен и введен в эксплуатацию в 2000 году;
- рабочее давление 7,4 МПа;
- весь участок выполнен из труб диаметром 1420 мм изготовленных из стали X70 с нормативными значениями предела прочности  $\sigma_b = 590$  МПа и предела текучести  $\sigma_T = 480$  МПа;

- коэффициент надежности по материалу труб для всего участка  $k_1 = 1,34$ ;
- начальный и последний участки газопровода относятся к II категории;
- средний участок газопровода относится к III категории;
- толщина труб на участках II категории составляет 18,7 мм;
- толщина труб на участке III категории составляет 15,7 мм.

Д.3 Проводится анализ результатов диагностических обследований и в первую очередь внутритрубной инспекции, выполненных на рассматриваемом участке газопровода в 2010 году.

Д.4 По результатам анализа имеется следующая информация о наличии дефектов:

а) на начальном участке II категории имеется коррозионный дефект с размерами:

- 1) длина 350 мм;
- 2) глубина 6 мм;
- 3) скорость роста дефекта в глубину 0,2 мм/год;
- 4) скорость роста дефекта в длину 10 мм/год.

б) на участке III категории обнаружен коррозионный дефект с размерами:

- 1) длина 200 мм;
- 2) глубина 5 мм;
- 3) скорость роста дефекта в глубину 0,15 мм/год;
- 4) скорость роста дефекта в длину 7,5 мм/год.

Д.5 По формуле таблицы 1 определяют значения коэффициентов запаса  $K_3$ , по достижении которых необходимо проводить очередную диагностику дефектов:

- для первого дефекта на участке II категории

$$K_3 = \frac{k_1}{2,5 + k_1} \left( 1 + 2,5 \frac{nk_n}{m} \right) = \frac{1,34}{2,5 + 1,34} \left( 1 + 2,5 \times \frac{1,1 \times 1,25}{0,85} \right) = 1,76$$

- для второго дефекта на участке III категории

$$K_3 = \frac{k_1}{2,5 + k_1} \left( 1 + 2,5 \frac{nk_n}{m} \right) = \frac{1,34}{2,5 + 1,34} \left( 1 + 2,5 \times \frac{1,1 \times 1,25}{1} \right) = 1,55$$

Д.6 Используя гипотезу о линейном росте размеров дефектов, определяются зависимости фактических коэффициентов запаса от срока эксплуатации:

- для первого дефекта на участке II категории



$$K_{\phi 1}(T) = \frac{p_1(T)}{p} = \frac{p_1(T)}{7,4},$$

где

$$p_1(T) = \frac{2t_1 \sigma_{ep} \left( 1 - \frac{d_1(T)}{t_1} \right)}{(D_n - 2t_1) \left( 1 - \frac{d_1(T)}{t_1 M_1(T)} \right)}, \text{ МПа},$$

$$d_1(T) = d_{01} + V_{d1} \cdot (T - 2010) = 6 + 0,2 \cdot (T - 2010), \text{ мм},$$

$$M_1(T) = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \frac{(l_{01} + V_{l1} \cdot (T - 2010))^2}{D_n t}} = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \frac{(350 + 10 \cdot (T - 2010))^2}{1420 \cdot 18,7}};$$

- для второго дефекта на участке III категории

$$K_{\phi 2}(T) = \frac{p_2(T)}{p} = \frac{p_2(T)}{7,4},$$

где

$$p_2(T) = \frac{2t_2 \sigma_{ep} \left( 1 - \frac{d_2(T)}{t_2} \right)}{(D_n - 2t_2) \left( 1 - \frac{d_2(T)}{t_2 M_2(T)} \right)}, \text{ МПа},$$

$$d_2(T) = d_{02} + V_{d2} \cdot (T - 2010) = 5 + 0,15 \cdot (T - 2010), \text{ мм},$$

$$M_2(T) = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \frac{(l_{02} + V_{l2} \cdot (T - 2010))^2}{D_n t}} = \sqrt{1 + 0,31 \cdot \frac{(200 + 7,5 \cdot (T - 2010))^2}{1420 \cdot 15,7}}.$$

Д.7 Для решения полученных нелинейных уравнений используется численный метод последовательных приближений. Результаты решения представлены на рисунке Д.1 графически. Маркерами отмечены соответствующие значения коэффициентов запаса рассчитанные в Д.5.

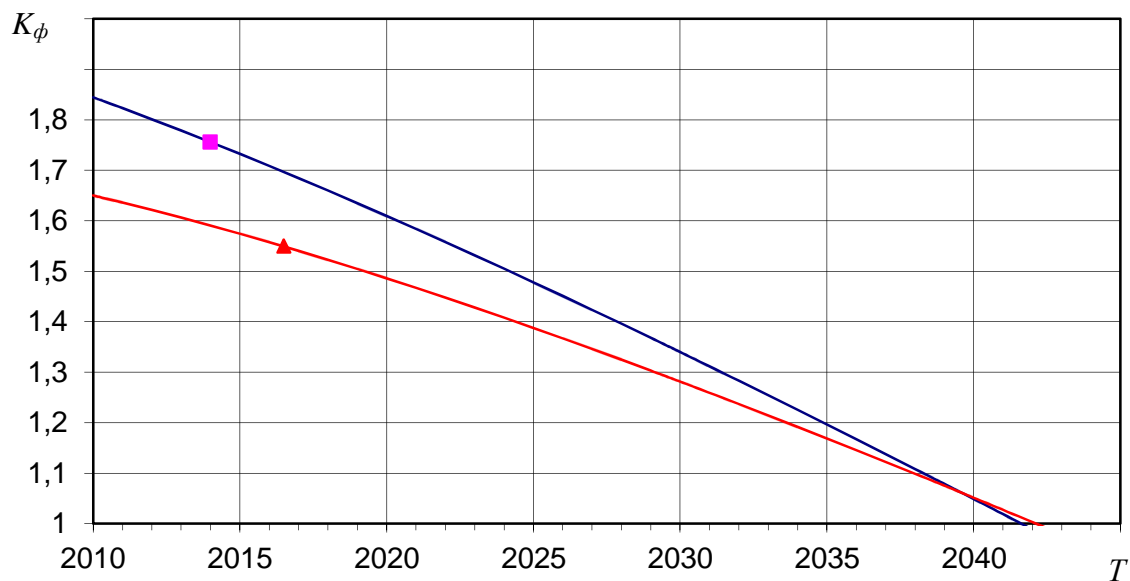
Д.8 По результатам проведенных расчетов получены следующие прогнозные значения сроков очередной диагностики рассматриваемых дефектов:

- для первого дефекта на участке II категории

$$T_{\phi 1} = 2014 \text{ год};$$

- для второго дефекта на участке III категории

$$T_{\phi 2} = 2016 \text{ год}.$$



Кривая 1 – изменение коэффициента запаса во времени первого дефекта,  
кривая 2 - второго дефекта

Рисунок Д.1 – Прогнозируемые значения коэффициентов запаса дефектных труб.

Д.9 Из полученных значений выбирается минимальное.

Д.10 Для рассматриваемого участка газопровода окончательно получаем:

- прогнозируемый срок очередного диагностического обследования 2014 год;
- долговечность участка составляет более 30 лет.

### Библиография

- |  |   |
|--|---|
| [1] Стандарт организации<br>СТ АО 38446106-004-2008                              | Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов   |
| [2] Стандарт организации<br>СТ АО 38446106-005-2008                              | Правила безопасности при эксплуатации магистральных газопроводов  |
| [3] Строительные нормы и правила<br>Республики Казахстан<br>СНиП РК 3.05-01-2010 | Магистральные трубопроводы  |
| [4] Стандарт организации<br>СТ ГУ 153-39-012-2005                                | Магистральные трубопроводы. Методика оценки локальных механических напряжений в основном металле и сварных соединениях газопроводов |

---

Ключевые слова: магистральный газопровод, коэффициент запаса прочности, эксплуатация, техническое обслуживание, нагрузка, коррозионный дефект, прочность, долговечность

---