



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

СТАНДАРТ ОАО «ГАЗПРОМ»

**ДОКУМЕНТЫ НОРМАТИВНЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ,
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ
ОАО «ГАЗПРОМ»**

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ
ПО ОЦЕНКЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ
УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ГАЗОПРОВОДОВ С КОРРОЗИОННЫМИ
ДЕФЕКТАМИ**

СТО Газпром 2-2.3-112-2007

ИЗДАНИЕ ОФИЦИАЛЬНОЕ

**ООО «Информационно-рекламный центр
газовой промышленности»**

Москва 2007

Корпоративная система нормативно-методических документов
ОАО «Газпром» в области проектирования, строительства
и эксплуатации объектов ОАО «Газпром»

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

РЕКОМЕНДАЦИИ ОРГАНИЗАЦИИ

ДОКУМЕНТЫ НОРМАТИВНЫЕ ДЛЯ ПРОЕКТИРОВАНИЯ,
СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБЪЕКТОВ ОАО «ГАЗПРОМ»

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОЦЕНКЕ
РАБОТОСПОСОБНОСТИ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ГАЗОПРОВОДОВ С КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ**

СТО Газпром 2-2.3-112-2007

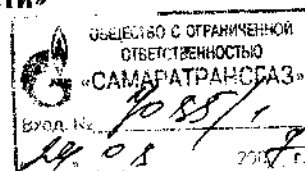
Издание официальное

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»

Общество с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных газов
и газовых технологий – ВНИИГАЗ»
(ООО «ВНИИГАЗ»)

Общество с ограниченной ответственностью
«Информационно-рекламный центр газовой промышленности»

Москва 2007



Предисловие

1 РАЗРАБОТАН

Обществом с ограниченной ответственностью
«Научно-исследовательский институт природных
газов и газовых технологий – ВНИИГАЗ»
(ООО «ВНИИГАЗ»)
с участием специалистов организаций
и дочерних обществ ОАО «Газпром»

2 ВНЕСЕН

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

3 УТВЕРЖДЕН

И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ

Распоряжением ОАО «Газпром»
от «27» декабря 2006 г. № 436 с 28 августа 2007 г.

4 ВЗАМЕН

Рекомендаций по оценке работоспособности участков газопроводов с поверхностными повреждениями (ВНИИГАЗ, 1996) и части 2 Р 51-31323949-42-99 «Оценка работоспособности участков газопроводов с поверхностными повреждениями»

© ОАО «Газпром», 2007

© Разработка ООО «ВНИИГАЗ», 2006

© Оформление ООО «ИРЦ Газпром», 2007

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

Содержание

Введение	V
1 Область применения	1
2 Нормативные ссылки	2
3 Термины и определения	2
4 Обозначения	3
5 Общие положения	6
5.1 Исходные данные о видах нагрузок и типах дефектов при оценке работоспособности корродированных участков газопроводов	6
5.2 Методологическое обоснование расчетных критериев и оценок	8
5.3 Расчетные схемы и методы учета нагрузок и воздействий	10
6 Метод схематизации и оценка одиночных дефектов	12
6.1 Определение и схематизация одиночных дефектов	12
6.2 Оценка работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления	13
6.3 Оценка работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления, осевых и изгибающих нагрузок и воздействий	14
7 Метод схематизации и оценка групповых дефектов с учетом их взаимодействия	17
7.1 Определение и схематизация групповых дефектов. Учет взаимодействия дефектов	17
7.2 Оценка работоспособности участка газопровода с групповыми дефектами при учете напряжений от внутреннего давления	19
8 Методы схематизации и оценка работоспособности участка газопровода с дефектами сложного профиля	23
8.1 Определение и схематизация дефектов сложного профиля	23
8.2 Оценка работоспособности участка газопровода с дефектами сложного профиля при учете напряжений от внутреннего давления	24
9 Рекомендации по принятию эффективных технических решений на основе полученных оценок работоспособности участков газопроводов с коррозионными повреждениями	28

Приложение А (рекомендуемое) Пример ведомости измерений дефектов на участке газопровода с коррозионными повреждениями	30
Приложение Б (рекомендуемое) Схема алгоритма оценки работоспособности участков газопроводов с коррозионными повреждениями	31
Приложение В (рекомендуемое) Примеры оценки работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления	32
Приложение Г (рекомендуемое) Оценка работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления и растягивающих напряжений от осевых и изгибающих нагрузок и воздействий	34
Приложение Д (рекомендуемое) Примеры оценки работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления, осевых и изгибающих нагрузок и воздействий ..	37
Приложение Е (рекомендуемое) Примеры оценки работоспособности участка газопровода с групповыми дефектами	43
Приложение Ж (рекомендуемое) Пример оценки работоспособности участка газопровода с дефектами сложного профиля	50
Приложение И (рекомендуемое) Определение границ допустимых размеров дефектов с делением их по степени опасности	55
Библиография	58

Введение

Настоящий стандарт разработан с учетом опыта научно-практических работ на действующих магистральных газопроводах, проведенных ООО «ВНИИГАЗ» и другими дочерними обществами и организациями, эксплуатирующими и обслуживающими магистральные газопроводы при диагностике и оценке поверхностных коррозионных дефектов взамен Рекомендаций по оценке работоспособности участков газопроводов с поверхностными повреждениями (ВНИИГАЗ, 1996) и Р 51-31323949-42-99 «Оценка работоспособности участков газопроводов с поверхностными повреждениями» в части 2.

В соответствии с Концепцией технического регулирования в ОАО «Газпром», утвержденной приказом ОАО «Газпром» от 01 февраля 2006 г. №31, при разработке настоящего стандарта с целью его гармонизации с международными нормативными документами использованы некоторые из экспериментально подтвержденных критериев и методов, разработанных для практического применения в рекомендациях компании DNV: DNV-RP-F101. Recommended Practice. Corroded pipeline. Det Norske Veritas, Norway. (published 1999 and October, 2004).

Настоящий стандарт разработан Обществом с ограниченной ответственностью «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий–ВНИИГАЗ» (В.В.Харионовский, С.В.Нефёдов, И.Н.Курганова, В.М.Силкин, В.М.Ковех, М.Ю.Панов, В.М.Ботов, Е.Н.Овсянников) с участием Управления по транспортировке газа и газового конденсата Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» (В.В.Салюков, Е.М.Вышемирский, А.В.Шипилов).

СТАНДАРТ ОТКРЫТОГО АКЦИОНЕРНОГО ОБЩЕСТВА «ГАЗПРОМ»

**МЕТОДИЧЕСКИЕ УКАЗАНИЯ ПО ОЦЕНКЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ УЧАСТКОВ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ С КОРРОЗИОННЫМИ ДЕФЕКТАМИ**

Дата введения — 2007-08-28

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт устанавливает методику оценки работоспособности магистральных газопроводов с коррозионными дефектами.

1.2 Положения и требования настоящего стандарта предназначены для применения при проведении работ, связанных с оценкой технического состояния и проведением экспертизы промышленной безопасности эксплуатируемых магистральных газопроводов ОАО «Газпром».

1.3 Настоящий стандарт применяется для оценки работоспособности корродированных участков подземных и наземных (в насыпи) газопроводов I–IV категории, изготовленных из малоуглеродистых и низколегированных сталей, эксплуатируемых при температурах стенки от минус 40 °С до плюс 60 °С при избыточном давлении газа до 9,8 МПа включительно и сооруженных по проектам, не противоречащим требованиям норм и правил [1] в части расчетов на прочность и требованиям по материалу труб и сварных соединений, а также правилам производства и приемки работ [2].

1.4 Положения настоящего стандарта являются рекомендуемыми к применению при проведении работ по обследованию и контролю технического состояния магистральных газопроводов.

1.5 Настоящий стандарт не применяется для оценки работоспособности корродированных участков газопроводов, работающих в условиях циклических нагрузок, а также для оценки скорости роста (изменения размеров) коррозионных дефектов во времени.

П р и м е ч а н и е — Типы внутренних и внешних коррозионных повреждений и виды нагрузок, на которые распространяется методика оценки, отраженная в положениях настоящего стандарта, приведены в 5.1 с перечислением ограничений на применимость этой методики.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 5272-68 Коррозия металлов. Термины

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

ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии

ГОСТ Р 52330-2005 Контроль неразрушающий. Контроль напряженно-деформированного состояния объектов промышленности и транспорта. Общие требования

СТО РД Газпром 39-1.10-088-2004 Регламент электрометрической диагностики линейной части магистральных газопроводов

СТО Газпром 2-3.5-034-2005 Типовая инструкция выполнения работ по пропуску очистных устройств и средств внутритрубной дефектоскопии с использованием временных узлов пуска и приема

СТО Газпром 2-3.5-045-2006 Порядок продления срока безопасной эксплуатации линейной части магистральных газопроводов ОАО «Газпром»

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

3 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины в соответствии с ГОСТ 5272, ГОСТ 15467, ГОСТ Р 52330, ГОСТ Р 51164, нормативными документами [1–7], а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 коррозионный дефект (далее — 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 изолированно 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 дефект сложного профиля: Дефект, получаемый в результате объединения двух и более взаимодействующих дефектов, или одиночный дефект с известным по всей его протяженности профилем глубины.

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

3.6 наиболее опасный дефект: Дефект (или группа взаимодействующих дефектов) из рассматриваемой выборки дефектов, для которого(ой) расчетное разрушающее давление минимально.

3.7 допустимое давление: Максимальное давление, при котором возможна эксплуатация участка газопровода с дефектом, определяемое как частное от деления расчетного разрушающего давления на коэффициент запаса.

3.8 эрозия металла: Разрушение поверхностных слоев металлических изделий под воздействием потока газа, жидкости, твердых частиц, электрических разрядов или кавитационных явлений.

4 Обозначения

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
- A_{Π} — площадь схематизированного коррозионного пятна в дефекте сложного профиля, мм^2
- $A_{я,i}$ — площадь схематизированной i -й коррозионной язвы в дефекте сложного профиля, мм^2
- D_n — номинальный внешний диаметр трубы, мм
- E — модуль Юнга для металла трубы, МПа
- G_1, G_2 — коэффициенты, используемые для определения величины напряжения σ_2
- H_1 — коэффициент, учитывающий влияние сжимающих продольных напряжений в стенке трубы
- H_2 — коэффициент, учитывающий влияние растягивающих продольных напряжений в стенке трубы
- K — коэффициент запаса
- M — число измерений глубины дефекта при определении его профиля

N	— количество дефектов на текущей линии проекции при оценке группы взаимодействующих дефектов
Q	— коэффициент, учитывающий длину дефекта
$Q_{\text{общ}}$	— коэффициент, учитывающий общую длину дефекта сложного профиля
Q_i	— коэффициент, учитывающий длину отдельного дефекта, входящего в группу взаимодействующих дефектов, или длину отдельных язв в дефектах сложного профиля
Q_{nm}	— коэффициент, учитывающий общую длину последовательно расположенных дефектов с номера n по номер m в группе взаимодействующих дефектов или в совокупности последовательно расположенных язв в дефекте сложного профиля
R_l	— расчетное сопротивление растяжению (сжатию), МПа
c	— длина дефекта в окружном направлении, мм
d	— глубина дефекта, мм
$d_{e,i}$	— средняя глубина i -й идеализированной коррозионной язвы в дефекте сложного профиля, мм
$d_{e,nm}$	— средняя глубина дефекта при объединении n -й и m -й соседних взаимодействующих язв в дефекте сложного профиля, мм
d_i	— глубина одиночного дефекта, входящего в группу взаимодействующих дефектов или глубина i -й отдельной язвы в дефекте сложного профиля, мм
d_j	— текущее последовательное приращение глубины для дефекта сложного профиля, мм
d_l	— локальная глубина дефекта, мм
d_n	— средняя глубина идеализированного пятна в дефекте сложного профиля, мм
$d_{\text{ср}}$	— средняя глубина дефекта сложного профиля, мм
k_l	— коэффициент надежности по материалу труб
k_n	— коэффициент надежности по назначению трубопровода
l	— длина дефекта в осевом направлении, мм
l_i	— длина одиночного дефекта, входящего в группу взаимодействующих дефектов, или длина i -й отдельной язвы в дефекте сложного профиля, мм
$l_{\text{общ}}$	— общая длина дефекта сложного профиля, мм
m	— коэффициент условий работы трубопровода
n_p	— коэффициент надежности по внутреннему давлению
p	— рабочее давление в газопроводе, МПа
$p_{\text{доп}}$	— допустимое давление для дефектного участка газопровода, 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^+	— разрушающее давление для дефектного участка газопровода с одиночным дефектом при учете растягивающих напряжений, МПа
p_i	— разрушающее давление для дефектного участка газопровода с групповыми дефектами при учете каждого дефекта в отдельности или при учете каждой отдельной язвы в дефекте сложного профиля, 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 или для совокупности последовательно расположенных язв в дефекте сложного профиля, МПа
$p_{общ}$	— разрушающее давление для участка газопровода с дефектом сложного профиля при учете его общей длины осредненного значения глубины
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
α	— коэффициент линейного расширения металла трубы, $1/^\circ\text{C}$
Δt	— температурный перепад, положительный при нагревании, $^\circ\text{C}$
φ_k	— угол между соседними дефектами, град
μ	— коэффициент Пуассона для металла трубы
γ	— коэффициент учета величины рабочего давления
θ	— отношение длины дефекта в окружном направлении к номинальному внешнему периметру трубы
ρ	— минимальный радиус упругого изгиба оси трубопровода, мм
$\sigma_{вр}$	— минимальное значение предела прочности, принимаемое по государственным стандартам и техническим условиям на трубы, МПа
σ_1	— граничное значение продольных сжимающих напряжений при проверке необходимости их учета
σ_2	— граничное значение продольных растягивающих напряжений при проверке необходимости их учета

$\sigma_{\text{пр}}$	—	суммарные продольные напряжения, МПа
$\sigma_{\text{пр}}^N$	—	напряжения от осевых нагрузок, МПа
$\sigma_{\text{пр}}^M$	—	напряжения от изгибающих нагрузок, МПа
σ_T	—	минимальное значение предела текучести, принимаемое по государственным стандартам и техническим условиям на трубы, МПа

5 Общие положения

5.1 Исходные данные о видах нагрузок и типах дефектов при оценке работоспособности корродированных участков газопроводов

5.1.1 Оценка работоспособности корродированных участков газопроводов может быть проведена для следующих типов местной коррозии металла труб:

- коррозия пятнами;
- точечная (питтинговая) коррозия;
- коррозионная язва.

5.1.2 В соответствии с методикой, отраженной в положениях настоящего стандарта, оценке подлежат следующие типы связанных с потерей металла трубы локальных повреждений газопроводов, 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, определяемых в соответствии с положениями Инструкции [3];
- утонение стенки, в том числе при ремонте шлифованием согласно требованиям строительных норм [4], 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.

5.1.3 В рамках методики, отраженной в положениях настоящего стандарта, не могут быть оценены следующие типы повреждений:

- трещины и трещиноподобные дефекты;
- коррозионное растрескивание;
- недопустимые по Инструкции [3] заводские и монтажные дефекты сварки;
- механические повреждения (задиры, царапины) и нарушения формы сечения труб (овальность, вмятины, гофры);

П р и м е ч а н и е – Оценку работоспособности участков трубопроводов с дефектами механического происхождения и нарушениями формы сечения в основном металле трубы рекомендуется проводить в соответствии с Рекомендациями [5].

- коррозионные дефекты в сочетании с механическими повреждениями;
- коррозионные дефекты, расположенные в местах концентрации напряжений (патрубках, крановых узлах, тройниках, отводах, местах соединения деталей и других элементах трубопроводных конструкций с резкими изменениями геометрии);
- дефекты глубиной более 80% номинальной (без коррозии) толщины стенки трубы.

5.1.4 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 s , 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.

5.1.5 Наличие указанных в 5.1.1 коррозионных дефектов, а также эрозионных повреждений определяют по данным эксплуатации, обследования технического состояния (в том числе внутритрубной дефектоскопии) и коррозионного мониторинга магистральных газопроводов в соответствии с СТО РД Газпром 39-1.10-088, СТО Газпром 2-3.5-045 (подраздел 5.2), Правилами технической эксплуатации магистральных газопроводов [6] и другими нормативными документами, устанавливающими получение таких данных.

5.1.6 Тип, 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, проводимой в соответствии с СТО Газпром 2-3.5-034, Инструкцией [7] и (или) при проведении визуального и измерительного контроля согласно требованиям Инструкции [8].

5.1.7 Указанные в 5.1.6 параметры могут быть установлены при проведении текущих, плановых или внеплановых ремонтных и ремонтно-восстановительных работ в соответствии с требованиями нормативной документации, регламентирующей их проведение.

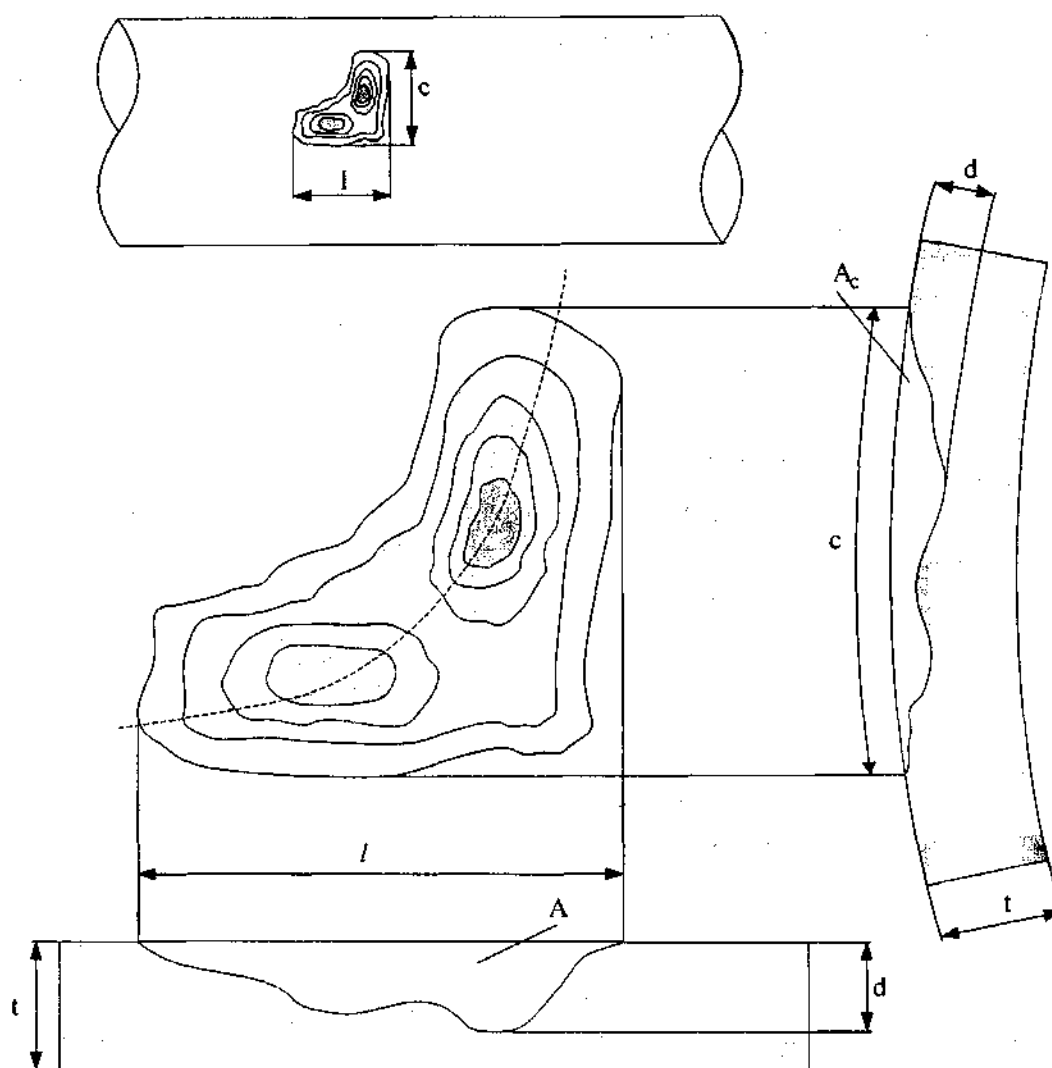


Рисунок 1 – Схематизация дефекта

5.1.8 Акты результатов обследования и формы ведомостей измерений определяются специализированными нормативными документами в зависимости от вида указанных в 5.1.5 – 5.1.7 диагностических обследований и числа параметров, необходимых для оценки работоспособности обследуемого участка трубопровода с коррозионными повреждениями.

Примечание – Пример ведомости измерений согласно требованиям Положения [9] приведен в приложении А.

5.2 Методологическое обоснование расчетных критериев и оценок

5.2.1 Оценку работоспособности участков трубопроводов с коррозионными повреждениями, обозначенными в 5.1, проводят с учетом требований норм и правил [1, 2] по алгорит-

му, приведенному в виде схемы в приложении Б и включающему в себя следующие основные действия:

- определение перечисленных ниже исходных данных по участку газопровода с коррозионным повреждением:

- а) геометрических характеристик поперечного сечения трубы;
- б) категории участка трубопровода;
- в) физико-механических характеристик материала трубы;
- г) условий нагружения участка газопровода;
- д) геометрических характеристик и расположения коррозионных дефектов, а также расстояний между соседними дефектами;

- расчет коэффициента запаса K с учетом норм и правил [1] и Рекомендаций [5]:

$$K = \frac{0,9\gamma n_p k_l k_n}{m}, \quad (5.1)$$

П р и м е ч а н и е – Обозначения и единицы измерения величин, входящих в формулы этого и последующих разделов, включая приложения, приведены в разделе 4.

где 0,9 – поправочный коэффициент, а γ – коэффициент, учитывающий рабочее (нормативное) давление p на оцениваемом участке трубопровода, вычисляемый по формуле

$$\gamma \approx 1 - \frac{n_p p}{R_l}, \quad (5.2)$$

где R_l – расчетное сопротивление растяжению (сжатию), вычисляемое в соответствии с нормами и правилами [1] по формуле

$$R_l = \frac{m}{k_l k_n} \sigma_{вр}, \quad (5.3)$$

где $\sigma_{вр}$ – минимальное значение предела прочности, принимаемое по государственным стандартам и техническим условиям на трубы, а коэффициенты n_p , m , k_l и k_n – по нормам и правилам [1].

П р и м е ч а н и е – Значения $\sigma_{вр}$ и k_l для отечественных и зарубежных труб могут быть приняты по нормативным документам [10, 11].

- оценка одиночных дефектов для всех участков трубопровода с указанными в 5.1.1 повреждениями при учете (если необходимо) напряжений от внутреннего давления в сочетании с продольными напряжениями от осевых и изгибающих нагрузок согласно положениям 6.3;

- оценка корродированных участков без учета продольных напряжений от осевых и изгибающих нагрузок с учетом напряжений только от внутреннего давления для случаев:

- а) отдельных одиночных дефектов или дефектов, трактуемых в группе дефектов как одиночные (см. раздел 6);

б) групповых взаимодействующих дефектов при установлении их взаимодействия (см. раздел 7);

в) дефектов сложного профиля при наличии измеренного профиля дефекта по всей его длине (см. раздел 8).

П р и м е ч а н и я:

1 Для определения профиля дефекта необходимо иметь данные измерений максимальной в окружном направлении глубины дефекта по всей его длине в продольном направлении, то есть данные о профиле «дна» дефекта.

2 В случаях, когда профиль дефекта имеет вид гладкой кривой, его можно представить либо известными функциональными зависимостями (эллиптическими, параболическими и т.п.), либо интерполяционным полиномом по заданным точкам измерения.

- оценка допустимого давления $p_{\text{доп}}$ для всех вышеуказанных вариантов анализа дефектов по формуле

$$p_{\text{доп}} = p_r / K, \quad (5.4)$$

где p_r — разрушающее давление, вычисляемое в каждом варианте анализа дефектов согласно требованиям настоящего стандарта;

- сравнение полученного допустимого давления с рабочим давлением и принятие решения о дальнейшей эксплуатации или ремонте участка трубопровода с коррозионными повреждениями.

5.2.2 Критерием работоспособности участка газопровода с коррозионными повреждениями следует считать превышение расчетного допустимого давления над рабочим давлением, при котором эксплуатируется данный участок, то есть выполнение следующего условия:

$$p_{\text{доп}} \geq p. \quad (5.5)$$

5.3 Расчетные схемы и методы учета нагрузок и воздействий

5.3.1 В зависимости от наличия, степени детализации указанных в 5.1 и 5.2 и приведенных в таблице 1 исходных данных, возможностей их получения приборными и измерительными средствами, настоящим стандартом при оценке любых из перечисленных в 5.2.1 случаев схематизации дефектов предусмотрен поэтапный порядок расчета разрушающего давления на участке газопровода с этими дефектами, организованный по принципу «от простого — к сложному».

Т а б л и ц а 1 — Исходные данные для различных вариантов оценки работоспособности участков трубопровода с коррозионными дефектами

Исходные данные	Вариант оценки				
	Одиночные дефекты			Взаимодейст- вующие (групповые) дефекты	Дефекты сложного профиля
	учет напряжений только от внутреннего давления	учет продольных напряжений от внутреннего давления, осевых и изгибающих нагрузок			
		сжимающие напряжения	растягивающие напряжения		
D_n, t	+	+	+	+	+
$\sigma_{вр}$	+	+	+	+	+
σ_T	—	—	+	—	—
p	+	+	+	+	+
l	+	+	+	+	+
d	+	+	+	+	+
c	—	+	+	+	+
s_i	—	—	—	+	+
s_k или φ_k	—	—	—	+	+
Раздел	6	6	Приложение Г	7	8

П р и м е ч а н и е — Для каждого варианта оценки знаком «+» обозначены используемые в этом варианте исходные данные.

5.3.2 На первом этапе для любых типов дефектов и условий нагружения применяют упрощенный подход (предварительную оценку) для расчета допустимого давления, рассматривая любое коррозионное повреждение как одиночный дефект с максимальной по всей длине дефекта глубиной и учитывая напряжения только от внутреннего давления в соответствии с 6.2.

Если на этом этапе расстояния между соседними одиночными дефектами могут быть измерены и необходим учет взаимодействия между ними в соответствии с 6.1.1, то расчет допустимого давления проводят для группы взаимодействующих одиночных дефектов согласно разделу 7.

5.3.3 Второй этап должен быть проведен, если в результате расчетов на первом этапе условие (5.5) не выполняется, а снижение рабочего давления на данном участке трубопровода до уровня допустимого давления нецелесообразно по экономическим, технологическим или другим причинам.

В этом случае следует проводить уточненный расчет согласно требованиям раздела 8, рассматривая коррозионные повреждения как дефекты сложной формы с измеренным профилем.

Пр и м е ч а н и е – При варианте оценки, учитывающем влияние продольных напряжений от внутреннего давления, осевых и изгибающих нагрузок, переход ко второму этапу в рамках настоящего стандарта не делают (см. схему в приложении Б). Возможность уточняющих расчетов для такого рода дефектов должна быть предусмотрена техническими и научно-практическими мероприятиями, предлагаемыми в разделе 9.

5.3.4 Технические мероприятия и решения, которые могут быть предприняты на основании оценки допустимого давления на любом из этапов, приведены в разделе 9.

6 Метод схематизации и оценка одиночных дефектов

6.1 Определение и схематизация одиночных дефектов

6.1.1 При определении и схематизации одиночных дефектов, кроме указанных в 5.1.2 геометрических характеристик, необходимо использовать следующие данные:

- расстояние s_l между двумя соседними дефектами в продольном (осевом) направлении;
- расстояние s_k или угол φ_k между дефектами в поперечном (окружном) направлении.

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

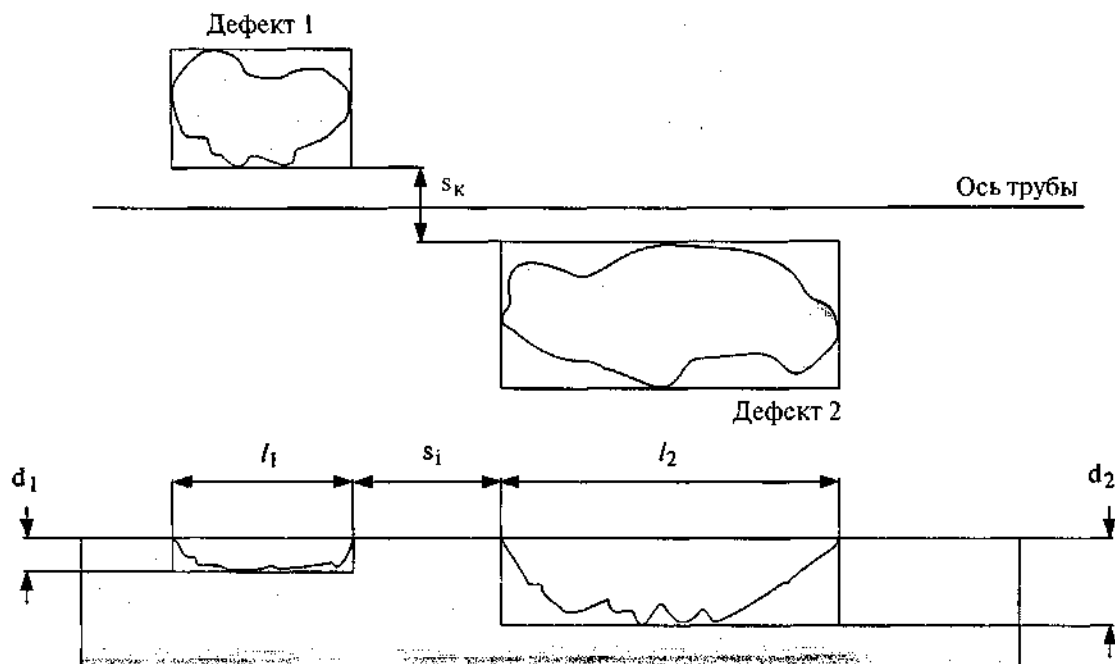


Рисунок 2 — Схематизация одиночных дефектов для определения их взаимодействия

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

$$s_l > 2\sqrt{D_n t}; \quad (6.1)$$

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

$$s_k > \pi\sqrt{D_n t}. \quad (6.2)$$

6.1.3 Условие (6.2) может быть выражено в единицах плоского угла φ_k , град, между соседними дефектами

$$\varphi_k > 360 \sqrt{\frac{t}{D_n}}. \quad (6.3)$$

6.1.4 Если оба условия (6.1) и (6.2) одновременно не выполняются, то необходимо учитывать взаимодействие дефектов на обследуемом участке газопровода и оценку работоспособности этого участка проводить в соответствии с требованиями раздела 7.

6.2 Оценка работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления

6.2.1 При выполнении условий (6.1) или (6.2) коррозионный дефект рассматривают как одиночный, не взаимодействующий с соседними дефектами.

6.2.2 Оценку работоспособности участка газопровода с одиночным дефектом при учете напряжений от внутреннего давления проводят с учетом соответствующих данных таблицы 1.

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

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

$$p_p^o = \frac{2t\sigma_{np} \left(1 - \frac{d}{t}\right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d}{tQ}\right)}, \quad (6.4)$$

где

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l}{\sqrt{D_n t}}\right)^2}. \quad (6.5)$$

6.2.2.3 Допустимое давление $p_{доп}$ для данного участка определяют по формуле

$$p_{доп} = p_p^o / K, \quad (6.6)$$

где K – коэффициент запаса, вычисляемый по формуле (5.1).

6.2.2.4 Примеры оценки работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления приведены в приложении В.

6.3 Оценка работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления, осевых и изгибающих нагрузок и воздействий

6.3.1 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.

6.3.2 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 по ГОСТ Р 52330;
- согласно требованиям норм и правил [1];
- методами строительной механики*;
- посредством натурных измерений с помощью тензометрии согласно Положению [9].

6.3.3 В частности, согласно нормам и правилам [1] при проектном положении газопровода для прямолинейных и упругоизогнутых участков в отсутствие продольных и поперечных перемещений грунта максимальные суммарные продольные напряжения $\sigma_{пр}$ от нормативных нагрузок и воздействий – внутреннего давления, температурного перепада и упругого изгиба вычисляют по формуле

$$\sigma_{пр} = \sigma_{пр}^N + \sigma_{пр}^M, \quad (6.7)$$

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

$$\sigma_{пр}^N = -\alpha E \Delta t + \mu \frac{p(D_n - 2t)}{2t}, \quad (6.8)$$

$\sigma_{пр}^M$ – напряжения от изгибающих нагрузок, вычисляемые по формуле

$$\sigma_{пр}^M = \pm \frac{E D_n}{2\rho}. \quad (6.9)$$

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

Примечания:

1 В формуле (6.8) температурный перепад Δt принимают равным разнице между температурой эксплуатации газопровода и его температурой непосредственно после засыпки или другого способа фиксирования при монтаже. В зависимости от знака Δt температурные напряжения, выраженные первым слагаемым в правой части формулы (6.8), могут принимать положительное или отрицательное значение. В первом случае их считают растягивающими, а во втором — сжимающими.

2 Если значение радиуса упругого изгиба ρ оси газопровода, используемое в формуле (6.9), невозможно определить по имеющейся документации или иным способом, то его в соответствии с нормами и правилами [2] принимают равным $1000D_n$.

3 Знак «плюс» в формуле (6.9) относится к растягивающим напряжениям от изгиба в сечении трубы, а знак «минус» — к сжимающим напряжениям от изгиба в том же сечении.

6.3.4 Для участков газопроводов, находящихся в непроектном положении, суммарные продольные напряжения рекомендуется определять с учетом упруго-пластических свойств материала трубы в соответствии с Рекомендациями [5].

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

6.3.6 Оценку работоспособности участка газопровода с одиночным дефектом при учете напряжений от внутреннего давления и сжимающих напряжений от осевых и изгибающих нагрузок и воздействий проводят с учетом соответствующих данных таблицы 1.

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

6.3.6.2 Ширину дефекта s считают равной максимальной длине дефекта в окружном направлении.

6.3.6.3 Если суммарные продольные напряжения $\sigma_{пр}$, вычисленные по формуле (6.7), являются сжимающими, то их следует учитывать при выполнении неравенства

$$\sigma_{пр} < \sigma_1, \quad (6.10)$$

где

$$\sigma_1 = -0,5 \sigma_{вр} \frac{\left(1 - \frac{d}{t}\right)}{\left(1 - \frac{d}{tQ}\right)}. \quad (6.11)$$

6.3.6.4 Разрушающее давление p_r^0 для одиночного коррозионного дефекта при учете напряжений только от внутреннего давления (первый этап) вычисляют по формуле (6.4).

6.3.6.5 При выполнении неравенства (6.10) разрушающее давление продольного разрыва определяют с учетом сжимающих продольных напряжений по формуле

$$p^- = \frac{2t\sigma_{np}}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d}{tQ}\right)} H_1. \quad (6.12)$$

6.3.6.6 Поправочный коэффициент H_1 , учитывающий влияние сжимающих напряжений, вычисляют по формуле

$$H_1 = \frac{1 + \frac{\sigma_{np}}{\sigma_{\text{пр}}} \frac{1}{A_r}}{1 - \frac{1}{2A_r} \left(1 - \frac{d}{tQ}\right)}, \quad (6.13)$$

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

$$A_r = 1 - \frac{A_c}{\pi D_n t}; \quad (6.14)$$

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

$$A_r = 1 - \frac{d}{t}\theta, \quad (6.15)$$

где θ — отношение ширины дефекта в окружном направлении к номинальному внешнему периметру трубы, вычисляемое по формуле

$$\theta = \frac{c}{\pi D_n}. \quad (6.16)$$

6.3.6.7 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 6.3.6.4 и 6.3.6.5,

$$p_p = \min(p_p^o, p^-). \quad (6.17)$$

6.3.6.8 Если неравенство (6.10) не выполняется, то расчеты, рекомендуемые в 6.3.6.5 и 6.3.6.6, не выполняют и разрушающее давление p_p принимают равным p_p^o .

6.3.6.9 Допустимое давление на данном участке газопровода вычисляют по формуле

$$p_{\text{доп}} = p_r / K. \quad (6.18)$$

6.3.7 Оценку работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления и растягивающих напряжений от осевых и изгибающих нагрузок и воздействий рекомендуется проводить в соответствии с приложением Г.

П р и м е ч а н и е – В соответствии с Рекомендациями [12] метод расчета разрушающего давления, предложенный в стандарте [13], научном отчете [14] и изложенный в приложении Г, рекомендуется использовать лишь для предварительной приближенной оценки работоспособности участка газопровода. Для последующего уточняющего расчета целесообразно использовать численные методы и (или) проведение специальных экспериментальных исследований, выполняемых специализированной экспертной организацией.

6.3.8 Примеры оценки работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления, осевых и изгибающих нагрузок и воздействий приведены в приложении Д.

7 Методы схематизации и оценка групповых дефектов с учетом их взаимодействия

7.1 Определение и схематизация групповых дефектов. Учет взаимодействия дефектов

7.1.1 При одновременном невыполнении условий (6.1) и (6.2) необходимо учитывать взаимодействие соседних дефектов на обследуемом участке газопровода и оценку работоспособности этого участка проводить для дефектов, объединенных в группу взаимодействующих.

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

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

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

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

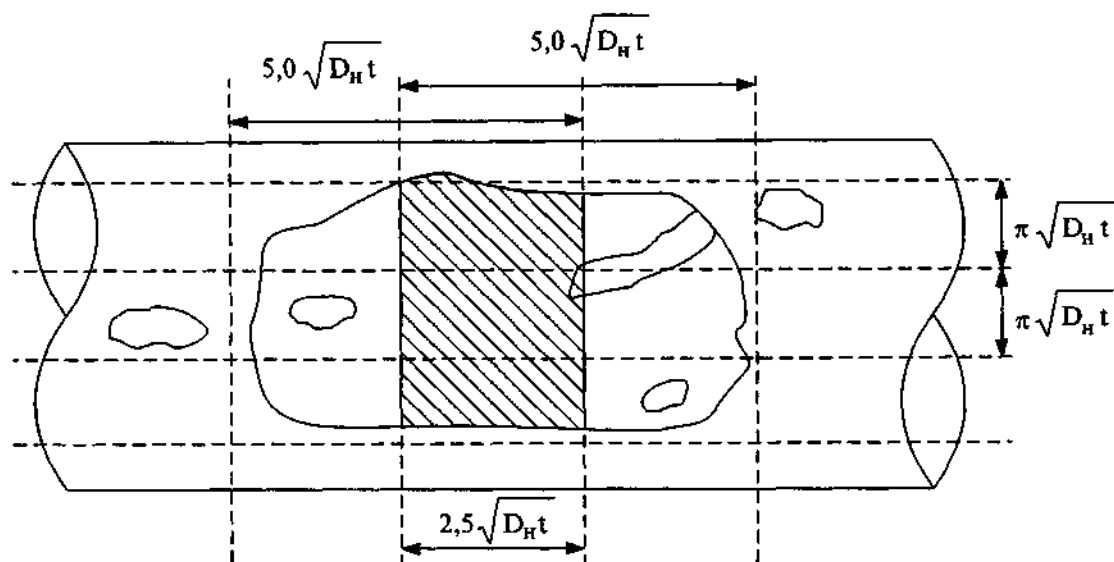


Рисунок 3 – Разбиение участка газопровода для учета взаимодействия групповых дефектов

7.1.2.3 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).

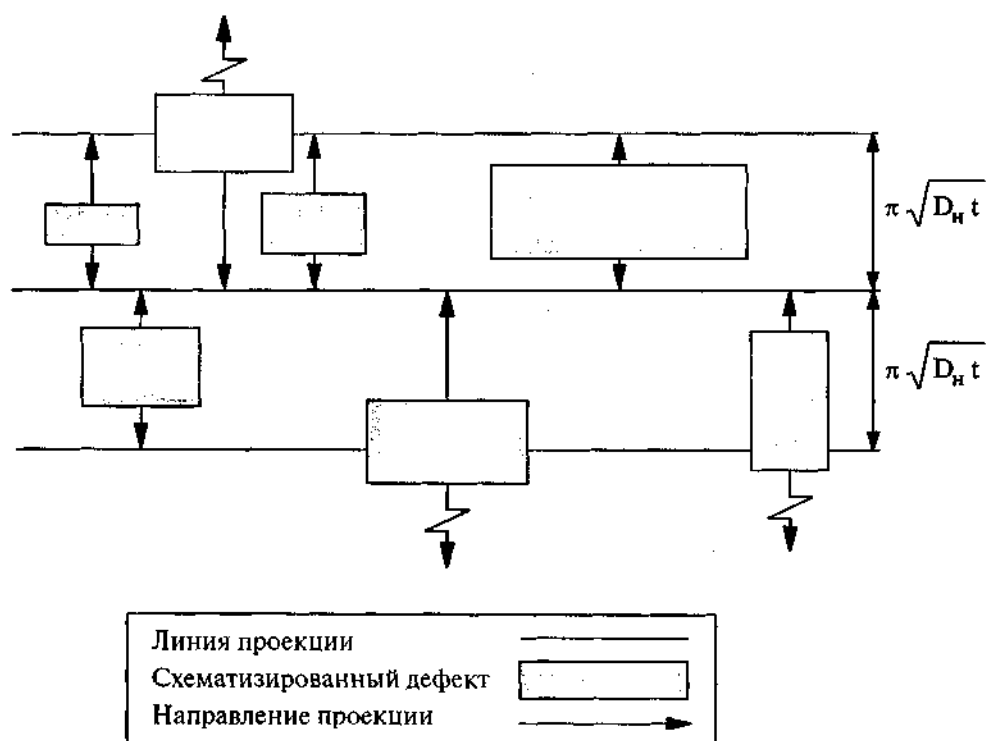


Рисунок 4 – Схематизация учета взаимодействия дефектов в окружном направлении

Примечание — Ломаные 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.

7.1.2.4 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).

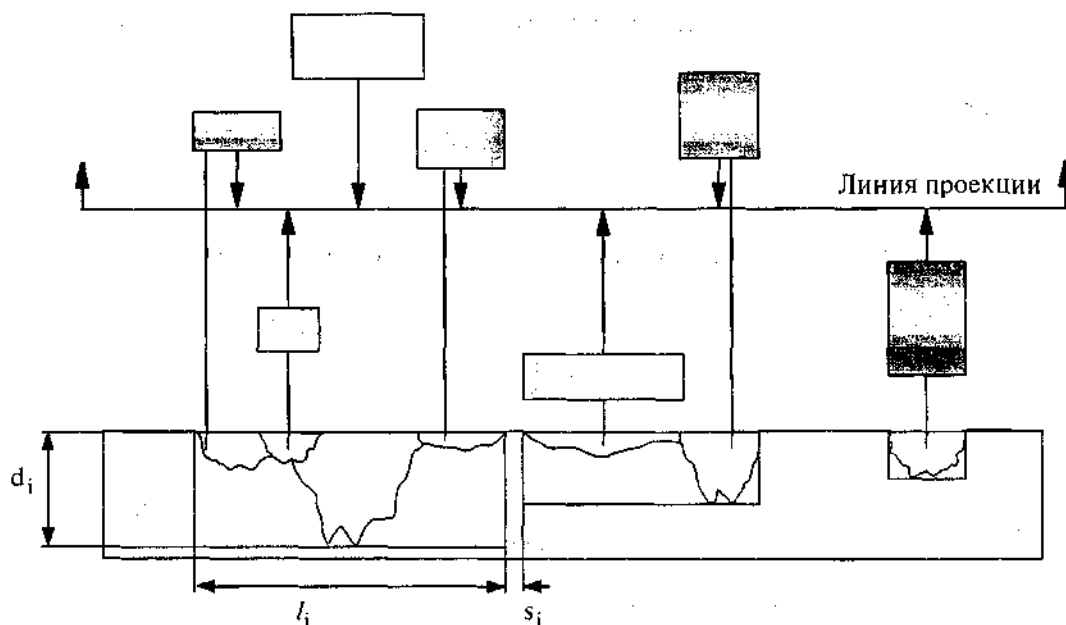


Рисунок 5 — Пересечение проекций одиночных дефектов на линии проекции с образованием объединенных дефектов

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

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

7.2 Оценка работоспособности участка газопровода с групповыми дефектами при учете напряжений от внутреннего давления

7.2.1 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 таблицы 1 по нижеприведенным правилам.

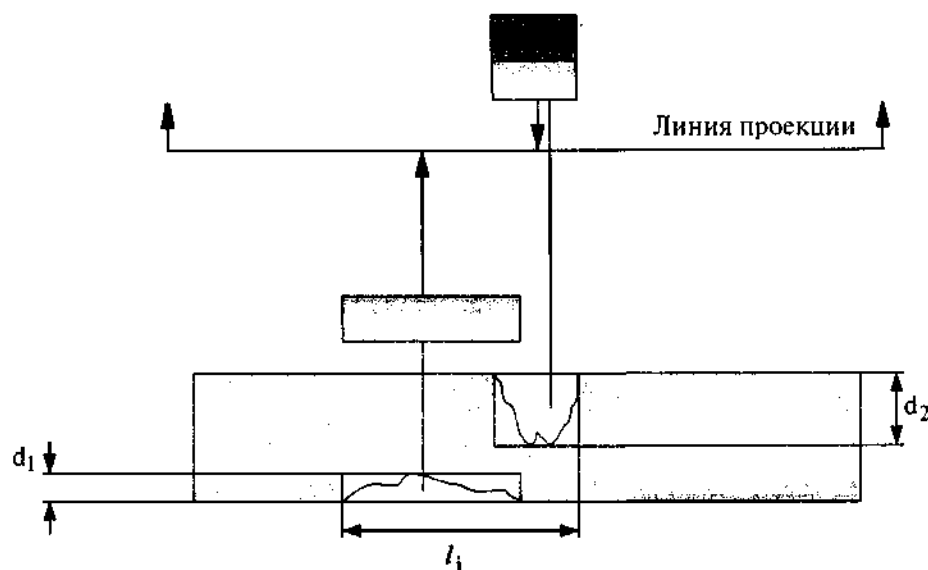


Рисунок 6 – Объединение внутреннего и внешнего дефектов

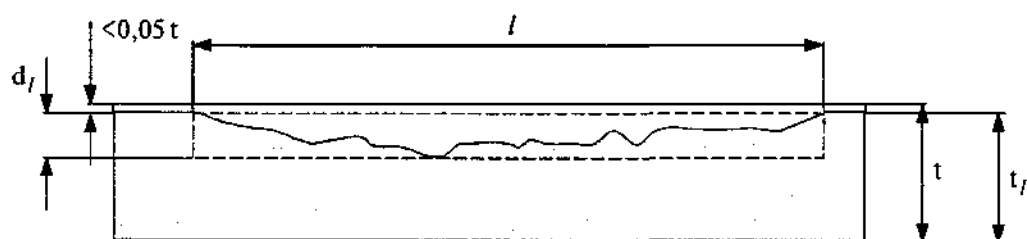


Рисунок 7 – Корректировка глубины дефекта для участков трубопровода со сплошной коррозией

7.2.1.1 Дефекты, просцируемые на каждую текущую линию проекции, последовательно нумеруют в пределах рассматриваемой части.

7.2.1.2 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

$$p_i = \frac{2t\sigma_{\text{вр}} \left(1 - \frac{d_i}{t}\right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d_i}{tQ_i}\right)}, \quad i = 1, \dots, N, \quad (7.1)$$

где

$$Q_i = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_i}{\sqrt{D_n t}}\right)^2}, \quad i = 1, \dots, N. \quad (7.2)$$

7.2.1.3 Для учета взаимодействия последовательно пронумерованных дефектов составляют всевозможные 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, 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 четыре последовательно расположенных дефекта с номерами 1, 2, 3 и 4, то оценку разрушающего давления проводят:

- для каждого из четырех дефектов в отдельности;
- для пар дефектов (1, 2), (2, 3) и (3, 4);
- для троек дефектов (1, 2, 3), (2, 3, 4);
- для всех четырех дефектов (1, 2, 3, 4).

Общее число учитываемых наборов для данного примера равно 10.

7.2.1.4 Общую длину дефекта l_{nm} , состоящего из дефектов с номера n по номер m (см. рисунок 8) и объединенного в соответствии с 7.2.1.3, вычисляют по формуле

$$l_{nm} = l_n + \sum_{i=n}^{m-1} (l_i + s_i), \quad n, m = 1, \dots, N. \quad (7.3)$$

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

$$d_{nm} = \frac{\sum_{i=n}^m d_i l_i}{l_{nm}}. \quad (7.4)$$

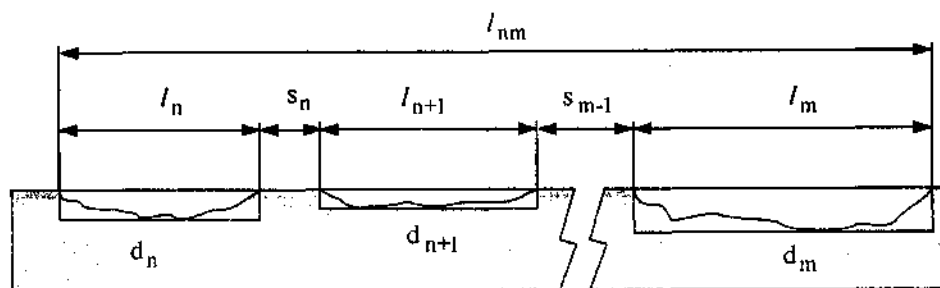


Рисунок 8 – Объединение взаимодействующих дефектов

7.2.1.6 Разрушающее давление для каждого объединенного дефекта (этап 1) вычисляют с учетом (7.4) по формуле

$$P_{nm} = \frac{2t\sigma_{\text{вп}} \left(1 - \frac{d_{nm}}{t}\right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d_{nm}}{tQ_{nm}}\right)}, \quad (7.5)$$

где

$$Q_{nm} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_{nm}}{\sqrt{D_n t}} \right)^2}. \quad (7.6)$$

7.2.1.7 За разрушающее давление p_p для текущей линии проекции в пределах рассматриваемой части принимают минимальное его значение из всех рассчитанных по формуле (7.1) для одиночных дефектов и рассчитанных по формуле (7.5) для всех наборов объединенных дефектов, то есть

$$p_p = \min(p_1, p_2, \dots, p_N, P_{nm}) \quad (7.7)$$

7.2.1.8 Оценку разрушающего давления p_p для каждой следующей линии проекции в пределах данной части разбиения проводят по алгоритму, изложенному в 7.2.1.2 – 7.2.1.7. Разрушающим давлением считают минимальное из полученных значений разрушающего давления для каждой линии проекции в пределах рассматриваемой части газопровода.

7.2.1.9 Аналогично 7.2.1.8 проводят оценку разрушающего давления p_p для следующей части протяженностью $5,0\sqrt{D_n t}$, перекрывающей предыдущую в осевом направлении на протяжении $2,5\sqrt{D_n t}$.

7.2.1.10 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 7.2.1.9 для каждой из частей.

7.2.1.11 Наиболее опасным дефектом на оцениваемом участке газопровода считают одиночный или объединенный дефект, для которого итоговое разрушающее давление определено в соответствии с 7.2.1.10.

7.2.1.12 Допустимое давление на данном участке газопровода вычисляют по формуле

$$p_{\text{доп}} = p_p / K. \quad (7.8)$$

7.2.2 Примеры оценки работоспособности участка газопровода с групповыми дефектами приведены в приложении Е.

8 Метод схематизации и оценка работоспособности участка газопровода с дефектами сложного профиля

8.1 Определение и схематизация дефектов сложного профиля

8.1.1 При наличии на фоне общего коррозионного пятна отдельных точечных или язвенных повреждений коррозионный дефект рассматривают как дефект сложного профиля (см. рисунок 9).

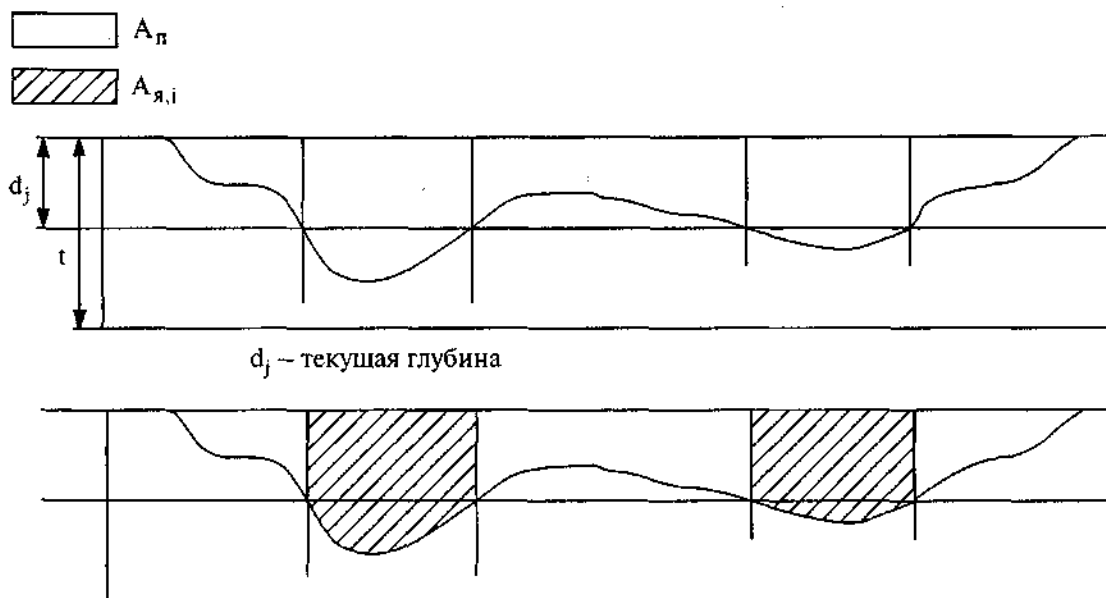


Рисунок 9 – Схематизация дефекта сложного профиля для определения площадей проекций коррозионного пятна A_p и отдельных коррозионных язв $A_{я,i}$

Примечание — В общем случае дефектом сложного профиля можно считать одиночный дефект с известным или измеренным профилем, а также группу дефектов, схематизируемую как одиночный дефект при известных или измеренных профилях каждого дефекта, входящего в группу.

8.1.2 Для определения профиля дефекта и упрощения схемы расчета глубину дефекта целесообразно измерять с шагом Δl по всей длине дефекта. Величина шага должна быть выбрана таким образом, чтобы измеренный профиль дефекта был достаточно близок к реальному профилю дефекта.

8.1.3 Если между соседними язвами в пределах общего коррозионного пятна выявлено взаимодействие в соответствии с 7.1.1, то учет этого взаимодействия проводят согласно рекомендациям 7.2.

8.2 Оценка работоспособности участка газопровода с дефектами сложного профиля при учете напряжения от внутреннего давления

8.2.1 Оценку работоспособности участка газопровода с дефектами сложного профиля при учете напряжений от внутреннего давления (второй этап) проводят с учетом соответствующих данных таблицы 1 по правилам, приведенным ниже.

8.2.1.1 Используя максимальное по профилю значение глубины и значение общей длины $l_{\text{общ}}$ дефекта сложной формы, вычисляют разрушающее давление p^0 на участке трубопровода с этим дефектом (первый этап), используя формулы (6.4) и (6.5) и рассматривая его как одиночный. При расчете поправочного коэффициента Q по формуле (6.5) в нее подставляют значение $l_{\text{общ}}$.

8.2.1.2 По данным измерений, выполненных согласно 8.1.2, рассчитывают площадь A проекции всего дефекта сложного профиля на продольную плоскость.

8.2.1.3 При постоянном шаге Δl площадь проекции A при числе замеров M может быть определена по формуле

$$A = \Delta l \sum_{k=0}^M d_k^{\text{изм}}, \quad (8.1)$$

где $d_k^{\text{изм}}$ — измеренные по длине дефекта сложного профиля значения глубины.

8.2.1.4 При переменном шаге измерения Δl_k для вычисления A используют следующую формулу

$$A = \frac{1}{2} \sum_{k=0}^{M-1} \Delta l_k (d_k^{\text{изм}} + d_{k+1}^{\text{изм}}). \quad (8.2)$$

Примечания:

1 Для применения формул (8.1) и (8.2) значения глубины $d_0^{\text{изм}}$ и $d_M^{\text{изм}}$ в крайних по длине точках дефекта должны быть равны нулю.

2 Кроме формул (8.1) и (8.2) для алгоритмизации и автоматизации расчетов допускается использовать другие известные из математики методы расчета площади.

3 С приемлемой степенью точности для вычисления площади проекции A может быть использована масштабно-координатная бумага с нанесенным на нее профилем дефекта.

8.2.1.5 Среднюю глубину дефекта с учетом общей его длины $l_{\text{общ}}$ вычисляют по формуле

$$d_{\text{ср}} = A / l_{\text{общ}}. \quad (8.3)$$

8.2.1.6 Разрушающее давление для дефекта исходной длины и осредненной глубины вычисляют по формуле

$$P_{\text{общ}} = \frac{2t\sigma_{\text{пр}} \left(1 - \frac{d_{\text{ср}}}{t}\right)}{(D_{\text{н}} - t) \left(1 - \frac{d_{\text{ср}}}{tQ_{\text{общ}}}\right)}, \quad (8.4)$$

где значение поправочного коэффициента $Q_{\text{общ}}$ должно быть вычислено по формуле

$$Q_{\text{общ}} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_{\text{общ}}}{\sqrt{D_{\text{н}} t}} \right)^2}. \quad (8.5)$$

8.2.1.7 Для проведения дальнейших расчетов сложный профиль реального дефекта разбивают по его максимальной глубине на равные части Δd , называемые приращениями по глубине. Число приращений по глубине следует выбирать от 10 до 50 в зависимости от значений максимальной глубины дефекта, его формы и толщины стенки трубы.

8.2.1.8 Каждое последовательное приращение должно разделять профиль дефекта на следующие части (см. рисунок 9):

- идеализированное коррозионное пятно, среднее значение глубины которого $d_{\text{п}}$ для j -го текущего номера приращения в общем случае меньше текущего значения глубины коррозионного пятна $d_j = j\Delta d$, как показано на рисунке 10;

Примечание – Разница между значениями указанных величин d_j и $d_{\text{п}}$ обусловлена тем, что среднее значение глубины для каждого приращения вычисляют, исходя из рассчитанной согласно 8.2.1.3 или 8.2.1.4 площади проекции пятна $A_{\text{п}}$ для j -го текущего номера приращения.

- идеализированные коррозионные язвы, глубина которых больше d_j (рисунок 10).

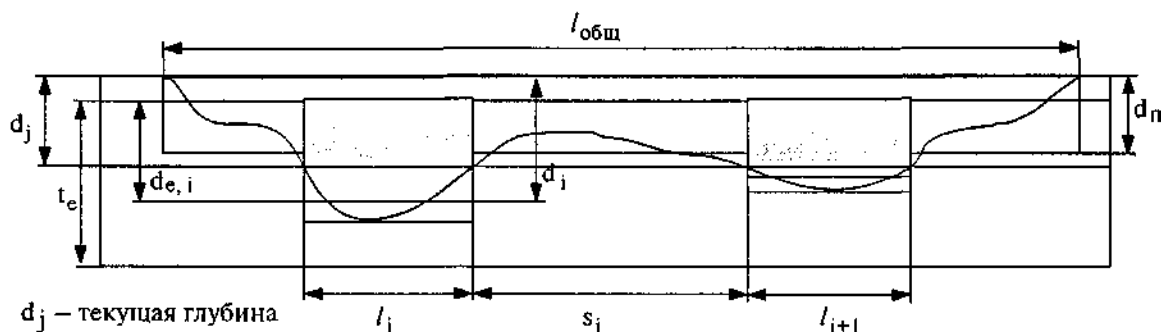


Рисунок 10 – Представление дефекта со сложным профилем в виде идеализированного коррозионного пятна, включающего идеализированные язвы

8.2.1.9 Для текущего значения глубины d_j среднюю глубину идеализированного коррозионного пятна вычисляют по формуле

$$d_n = A_n / l_{\text{общ}}, \quad (8.6)$$

где площадь проекции A_n для текущего приращения глубины можно определить по формулам (8.1) и (8.2) или другим методом на основе данных измерений, проведенных согласно 8.1.2.

8.2.1.10 Разрушающее давление для значения глубины d_n вычисляют с учетом коэффициента $Q_{\text{общ}}$ (см. 8.2.1.6) по формуле

$$p_n = \frac{2t\sigma_{\text{вр}} \left(1 - \frac{d_n}{t}\right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d_n}{tQ_{\text{общ}}}\right)}, \quad (8.7)$$

8.2.1.11 Расчет средней глубины d_i каждой язвы для текущего приращения глубины d_j проводят по формуле

$$d_i = A_{\text{я},i} / l_i, \quad i = 1, \dots, N, \quad (8.8)$$

где площади проекции каждой язвы $A_{\text{я},i}$ определяют с учетом значений их длины l_i по формулам (8.1) и (8.2) на основе данных измерений, проведенных согласно 8.1.2.

8.2.1.12 При оценке величины разрушающего давления, обусловленного влиянием включенных в коррозионное пятно коррозионных язв, используют значение разрушающего давления p_n , определенное по формуле (8.7). Это значение учитывают в следующей формуле для расчета эффективной толщины t_e стенки «эквивалентной» трубы:

$$t_e = \frac{p_n D_n}{(2\sigma_{\text{вр}} + p_n)}. \quad (8.9)$$

8.2.1.13 Значение средней глубины каждой коррозионной язвы $d_{e,i}$ должно быть скорректировано с использованием значения t_e по формуле

$$d_{e,i} = d_i - (t - t_e). \quad (8.10)$$

8.2.1.14 Разрушающее давление каждой коррозионной язвы как изолированного дефекта откорректированной глубины $d_{e,i}$ и длины l_i вычисляют по формуле

$$p_i = \frac{2t_e \sigma_{\text{вр}} \left(1 - \frac{d_{e,i}}{t_e}\right)}{(D_n - t_e) \left(1 - \frac{d_{e,i}}{t_e Q_i}\right)}, \quad (8.11)$$

где

$$Q_i = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_i}{\sqrt{D_n t_e}} \right)^2}. \quad (8.12)$$

8.2.1.15 Согласно 7.2 при наличии взаимодействия между коррозионными язвами, расположенными в пределах дефекта сложного профиля, оценку разрушающего давления проводят с учетом этого взаимодействия в следующем порядке:

- по формуле (7.3) вычисляют длину l_{nm} объединенного дефекта, состоящего из дефектов с n по m ;

- среднюю глубину объединенного дефекта $d_{e,nm}$ вычисляют по формуле

$$d_{e,nm} = \frac{\sum_{i=n}^m d_{e,i} / l_i}{l_{nm}}, \quad (8.13)$$

- с учетом формулы (8.13) проводят расчет разрушающего давления p_{nm} для каждого объединенного дефекта

$$p_{nm} = \frac{2t_e \sigma_{вр} \left(1 - \frac{d_{e,nm}}{t_e} \right)}{(D_n - t_e) \left(1 - \frac{d_{e,nm}}{t_e Q_{nm}} \right)}, \quad (8.14)$$

где

$$Q_{nm} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_{nm}}{\sqrt{D_n t_e}} \right)^2}. \quad (8.15)$$

П р и м е ч а н и е – Следует учитывать, что в ряде случаев при проведении расчета разделение язв на отдельные дефекты происходит на некотором шаге приращения по глубине дефекта сложного профиля. До этого шага используемое в 8.2.1.15 значение l_{nm} равно сумме длин отдельных соседних язв, то есть $s_i = 0$ согласно формуле (7.3).

8.2.1.16 За разрушающее давление для текущего приращения глубины принимают минимальное из всех полученных значений

$$p_p = \min (p_1, p_2, \dots, p_N, p_{nm}, p_n, p_{общ}). \quad (8.16)$$

8.2.1.17 Алгоритм оценки, изложенный в 8.2.1.7–8.2.1.15 повторяют для последующих приращений d_j до тех пор, пока значение этого приращения не будет равно максимальной по профилю глубине рассматриваемого коррозионного дефекта.

8.2.1.18 Значение p_p , вычисленное согласно 8.2.1.16 для любого текущего приращения глубины, не может быть меньше значения p_p^0 , вычисленного в соответствии с 8.2.1.1.

8.2.1.19 Допустимое давление для дефекта сложного профиля вычисляют по формуле

$$p_{\text{доп}} = p_p / K. \quad (8.17)$$

8.2.1.20 Пример оценки работоспособности участка газопровода с дефектом сложного профиля при учете напряжения от внутреннего давления приведен в приложении Ж.

9 Рекомендации по принятию эффективных технических решений на основе полученных оценок работоспособности участков газопроводов с коррозионными повреждениями

9.1 В соответствии с 5.2.2 критерием работоспособности участка газопровода с коррозионными повреждениями следует считать превышение расчетного допустимого давления над рабочим давлением, при котором эксплуатируется данный участок, то есть выполнение условия (5.5).

9.2 В рамках разделов 6–8 выполнение условия (5.5) проверяется для различных видов коррозионных дефектов и нагрузок на рассматриваемом участке газопровода.

9.3 Указанное условие проверяется:

- при рассмотрении любого дефекта как одиночного с максимальной по всей его длине глубиной (первый этап) с целью быстрой предварительной оценки допустимого давления;
- при рассмотрении группы коррозионных дефектов, когда входящие в эту группу одиночные и объединенные дефекты оценивают по методике первого этапа, но с учетом их взаимодействия;
- при рассмотрении коррозионного повреждения как дефекта сложного профиля (второй этап), если невозможно снижение рабочего давления до уровня допустимого давления, оцененного на первом этапе.

9.4 Если по экономическим, технологическим или другим причинам невозможно снижение рабочего давления до уровня допустимого, оценка которого получена на втором этапе, то эксплуатирующей организацией в рамках системы технического обслуживания и ремонта могут быть приняты решения о проведении расчетно-экспериментальных работ по уточнению оценки работоспособности данного участка с привлечением специализированной экспертной организации (третий этап).

9.5 На третьем этапе с помощью методов строительной механики и специализированных методик, реализованных в виде вычислительных программных комплексов, специалисты экспертной организации проводят уточненную оценку напряженно-деформированного состояния и допустимого давления на рассматриваемом участке газопровода с коррозионными дефектами.

9.6 Если в результате проведения оценки допустимого давления на участке газопровода с коррозионными дефектами в рамках любого из этапов его уровень выше уровня рабочего давления, то эксплуатирующей данный участок организацией могут быть приняты следующие решения о дальнейших условиях его эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте:

- продолжение эксплуатации оцениваемого участка газопровода без снижения рабочего давления и устранения дефектов при условии положительных результатов прогнозной оценки работоспособности данного участка газопровода на срок не менее 5 лет с последующим контролем согласно ГОСТ Р 51164 и Положению [9] скорости коррозии в зонах повышенной и высокой коррозионной активности;

Примечания:

1 Под прогнозной оценкой работоспособности в рамках настоящего стандарта понимается пересчет значения допустимого давления на оцениваемом участке газопровода с учетом возможного роста размеров коррозионного дефекта.

2 При проведении прогнозной оценки работоспособности скорость роста коррозии по длине и ширине дефекта рекомендуется принимать приблизительно в двадцать раз больше скорости роста коррозии в глубину.

3 Если оценка работоспособности выполнялась по результатам визуального и измерительного контроля, то должна быть выполнена шлифовка дефектов глубиной более 5% от толщины стенки. Если шлифовка привела к увеличению размеров дефекта, то должна быть проведена повторная оценка работоспособности с учетом новых размеров дефекта.

- продолжение эксплуатации газопровода без снижения рабочего давления с устранением дефектов в рамках планового ремонта при условии отрицательных результатов прогнозной оценки работоспособности данного участка газопровода на срок не менее 5 лет.

9.7 Если в результате проведения оценки допустимого давления на участке газопровода с коррозионными дефектами в рамках любого из этапов его уровень ниже уровня рабочего давления, организацией, эксплуатирующей данный участок, могут быть приняты следующие решения о дальнейших условиях его эксплуатации, техническом обслуживании и ремонте:

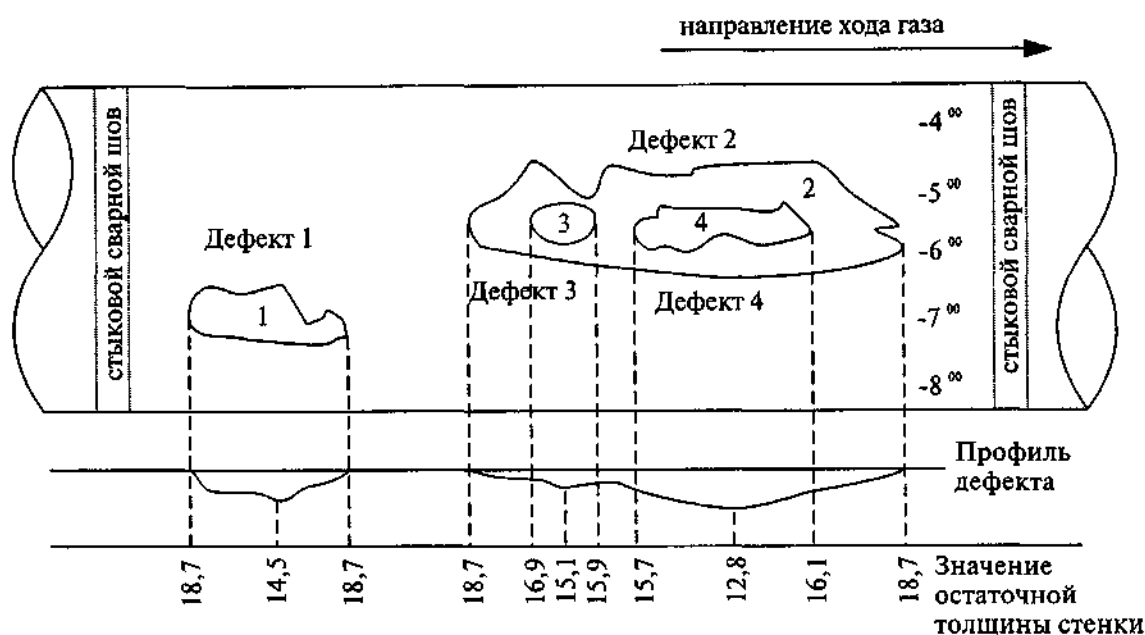
- снижение давления до уровня допустимого по результатам оценки без проведения ремонта с выполнением прогнозной оценки согласно 9.6 для нового уровня рабочего давления и последующим контролем скорости коррозии в зонах повышенной и высокой коррозионной активности;

- проведение ремонтных работ по устранению недопустимых дефектов согласно нормативной документации на проведение необходимого вида ремонта с последующей эксплуатацией газопровода без снижения рабочего давления.

9.8 Метод определения границ допустимых размеров дефектов с условным делением их по степени опасности представлен в Приложении И. Этот метод, основанный на положениях 6.2, может быть использован только для одиночных дефектов или дефектов, трактуемых как одиночные.

Приложение А **(рекомендуемое)**

Пример ведомости измерений дефектов на участке газопровода с коррозионными повреждениями

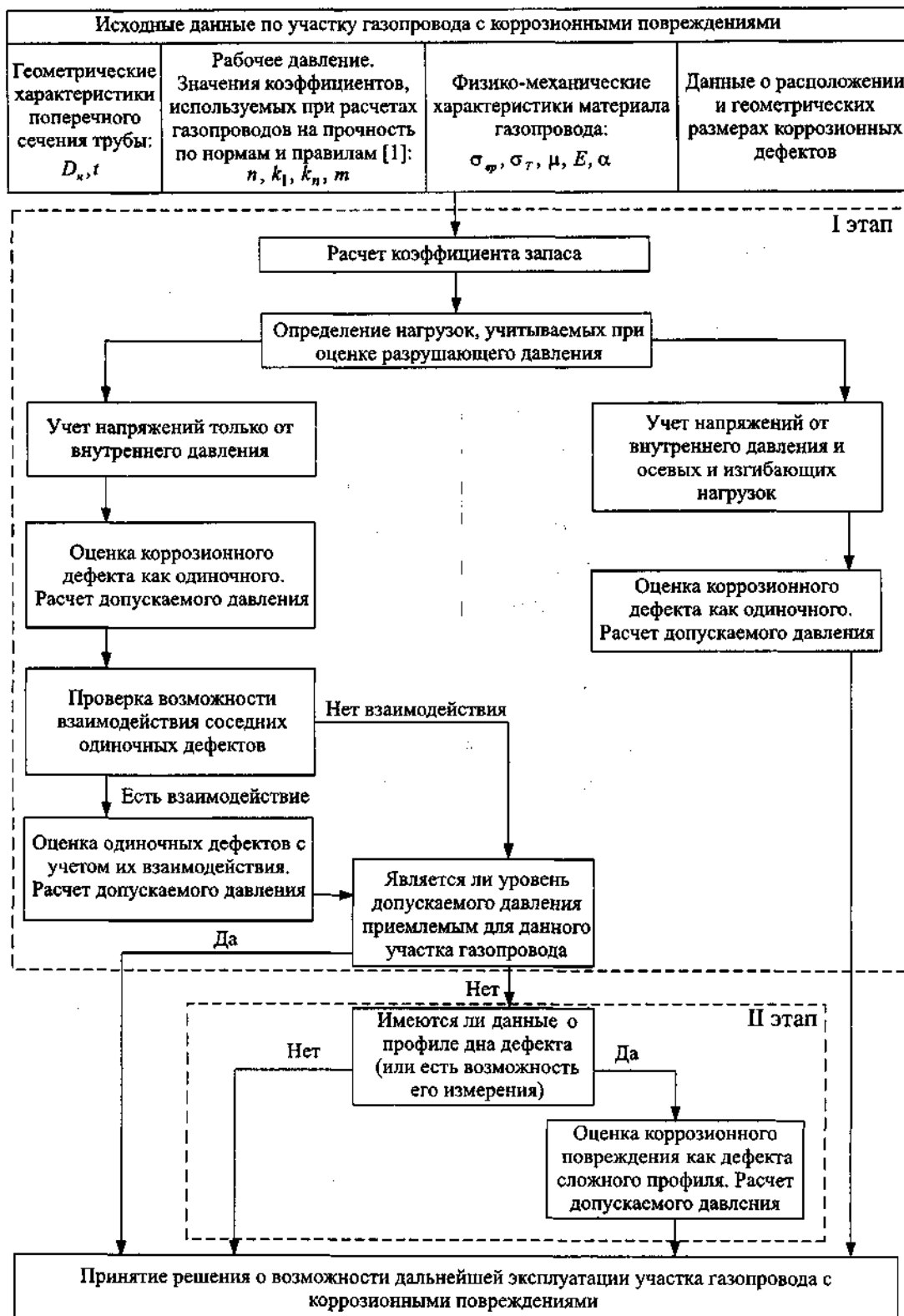


Пикет	Вид дефекта (тип коррозии)	Положение дефекта		Размеры дефекта		
		расстояние от ближайшего по ходу газа стыкового сварного шва (или другой точки отсчета), мм	ориентация в часах	глубина, мм	длина, мм	ширина, мм
1	Одиночный (коррозионное пятно)	800	6 ³⁰ –7 ³⁰	4,2	1200	450
2	Сложной формы (коррозионное пятно с отдельными язвами)	3700	4 ³⁰ –6 ³⁰	3,3	4100	1200
3	Одиночный (язва)	4400	5–5 ³⁰	3,6	700	600
4	Одиночный (язва)	5300	5–5 ³⁰	5,9	1950	600

Примечание – При наличии измерений профиля дефекта сложной формы значения этих измерений приводятся в отдельной таблице, включающей в себя зафиксированные значения глубины дефекта по всей длине с определенным шагом.

Приложение Б (рекомендуемое)

Схема алгоритма оценки работоспособности участков газопроводов с коррозионными повреждениями



Приложение В (рекомендуемое)

Примеры оценки работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления

В.1 Имеются исходные данные для оценки:

- материал сталь X70;
- ГОСТ или технические условия ТУ 20/28/40/48/56-79;
- изготовитель Mannesmann;
- категория участка IV;
- рабочее давление $p = 7,4$ МПа;
- толщина стенки $t = 18,7$ мм;
- внешний диаметр трубы $D_n = 1420$ мм;
- предел прочности металла трубы $\sigma_{вп} = 588,4$ МПа;
- длина дефекта $l = 500$ мм;
- максимальная глубина дефекта $d = 5,3$ мм;
- коэффициент надежности по внутреннему давлению $n_p = 1,1$;
- коэффициент условий работы $m = 0,9$;
- коэффициент надежности по материалу труб $k_l = 1,34$;
- коэффициент надежности по назначению трубопровода $k_n = 1,1$

Значение коэффициента запаса К вычисляют по формуле (5.1) с учетом формул (5.2) и (5.3)

$$K = \frac{0,9 \gamma n_p k_l k_n}{m} = \frac{0,9 \times 0,977 \times 1,1 \times 1,34 \times 1,1}{0,9} = 1,6,$$

где

$$\gamma = 1 - \frac{n_p p}{R_l} \approx 1 - \frac{1,1 \times 7,4}{359,27} \approx 0,977,$$

$$R_l = \frac{m}{k_l k_n} \sigma_{вп} = \frac{0,9}{1,34 \times 1,1} \times 588,4 = 359,27 \text{ МПа.}$$

Оценку работоспособности необходимо проводить согласно положениям 6.2.

Следуя указанным положениям, последовательно вычисляют:

- коэффициент Q по формуле (6.5)

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l}{\sqrt{D_n t}} \right)^2} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{500}{\sqrt{1420 \times 18,7}} \right)^2} = 1,98;$$

- разрушающее давление по формуле (6.4)

$$P_p^o = \frac{2t\sigma_{\text{вп}}\left(1 - \frac{d}{t}\right)}{(D_n - t)\left(1 - \frac{d}{tQ}\right)} = \frac{2 \times 18,7 \times 588,4 \times \left(1 - \frac{5,3}{18,7}\right)}{(1420 - 18,7)\left(1 - \frac{5,3}{18,7 \times 1,98}\right)} = 13,13 \text{ МПа};$$

- допустимое давление по формуле (6.6)

$$P_{\text{доп}} = P_p^o / K = 13,13 / 1,6 = 8,2 \text{ МПа.}$$

Вывод: Оцениваемый участок газопровода может эксплуатироваться при рабочем давлении 7,4 МПа с текущим контролем его технического состояния в соответствии с 9.6.

В.2 По исходным данным примера В.1 требуется оценить работоспособность участка газопровода с одиночным дефектом при учете напряжений от внутреннего давления при следующих размерах длины и глубины дефекта:

- длина дефекта $l = 1000 \text{ мм};$
- максимальная глубина дефекта $d = 6,8 \text{ мм}.$

Оценку работоспособности необходимо проводить по алгоритму, изложенному в разделе 6.2.

Следуя указанному алгоритму, последовательно вычисляют:

- коэффициент Q по формуле (6.5)

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l}{\sqrt{D_n t}} \right)^2} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{1000}{\sqrt{1420 \times 18,7}} \right)^2} = 3,56;$$

- разрушающее давление по формуле (6.4)

$$P_p^o = \frac{2t\sigma_{\text{вп}}\left(1 - \frac{d}{t}\right)}{(D_n - t)\left(1 - \frac{d}{tQ}\right)} = \frac{2 \times 18,7 \times 588,4 \times \left(1 - \frac{6,8}{18,7}\right)}{(1420 - 18,7)\left(1 - \frac{6,8}{18,7 \times 3,56}\right)} = 11,13 \text{ МПа};$$

- допустимое давление по формуле (6.6)

$$P_{\text{доп}} = P_p^o / K = 11,13 / 1,6 = 6,96 \text{ МПа.}$$

Вывод: Оцениваемый участок газопровода не удовлетворяет критерию работоспособности (5.5) и должен быть отремонтирован. Согласно 9.7 рабочее давление на этом участке должно быть снижено до уровня допускаемого или дефект должен быть устранен в соответствии с правилами проведения ремонтных работ для таких дефектов с последующей эксплуатацией при прежнем уровне рабочего давления.

Приложение Г (рекомендуемое)

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

Г.1 Растягивающие продольные напряжения, определенные в соответствии с 6.3.2 – 6.3.4, следует учитывать при выполнении неравенства

$$\sigma_{\text{пр}} > \sigma_2. \quad (\text{Г.1})$$

Г.2 Входящее в правую часть неравенства (Г.1) граничное значение продольных растягивающих напряжений σ_2 вычисляют по формуле

$$\sigma_2 = \sigma_{\text{вр}} \left[G - 0,5 \frac{\left(1 - \frac{d}{t}\right)}{\left(1 - \frac{d}{tQ}\right)} \right], \quad (\text{Г.2})$$

где коэффициент G выбирают равным минимальному значению из значений G_1 или G_2 , каждое из которых, в зависимости от наличия и соотношения исходных данных, вычисляют следующим образом:

- коэффициент G_1 :

а) при известном значении площади проекции A_c коррозионного дефекта на плоскость поперечного сечения трубы по формуле

$$G_1 = 0,5 A_r \left(1 + \frac{\sigma_r}{\sigma_{\text{вр}}} \right), \quad (\text{Г.3})$$

где

$$A_r = 1 - A_c / \pi D_n t, \quad (\text{Г.4})$$

б) при неизвестном значении A_c по формуле

$$G_1 = 0,5 \left(1 - \frac{d}{t} \theta \right) \left(1 + \frac{\sigma_r}{\sigma_{\text{вр}}} \right), \quad (\text{Г.5})$$

где

$$\theta = c / (\pi D_n); \quad (\text{Г.6})$$

- коэффициент G_2 :

а) при выполнении неравенства $\theta < 1 / \left(2 - \frac{d}{t} \right)$ по формуле

$$G_2 = \frac{2}{\pi} \left(1 + \frac{\sigma_r}{\sigma_{\text{вр}}} \right) \left\{ \cos \left[\frac{d}{2t} \theta \pi \right] - \frac{d}{2t} \sin(\theta \pi) \right\}; \quad (\text{Г.7})$$

б) при выполнении неравенства $\theta \geq 1 / \left(2 - \frac{d}{t} \right)$ по формуле

$$G_2 = \frac{2}{\pi} \left(1 + \frac{\sigma_T}{\sigma_{вп}} \right) \left\{ \left(1 - \frac{d}{t} \right) \sin \left[\frac{\pi}{2} \left(\frac{1 - \frac{d}{t} \theta}{1 - \frac{d}{t}} \right) \right] + \frac{d}{2t} \sin(\theta\pi) \right\}. \quad (\Gamma.8)$$

Г.3 Если значение σ_2 , определенное по формуле (Г.2) с учетом формул (Г.3)–(Г.8), не удовлетворяет неравенству (Г.1), то вычисляют разрушающее давление p_p^0 для данного участка газопровода с учетом напряжений только от внутреннего давления по формуле (6.4) при значении коэффициента Q , рассчитываемого по формуле (6.5).

Г.4 Если значение σ_2 , определенное по формуле (Г.2) с учетом формул (Г.3)–(Г.8), удовлетворяет неравенству (Г.1), то кроме значения p_p^0 вычисляют разрушающее давление поперечного разрыва с учетом напряжений от внутреннего давления и определенных в 6.3.3 растягивающих напряжений $\sigma_{пр}$ по формуле (6.4)

$$p^+ = \frac{2t\sigma_{вп}}{(D_n - t)} \frac{\left(1 - \frac{d}{t} \right)}{\left(1 - \frac{d}{tQ} \right)} H_2, \quad (\Gamma.9)$$

где коэффициент H_2 , учитывающий влияние растягивающих продольных напряжений в стенке трубы, следует рассчитывать с помощью выражения

$$H_2 = \left(1 + \frac{\sigma_T}{\sigma_{вп}} \right) \left\{ \left(1 - \frac{d}{t} \theta \right) - \frac{2\sigma_{пр}^N}{(\sigma_T + \sigma_{вп})} - \frac{2}{\pi} \arcsin \left[\frac{\sigma_{пр}^M}{(\sigma_T + \sigma_{вп})} \frac{\pi}{2} + \frac{d}{2t} \sin(\theta\pi) \right] \right\} \quad (\Gamma.10)$$

для диапазона значений θ , выраженных неравенством

$$\theta \geq \frac{1}{\pi} \arcsin \left[\frac{\sigma_{пр}^M}{(\sigma_T + \sigma_{вп})} \frac{\pi}{2} - \frac{d}{t} \right], \quad (\Gamma.11)$$

$$\text{и} \quad H_2 = \left(1 + \frac{\sigma_T}{\sigma_{вп}} \right) \left\{ \left(1 - \frac{d}{t} \theta \right) - \frac{2\sigma_{пр}^N}{(\sigma_T + \sigma_{вп})} - \frac{2}{\pi} \left(1 - \frac{d}{t} \right) \arcsin \left[\frac{\left[\frac{\sigma_{пр}^M}{(\sigma_T + \sigma_{вп})} \frac{\pi}{2} + \frac{d}{2t} \sin(\theta\pi) \right]}{\left(1 - \frac{d}{t} \right)} \right] \right\} \quad (\Gamma.12)$$

для диапазона значений θ , выраженных неравенством

$$\theta < \frac{1}{\pi} \arcsin \left[\frac{\sigma_{np}^M}{(\sigma_T + \sigma_{np})} \frac{\pi}{2 - \frac{d}{t}} \right]. \quad (\text{Г.13})$$

Г.5 Разрушающим давлением на участке газопровода с одиночным дефектом при учете напряжений от внутреннего давления и растягивающих продольных напряжений считают наименьшее из разрушающих давлений, рассчитанных в соответствии с Г.3 (формула 6.4) и Г.4 (формула (Г.9))

$$p_p = \min(p_p^o, p_p^+). \quad (\text{Г.14})$$

Г.6 Допустимое давление вычисляют по формуле

$$p_{\text{доп}} = p_p / K, \quad (\text{Г.15})$$

где коэффициент запаса рассчитывают по формуле (5.1) с учетом формул (5.2) и (5.3).

Приложение Д (рекомендуемое)

Примеры оценки работоспособности участка газопровода с одиночными дефектами при учете напряжений от внутреннего давления, осевых и изгибающих нагрузок и воздействий

Д.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 IV;
- рабочее давление $p = 5,4$ МПа;
- толщина стенки $t = 10$ мм;
- внешний диаметр трубы $D_n = 1020$ мм;
- предел прочности металла трубы $\sigma_{вр} = 589$ МПа;
- длина дефекта $l = 900$ мм;
- ширина дефекта $c = 100$ мм;
- глубина дефекта $d = 3,7$ мм;
- коэффициент надежности по внутреннему давлению $n_p = 1,1$;
- коэффициент условий работы $m = 0,9$;
- коэффициент надежности по материалу труб $k_1 = 1,4$;
- коэффициент надежности по назначению трубопровода $k_n = 1,0$.

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

Значение коэффициента запаса K вычисляют по формуле (5.1) с учетом формул (5.2) и (5.3)

$$K = \frac{0,9 \gamma n_p k_1 k_n}{m} = \frac{0,9 \times 0,984 \times 1,1 \times 1,4 \times 1,0}{0,9} = 1,5,$$

где

$$\gamma \approx 1 - \frac{n_p p}{R_1} \approx 1 - \frac{1,1 \times 5,4}{378,64} \approx 0,984,$$

$$R_1 = \frac{m}{k_1 k_n} \sigma_{вр} = \frac{0,9}{1,4 \times 1,0} \times 589 = 378,64 \text{ МПа.}$$

Расчет допустимого давления на данном участке газопровода проводят согласно положениям 6.3.

Коэффициент Q вычисляют по формуле (6.5)

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l}{\sqrt{D_n t}} \right)^2} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{900}{\sqrt{1020 \times 10}} \right)^2} = 5,061.$$

Необходимость учета сжимающих напряжений проверяют по условию (6.10)

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

где σ_1 определяют по формуле (6.11)

$$\sigma_1 = -0,5\sigma_{np} \frac{\left(1 - \frac{d}{t}\right)}{\left(1 - \frac{d}{tQ}\right)} = -0,5 \times 589 \times \frac{\left(1 - \frac{3,7}{10}\right)}{\left(1 - \frac{3,7}{10 \times 5,061}\right)} = -199,39 \text{ МПа}.$$

Следовательно, $\sigma_{np} = -220 \text{ МПа} < \sigma_1 = -199,39 \text{ МПа}$, то есть условие (6.10) выполняется и необходимо учитывать сжимающие напряжения.

Следуя положениям, приведенным в 6.3, последовательно вычисляют:

- разрушающее давление для одиночного дефекта в газопроводе при учете напряжений только от внутреннего давления по формуле (6.4)

$$p_p^o = \frac{2t\sigma_{np} \left(1 - \frac{d}{t}\right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d}{tQ}\right)} = \frac{2 \times 10 \times 589 \times \left(1 - \frac{3,7}{9}\right)}{(1020 - 10) \left(1 - \frac{3,7}{9 \times 5,061}\right)} = 7,89 \text{ МПа};$$

- коэффициент H_1 , учитывающий влияние сжимающих напряжений по формуле (6.13) с учетом формул (6.15) и (6.16)

$$H_1 = \frac{1 + \frac{\sigma_{np}}{\sigma_{vp}} \frac{1}{A_r}}{1 - \frac{1}{2A_r} \frac{\left(1 - \frac{d}{t}\right)}{\left(1 - \frac{d}{tQ}\right)}} = \frac{1 + \frac{-220}{589} \frac{1}{0,988}}{1 - \frac{1}{2 \times 0,988} \frac{\left(1 - \frac{3,7}{10}\right)}{\left(1 - \frac{3,7}{10 \times 5,061}\right)}} = 0,964,$$

где

$$A_r = 1 - \frac{d}{t} \theta = 1 - \frac{3,7}{10} 0,031 = 0,988, \quad \theta = \frac{c}{\pi D_n} = \frac{100}{\pi \times 1020} = 0,031;$$

- разрушающее давление для продольного разрыва с учетом поправочного коэффициента H_1 по формуле (6.12)

$$p^- = \frac{2t\sigma_{вр}}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d}{tQ}\right)} H_1 = \frac{2 \times 10 \times 589 \times \left(1 - \frac{3,7}{10}\right)}{(1020 - 10) \left(1 - \frac{3,7}{10 \times 5,061}\right)} 0,964 = 7,61 \text{ МПа.}$$

Разрушающим давлением p_r для рассматриваемого участка газопровода по условию (6.17) принимают давление 7,61 МПа, равное минимальному из значений p_r^o , p^- .

Допустимое давление рассчитывают по формуле (6.18)

$$p_{доп} = p_r / K = 7,61 / 1,5 = 5,07 \text{ МПа.}$$

Рабочее давление $p = 5,4$ МПа превышает максимально допустимое $p_{доп} = 5,07$ МПа.

Вывод: Оцениваемый участок газопровода не удовлетворяет критерию работоспособности (5.5) и должен быть отремонтирован. Согласно 9.7 рабочее давление на этом участке должно быть снижено до уровня допускаемого или дефект должен быть устранен в соответствии с правилами проведения ремонтных работ для таких дефектов с последующей эксплуатацией при прежнем уровне рабочего давления.

Д.2 Имеются исходные данные для расчета одиночного дефекта при действии в газопроводе внутреннего давления и растягивающих напряжений:

- материал сталь 17Г1С, термоупрочненная
- ГОСТ или технические условия ТУ 14-3-721-78;
- изготовитель Волжский трубный завод;
- категория участка IV;
- рабочее давление $p = 5,4$ МПа;
- толщина стенки $t = 10$ мм;
- внешний диаметр трубы $D_n = 1020$ мм;
- предел прочности металла трубы $\sigma_{вр} = 589$ МПа;
- предел текучести металла трубы $\sigma_T = 412$ МПа;
- длина дефекта $l = 400$ мм;
- ширина дефекта $c = 200$ мм;
- глубина дефекта $d = 2,4$ мм;
- коэффициент линейного расширения металла трубы $\alpha = 0,000012$ 1/град;
- температурный перепад $\Delta T = -30$ град;
- коэффициент Пуассона $\mu = 0,3$

- коэффициент надежности по внутреннему давлению $n_p = 1,1$;
- коэффициент условий работы $m = 0,9$;
- коэффициент надежности по материалу труб $k_1 = 1,4$;
- коэффициент надежности по назначению трубопровода $k_n = 1,0$.

В зоне дефекта действуют растягивающие напряжения $\sigma_{np} = 278,14$ МПа, вызванные напряжением от осевых нагрузок $\sigma_{np}^N = 175,14$ МПа и напряжением от изгибающих нагрузок $\sigma_{np}^M = 103$ МПа, вычисленным по формулам (6.7)–(6.9).

Значение коэффициента запаса K вычисляют по формуле (5.1) с учетом формул (5.2) и (5.3)

$$K = \frac{0,9 \gamma n_p k_1 k_n}{m} = \frac{0,9 \times 0,984 \times 1,1 \times 1,4 \times 1,0}{0,9} = 1,5,$$

где

$$\gamma \approx 1 - \frac{n_p p}{R_1} \approx 1 - \frac{1,1 \times 5,4}{378,64} \approx 0,984,$$

$$R_1 = \frac{m}{k_1 k_n} \sigma_{np} = \frac{0,9}{1,4 \times 1,0} \times 589 = 378,64 \text{ МПа.}$$

Расчет допустимого давления на данном участке газопровода проводят согласно положениям приложения Г.

Следуя указанным положениям, последовательно вычисляют:

- коэффициент Q по формуле (6.5)

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l}{\sqrt{D_n t}} \right)^2} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{400}{\sqrt{1020 \times 10}} \right)^2} = 2,421;$$

- отношение длины дефекта в окружном направлении к номинальному внешнему периметру трубы θ по формуле (Г.6)

$$\theta = c / (\pi D_n) = 200 / (\pi \times 1020) = 0,0624$$

с последующей проверкой условия для вариантов расчета коэффициента G_2

$$\theta < 1 / \left(2 - \frac{d}{t} \right) = 1 / \left(2 - \frac{2,4}{10} \right) = 0,568;$$

- коэффициент, соответствующий минимальному из двух значений G_1 и G_2 :

$$G = \min(G_1; G_2) = \min(0,838; 1,058) = 0,838,$$

где коэффициенты G_1 и G_2 вычисляют с учетом значения θ по формулам (Г.3) и (Г.7)

$$G_1 = 0,5 \left(1 - \frac{d}{t} \theta \right) \left(1 + \frac{\sigma_T}{\sigma_{np}} \right) = 0,5 \left(1 - \frac{2,4}{10} 0,0624 \right) \left(1 + \frac{412}{589} \right) = 0,838;$$

$$G_2 = \frac{2}{\pi} \left(1 + \frac{\sigma_T}{\sigma_{np}} \right) \left\{ \cos \left[\frac{d}{2t} \theta \pi \right] - \frac{d}{2t} \sin(\theta \pi) \right\} =$$

$$= \frac{2}{\pi} \left(1 + \frac{412}{589} \right) \left\{ \cos \left[\frac{2,4}{2 \times 10} 0,0624 \times \pi \right] - \frac{2,4}{2 \times 10} \sin(0,0624 \times \pi) \right\} = 1,058,$$

а проверку необходимости учета растягивающих напряжений проводят по условию (Г.1)

$$\sigma_{np} > \sigma_2,$$

где σ_2 определяют по формуле (Г.2)

$$\sigma_2 = \sigma_{np} \left[G - 0,5 \frac{\left(1 - \frac{d}{t} \right)}{\left(1 - \frac{d}{tQ} \right)} \right] = 589 \times \left[0,838 - 0,5 \frac{\left(1 - \frac{2,4}{10} \right)}{\left(1 - \frac{2,4}{10 \times 2,421} \right)} \right] = 244,39 \text{ МПа};$$

- разрушающее давление, при учете напряжений только от внутреннего давления, по формуле (6.4)

$$p_p^o = \frac{2t\sigma_{np}}{(D_n - t)} \frac{\left(1 - \frac{d}{t} \right)}{\left(1 - \frac{d}{tQ} \right)} = \frac{2 \times 10 \times 589 \times \left(1 - \frac{2,4}{10} \right)}{(1020 - 10) \left(1 - \frac{2,4}{10 \times 2,421} \right)} = 9,80 \text{ МПа};$$

- проверку условия для варианта расчета коэффициента H_2

$$\theta \geq \frac{1}{\pi} \arcsin \left[\frac{\sigma_{np}^M}{(\sigma_T + \sigma_{np})} \frac{\pi}{2 - \frac{d}{t}} \right] = \frac{1}{\pi} \arcsin \left[\frac{103}{(412 + 589)} \frac{\pi}{2 - \frac{2,4}{10}} \right] = 0,0589,$$

показывающую, что коэффициент H_2 , учитывающий влияние растягивающих напряжений, следует вычислять по формуле (Г.10)

$$H_2 = \left(1 + \frac{\sigma_T}{\sigma_{np}} \right) \left\{ \left(1 - \frac{d}{t} \theta \right) - \frac{2\sigma_{np}^N}{(\sigma_T + \sigma_{np})} - \frac{2}{\pi} \arcsin \left[\frac{\sigma_{np}^M}{(\sigma_T + \sigma_{np})} \frac{\pi}{2} + \frac{d}{2t} \sin(\theta \pi) \right] \right\} =$$

$$= \left(1 + \frac{412}{589} \right) \left\{ \left(1 - \frac{2,4}{10} 0,0624 \right) - \frac{2 \times 175,14}{(412 + 589)} - \right.$$

$$\left. - \frac{2}{\pi} \left(1 - \frac{2,4}{10} \right) \arcsin \left[\frac{\left[\frac{103}{(412 + 589)} \frac{\pi}{2} + \frac{2,4}{2 \times 10} \sin(0,0624 \times \pi) \right]}{\left(1 - \frac{2,4}{10} \right)} \right] \right\} = 0,912;$$

- разрушающее напряжение кольцевого разрыва по формуле (Г.9), обусловленное растягивающими продольными напряжениями

$$p^+ = \frac{2t\sigma_{\text{вп}}}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d}{tQ}\right)} H_2 = \frac{2 \times 10 \times 589 \times \left(1 - \frac{2,4}{10}\right)}{(1020 - 10) \left(1 - \frac{2,4}{10 \times 2,421}\right)} \times 0,912 = 10,59 \text{ МПа.}$$

Разрушающим давлением p_p для рассматриваемого участка газопровода по условию (6.17) принимают давление 9,80 МПа, равное минимальному из значений p_p^0, p^+ .

Допустимое давление рассчитывают по формуле (6.18)

$$p_{\text{доп}} = p_p / K = 9,80 / 1,5 = 6,53 \text{ МПа.}$$

Вывод: Оцениваемый участок газопровода может эксплуатироваться при рабочем давлении 5,4 МПа с текущим контролем его технического состояния в соответствии с 9.6.

Приложение Е (рекомендуемое)

Примеры оценки работоспособности участка газопровода с групповыми дефектами

Е.1 Имеются следующие исходные данные для оценки работоспособности участка газопровода с двумя коррозионными дефектами, представленными на рисунке Е.1:

- 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 $\sigma_{вр} = 588,4$ 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 $n_p = 1,1$;
- коэффициент условий работы $m = 0,75$;
- коэффициент надежности по материалу труб $k_1 = 1,34$;
- коэффициент надежности по назначению трубопровода $k_n = 1,1$.

Значение коэффициента запаса К вычисляют по формуле (5.1) с учетом формул (5.2) и

(5.3)

$$K = \frac{0,9\gamma n_p k_1 k_n}{m} = \frac{0,9 \times 0,973 \times 1,1 \times 1,34 \times 1,1}{0,75} = 1,9,$$

где

$$\gamma \approx 1 - \frac{n_p p}{R_1} \approx 1 - \frac{1,1 \times 7,4}{299,39} \approx 0,973,$$

$$R_1 = \frac{m}{k_1 k_n} \sigma_{вр} = \frac{0,75}{1,34 \times 1,1} \times 588,4 = 299,39 \text{ МПа.}$$

Необходимость учета взаимодействия дефектов проверяют по условиям (6.1) и (6.2)

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

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

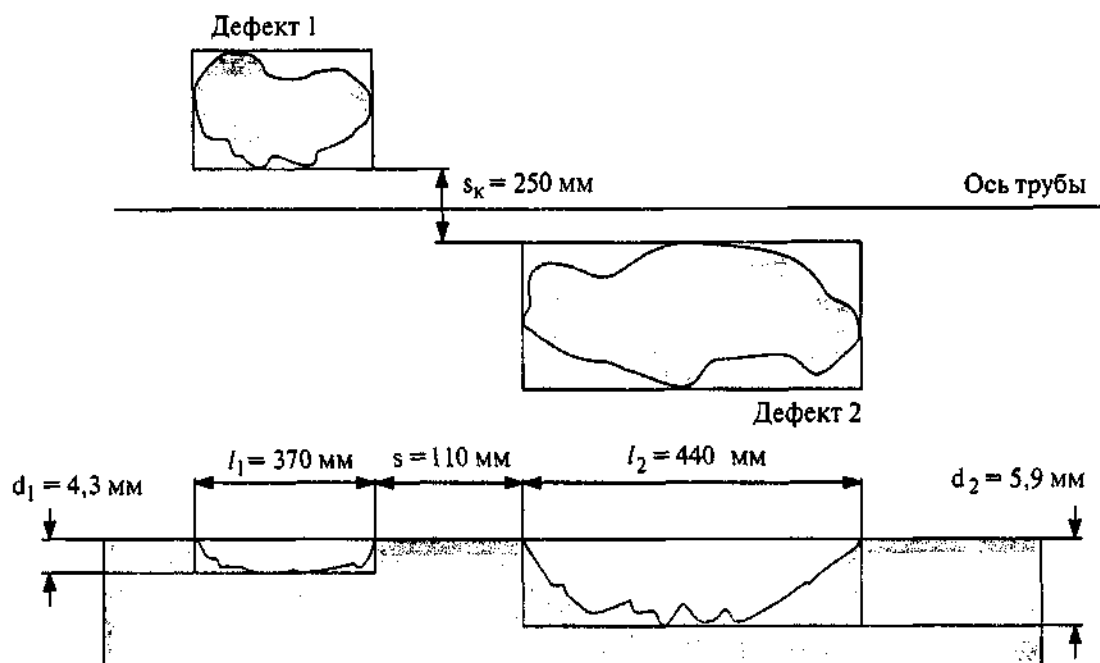


Рисунок Е 1. Схематизация и размеры двух соседних коррозионных дефектов

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 7.

Следуя указанной методике, последовательно вычисляют:

- коэффициенты Q_i по формуле (7.2)

$$Q_1 = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_1}{\sqrt{D_n t}} \right)^2} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{370}{\sqrt{1420 \times 18,7}} \right)^2} = 1,612,$$

$$Q_2 = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_2}{\sqrt{D_n t}} \right)^2} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{440}{\sqrt{1420 \times 18,7}} \right)^2} = 1,806;$$

- разрушающее давление для каждого дефекта по формуле (7.1)

$$P_1 = \frac{2t\sigma_{np} \left(1 - \frac{d_1}{t} \right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d_1}{tQ_1} \right)} = \frac{2 \times 18,7 \times 588,4 \times \left(1 - \frac{4,3}{18,7} \right)}{(1420 - 18,7) \left(1 - \frac{4,3}{18,7 \times 1,612} \right)} = 14,12 \text{ МПа},$$

$$p_2 = \frac{2t\sigma_{\text{вр}} \left(1 - \frac{d_2}{t}\right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d_2}{tQ_2}\right)} = \frac{2 \times 18,7 \times 588,4 \times \left(1 - \frac{5,9}{18,7}\right)}{(1420 - 18,7) \left(1 - \frac{5,9}{18,7 \times 1,806}\right)} = 13,03 \text{ МПа};$$

- эффективную длину объединенного дефекта по формуле (7.3)

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

- эффективную глубину объединенного дефекта по формуле (7.4)

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

- коэффициент Q_{12} по формуле (7.6)

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

- разрушающее давление для объединенного дефекта по формуле (7.5)

$$p_{12} = \frac{2t\sigma_{\text{вр}} \left(1 - \frac{d_{12}}{t}\right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d_{12}}{tQ_{12}}\right)} = \frac{2 \times 18,7 \times 588,4 \times \left(1 - \frac{4,55}{18,7}\right)}{(1420 - 18,7) \left(1 - \frac{4,55}{18,7 \times 3,299}\right)} = 12,83 \text{ МПа}.$$

За разрушающее давление p_p для рассматриваемого участка газопровода по условию (7.7) принимают давление $p_{12} = 12,83$ МПа, равное минимальному из значений p_1, p_2 и p_{12} .

Допустимое давление $p_{\text{доп}}$ рассчитывают по формуле (7.8)

$$p_{\text{доп}} = p_p / K = 12,83 / 1,9 = 6,75 \text{ МПа}.$$

Вывод: Оцениваемый участок газопровода не удовлетворяет критерию работоспособности (5.5) и должен быть отремонтирован. Согласно 9.7 рабочее давление на этом участке должно быть снижено до уровня допускаемого или дефект должен быть устранен в соответствии с правилами проведения ремонтных работ для таких дефектов с последующей эксплуатацией при прежнем уровне рабочего давления. Наиболее опасным дефектом на данном участке газопровода является дефект с эффективной глубиной 4,55 мм и общей длиной 920 мм, полученный в результате объединения двух взаимодействующих дефектов.

Е.2 Имеются исходные данные для оценки работоспособности участка газопровода с четырьмя коррозионными дефектами:

- материал сталь X70;
- техническое условие ТУ 20/28/40/48/56-79;
- труба 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 $\sigma_{вр} = 588,4$ МПа
- коэффициент надежности по внутреннему давлению $n_p = 1,1$;
- коэффициент условий работы $m = 0,75$;
- коэффициент надежности по материалу труб $k_1 = 1,34$;
- коэффициент надежности по назначению трубопровода $k_n = 1,1$.

Значение коэффициента запаса K вычисляют по формуле (5.1) с учетом формул (5.2) и (5.3)

$$K = \frac{0,9 \gamma n_p k_1 k_n}{m} = \frac{0,9 \times 0,973 \times 1,1 \times 1,34 \times 1,1}{0,75} = 1,9,$$

где

$$\gamma \approx 1 - \frac{n_p p}{R_1} \approx 1 - \frac{1,1 \times 7,4}{299,39} \approx 0,973;$$

$$R_1 = \frac{m}{k_1 k_n} \sigma_{вр} = \frac{0,75}{1,34 \times 1,1} \times 588,4 = 299,39 \text{ МПа.}$$

Размеры расчетных дефектов приведены в таблице Е.1.

Т а б л и ц а Е.1 – Размеры расчетных дефектов

№ дефекта	Длина дефекта l , мм	Глубина дефекта d , мм
1	50	2
2	100	6
3	150	3
4	200	4

Расстояния между последовательно пронумерованными соседними дефектами по оси и по окружности приведены в таблице Е.2.

Таблица Е.2 – Расстояние между дефектами

Пары дефектов	Расстояние по оси s, мм	Расстояние по окружности s _к , мм
1-2	100	100
2-3	200	200
3-4	300	150

Необходимость учета взаимодействия дефектов проверяют по условиям (6.1) и (6.2)

$$2,0\sqrt{D_n t} = 2,0 \times \sqrt{1420 \times 18,7} = 326 \text{ мм},$$

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

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 7.

Следуя указанной методике, последовательно вычисляют:

- коэффициенты Q_i по формуле (7.2)

$$Q_1 = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_1}{\sqrt{D_n t}} \right)^2} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{50}{\sqrt{1420 \times 18,7}} \right)^2} = 1,015;$$

$$Q_2 = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_2}{\sqrt{D_n t}} \right)^2} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{100}{\sqrt{1420 \times 18,7}} \right)^2} = 1,057;$$

$$Q_3 = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_3}{\sqrt{D_n t}} \right)^2} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{150}{\sqrt{1420 \times 18,7}} \right)^2} = 1,124;$$

$$Q_4 = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_4}{\sqrt{D_n t}} \right)^2} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{200}{\sqrt{1420 \times 18,7}} \right)^2} = 1,211;$$

- разрушающее давление для каждого дефекта в отдельности по формуле (7.1)

$$p_1 = \frac{2t\sigma_{sp} \left(1 - \frac{d_1}{t} \right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d_1}{tQ_1} \right)} = \frac{2 \times 18,7 \times 588,4 \left(1 - \frac{2}{18,7} \right)}{(1420 - 18,7) \left(1 - \frac{2}{18,7 \times 1,015} \right)} = 15,68 \text{ МПа};$$

$$p_2 = \frac{2t\sigma_{sp} \left(1 - \frac{d_2}{t} \right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d_2}{tQ_2} \right)} = \frac{2 \times 18,7 \times 588,4 \left(1 - \frac{6}{18,7} \right)}{(1420 - 18,7) \left(1 - \frac{6}{18,7 \times 1,057} \right)} = 15,32 \text{ МПа};$$

$$p_1 = \frac{2t\sigma_{\text{сп}} \left(1 - \frac{d_1}{t}\right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d_1}{tQ_1}\right)} = \frac{2 \times 18,7 \times 588,4 \left(1 - \frac{2}{18,7}\right)}{(1420 - 18,7) \left(1 - \frac{2}{18,7 \times 1,015}\right)} = 15,68 \text{ МПа};$$

$$p_2 = \frac{2t\sigma_{\text{сп}} \left(1 - \frac{d_2}{t}\right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d_2}{tQ_2}\right)} = \frac{2 \times 18,7 \times 588,4 \left(1 - \frac{6}{18,7}\right)}{(1420 - 18,7) \left(1 - \frac{6}{18,7 \times 1,057}\right)} = 15,32 \text{ МПа};$$

- эффективную длину объединенного дефекта по формуле (7.3)

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

- эффективную глубину объединенного дефекта по формуле (7.4)

$$d_{nm} = \frac{\sum_{i=n}^m d_i l_i}{l_{nm}};$$

- коэффициент Q_{nm} по формуле (7.6)

$$Q_{nm} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_{nm}}{\sqrt{D_n t}} \right)^2};$$

- разрушающее давление для объединенного дефекта по формуле (7.5)

$$p_{nm} = \frac{2t\sigma_{\text{сп}} \left(1 - \frac{d_{nm}}{t}\right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d_{nm}}{tQ_{nm}}\right)}.$$

Результаты расчетов по формулам (7.3)–(7.6) для удобства сведены в таблицу Е.3.

Т а б л и ц а Е.3 – Результаты расчетов для групповых дефектов

Группа дефектов	Длина объединенного дефекта l_{nm} , мм	Эффективная глубина объединенного дефекта d_{nm} , мм	Q_{nm}	Разрушающее давление p_{nm} , МПа
1–2	250	2,80	1,315	15,07
1–3	600	1,92	2,281	14,76
1–4	1100	1,77	3,389	14,57
2–3	450	2,33	1,834	14,75
2–4	950	1,95	3,396	14,51
3–4	650	1,92	2,436	14,71

Разрушающим давлением p_p для рассматриваемого участка газопровода по условию (7.7) принимают давление $p_{24} = 14,51$ МПа, которое является минимальным из значений $p_1, p_2, p_3, p_4, p_{12}, p_{13}, p_{14}, p_{23}, p_{24}, p_{34}$.

Допустимое давление $p_{доп}$ рассчитывают по формуле (7.8)

$$p_{доп} = p_p / K = 14,51 / 1,9 = 7,64 \text{ МПа.}$$

Вывод: Оцениваемый участок газопровода может эксплуатироваться при рабочем давлении 7,4 МПа с текущим контролем его технического состояния в соответствии с 9.6. Наиболее опасным дефектом на оцениваемом участке газопровода является дефект с эффективной глубиной 1,95 мм и общей длиной 950 мм, полученный в результате объединения в группу взаимодействующих второго, третьего и четвертого дефектов.

Приложение Ж (рекомендуемое)

Пример оценки работоспособности участка газопровода с дефектами сложного профиля

Ж.1 Имеются исходные данные для оценки работоспособности участка газопровода с коррозионным дефектом неравномерной глубины (рисунок Ж.1)

- материал сталь X70;
- ГОСТ или технические условия ТУ 20/28/40/48/56-79;
- изготовитель Mannesmann;
- категория участка III;
- рабочее давление $p = 7,4$ МПа;
- толщина стенки $t = 15,7$ мм;
- внешний диаметр трубы $D_n = 1420$ мм;
- предел прочности металла трубы $\sigma_{вр} = 588,4$ МПа;
- длина дефекта $l = 560$ мм;
- максимальная глубина дефекта $d = 6,2$ мм;
- коэффициент надежности по внутреннему давлению $n_p = 1,1$;
- коэффициент условий работы $m = 0,9$;
- коэффициент надежности по материалу труб $k_l = 1,34$;
- коэффициент надежности по назначению трубопровода $k_n = 1,1$.

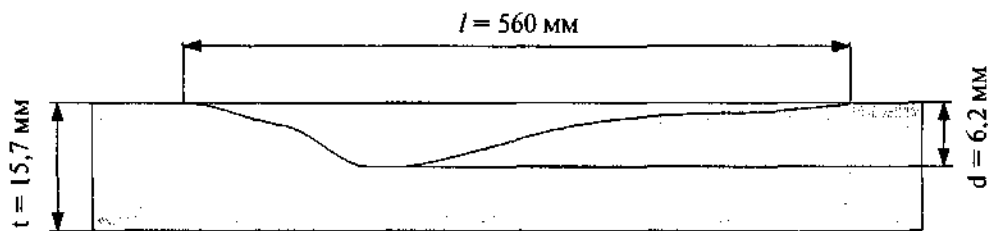


Рисунок Ж.1 – Продольная проекция дефекта сложного профиля

Значение коэффициента запаса K вычисляют по формуле (5.1) с учетом формул (5.2) и (5.3)

$$K = \frac{0,9 \gamma n_p k_l k_n}{m} = \frac{0,9 \times 0,977 \times 1,1 \times 1,34 \times 1,1}{0,9} = 1,6,$$

где

$$\gamma \approx 1 - \frac{n_p p}{R_1} \approx 1 - \frac{1,1 \times 7,4}{359,88} \approx 0,977,$$

$$R_1 = \frac{m}{k_1 k_n} \sigma_{вр} = \frac{0,9}{1,34 \times 1,1} \times 588,4 = 359,28 \text{ МПа.}$$

Замеры глубины дефекта по длине его профиля, изображенного на рисунке Ж.1, приведены в таблице Ж.1

Т а б л и ц а Ж.1 – Результаты замеров глубины дефекта по длине его профиля

Длина, мм	0	20	40	60	80	100	120	140	160	180	200	220	240	260	280
Глубина, мм	0	0,44	0,68	0,93	1,22	1,51	2,29	3,81	5,71	6,1	6,2	6,1	5,61	4,2	3,32
Длина, мм	300	320	340	360	380	400	420	440	460	480	500	520	540	560	
Глубина, мм	2,73	2,29	1,95	1,76	1,51	1,37	1,22	1,07	0,93	0,73	0,59	0,49	0,24	0	

Расчет допустимого давления на данном участке газопровода проводят согласно положениям подраздела 8.2.

Следуя указанным положениям, последовательно вычисляют:

- разрушающее давление, используя максимальную глубину дефекта и его общую длину с использованием формул (6.4) и (6.5);

$$Q = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_{\text{общ}}}{\sqrt{D_n t}} \right)^2} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{560}{\sqrt{1420 \times 15,7}} \right)^2} = 2,318;$$

$$p_{d_{\text{max}}} = \frac{2t\sigma_{вр} \left(1 - \frac{d}{t} \right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d}{tQ} \right)} = \frac{2 \times 15,7 \times 588,4 \times \left(1 - \frac{6,2}{15,7} \right)}{(1420 - 15,7) \left(1 - \frac{6,2}{15,7 \times 2,318} \right)} = 9,60 \text{ МПа;}$$

- среднюю глубину дефекта по формуле (8.3)

$$d_{\text{ср}} = A / l_{\text{общ}} = 1298,1 / 560 = 2,32 \text{ мм,}$$

где $A = 1298,1 \text{ мм}^2$ – площадь проекции дефекта на продольную плоскость, вычисленная по данным изменения глубины дефекта вдоль осевой координаты;

- разрушающее давление для дефекта исходной длины и осредненной глубины по формуле (8.4)

$$p_{\text{общ}} = \frac{2t\sigma_{вр} \left(1 - \frac{d_{\text{ср}}}{t} \right)}{(D_n - t) \left(1 - \frac{d_{\text{ср}}}{tQ_{\text{общ}}} \right)} = \frac{2 \times 15,7 \times 588,4 \times \left(1 - \frac{2,32}{15,7} \right)}{(1420 - 15,7) \left(1 - \frac{2,32}{15,7 \times 2,32} \right)} = 11,99 \text{ МПа,}$$

где коэффициент $Q_{\text{общ}}$ определяют по формуле (8.5)

$$Q_{\text{общ}} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{l_{\text{общ}}}{\sqrt{D_n t}} \right)^2} = \sqrt{1 + 0,31 \left(\frac{560}{\sqrt{1420 \times 15,7}} \right)^2} = 2,32;$$

- разрушающее давление для дефекта с использованием процедуры последовательных приращений по глубине согласно 8.2.1.7–8.2.1.17.

Результаты расчета по указанной процедуре с шагом $\Delta d = 0,2$ мм представлены в таблице Ж.2. Минимальным является давление разрушения, равное 11,598 МПа, вычисленное на 9-м шаге при приращении глубины 1,8 мм, что соответствует примерной глубине разделения дефекта на пятно и содержащуюся внутри этого пятна язву. Рисунок Ж.2 иллюстрирует изменение расчетного разрушающего давления на каждом шаге.

Т а б л и ц а Ж.2 Результаты расчета разрушающего давления для дефекта сложного профиля

Номер шага	Текущая глубина d_j , мм	Площадь пятна A_n , мм ²	Средняя глубина пятна d_n , мм	Давление разрушения для пятна p_n , МПа	Площадь язвы $A_{я,j}$, мм ²	Длина язвы l_j , мм	Средняя глубина язвы d_j , мм	Эффективная толщина стенки t_e , мм	Откорректированная средняя глубина язвы $d_{e,j}$, мм	Давление разрушения для язвы p_j , МПа
1	0,2	109,42	0,195	13,063	1295,53	534,24	2,425	15,590	2,315	11,915
2	0,4	213,75	0,382	12,973	1287,96	509,02	2,530	15,483	2,314	11,856
3	0,6	311,18	0,556	12,888	1266,07	465,24	2,721	15,383	2,404	11,787
4	0,8	400,04	0,714	12,810	1236,78	423,40	2,921	15,291	2,512	11,727
5	1,0	480,90	0,859	12,738	1202,38	385,17	3,122	15,206	2,627	11,677
6	1,2	553,82	0,989	12,673	1157,14	344,05	3,363	15,129	2,792	11,639
7	1,4	618,55	1,105	12,614	1104,17	303,30	3,641	15,060	3,000	11,616
8	1,6	675,93	1,207	12,562	1054,96	270,49	3,900	14,998	3,198	11,606
9	1,8	727,82	1,300	12,515	1017,32	248,35	4,096	14,942	3,339	11,598
10	2,0	775,10	1,384	12,472	971,99	224,49	4,330	14,891	3,521	11,603
11	2,2	818,31	1,461	12,432	936,51	207,60	4,511	14,844	3,655	11,606
12	2,4	858,43	1,533	12,395	904,20	193,55	4,672	14,800	3,772	11,611
13	2,6	895,97	1,600	12,360	874,89	181,83	4,812	14,759	3,871	11,615
14	2,8	931,21	1,663	12,327	844,70	170,65	4,950	14,720	3,970	11,622
15	3,0	964,33	1,722	12,296	815,18	160,47	5,080	14,684	4,064	11,630
16	3,2	995,40	1,778	12,267	783,63	150,29	5,214	14,649	4,163	11,643
17	3,4	1024,79	1,830	12,239	761,47	143,58	5,304	14,617	4,220	11,646
18	3,6	1052,79	1,880	12,213	736,35	136,40	5,399	14,585	4,284	11,653
19	3,8	1079,35	1,927	12,188	709,80	129,22	5,493	14,556	4,348	11,662
20	4,0	1104,52	1,972	12,164	683,76	122,55	5,580	14,527	4,407	11,672
21	4,2	1128,37	2,015	12,141	656,49	115,89	5,665	14,501	4,465	11,684

Окончание таблицы Ж.2

Номер шага	Текущая глубина d_j , мм	Площадь пятна $A_{пj}$, мм ²	Средняя глубина пятна $d_{пj}$, мм	Давление разрушения для пятна $p_{пj}$, МПа	Площадь язвы $A_{я,j}$, мм ²	Длина язвы l_j , мм	Средняя глубина язвы d_j , мм	Эффективная толщина стенки t_e , мм	Откорректированная средняя глубина язвы $d_{e,j}$, мм	Давление разрушения для язвы p_j , МПа
22	4,4	1151,05	2,055	12,119	635,24	110,95	5,725	14,475	4,500	11,689
23	4,6	1172,75	2,094	12,099	613,00	106,01	5,782	14,450	4,533	11,696
24	4,8	1193,46	2,131	12,079	589,77	101,07	5,835	14,427	4,562	11,703
25	5,0	1213,18	2,166	12,060	565,56	96,13	5,883	14,405	4,588	11,713
26	5,2	1231,91	2,200	12,042	540,35	91,18	5,926	14,383	4,609	11,723
27	5,4	1249,65	2,232	12,025	514,16	86,24	5,962	14,363	4,625	11,734
28	5,6	1266,40	2,261	12,009	486,98	81,30	5,990	14,344	4,634	11,746
29	5,8	1281,30	2,288	11,994	409,06	67,63	6,048	14,327	4,675	11,805
30	6,0	1292,98	2,309	11,983	300,38	49,21	6,104	14,313	4,718	11,878
31	6,2	1298,10	2,318	11,978	0	0	0	14,308	0	0

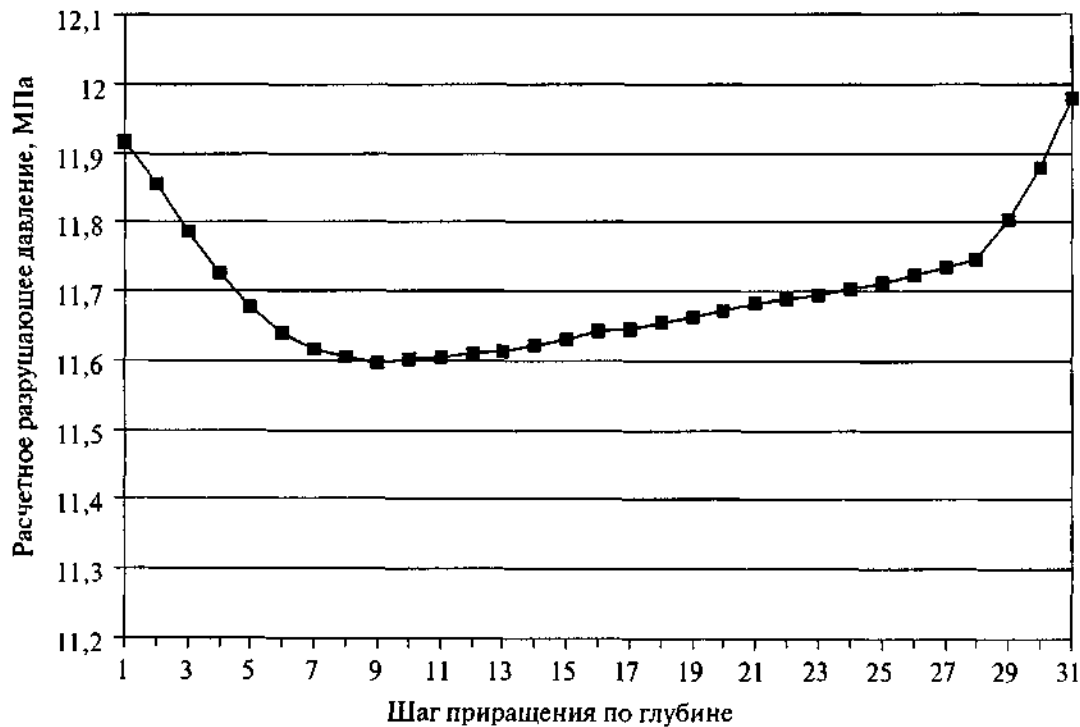


Рисунок Ж.2 – Зависимость разрушающего давления от приращения по глубине

Разрушающим давлением p_p для рассматриваемого участка газопровода по условию (8.16) принимают давление 11,598 МПа, равное минимальному из вычисленных значений p_p , p_n , $p_{обш}$.

Допустимое давление $p_{доп}$ рассчитывают по формуле (8.17)

$$p_{доп} = p_p / K = 11,598 / 1,6 = 7,25 \text{ МПа.}$$

Вывод: Оцениваемый участок газопровода не удовлетворяет критерию работоспособности (5.5) и должен быть отремонтирован. Согласно 9.7 рабочее давление на этом участке должно быть снижено до уровня допускаемого или дефект должен быть устранен в соответствии с правилами проведения ремонтных работ для таких дефектов с последующей эксплуатацией при прежнем уровне рабочего давления.

П р и м е ч а н и е – При оценке данного дефекта как одиночного с размерами, равными всей его длине и максимальной по профилю глубине, расчетное разрушающее давление p_{dmax} , вычисленное в данном примере, равно 9,60 МПа. В этом случае допустимое давление было бы 6,0 МПа, что на 17 % ниже по сравнению с уточненным расчетом по реальному профилю дефекта.

Приложение И (рекомендуемое)

Определение границ допустимых размеров дефектов с делением их по степени опасности

И.1 С помощью преобразований формулы (6.4) можно получить следующую формулу, связывающую относительную глубину дефекта и его длину:

$$\frac{d}{t} = \frac{\left[\frac{p_p^o (D_n - t)}{2t\sigma_{вп}} - 1 \right] Q}{\frac{p_p^o (D_n - t)}{2t\sigma_{вп}} - Q}, \quad (\text{И.1})$$

где значение длины дефекта l определено параметром Q , вычисляемым по формуле (6.5).

И.2 Используя формулу (И.1) по выбранному критерию предельного состояния для заданного уровня разрушающего давления p_p^o , геометрических размеров поперечного сечения трубы D_n , t и нормативного значения предела прочности $\sigma_{вп}$, соответствующего определенной марке стали, можно построить кривую допустимых размеров дефектов для участка газопровода с такими параметрами.

Задавая различные значения длины дефекта l , вычисляют по формуле (6.5) коэффициент Q , а вычисленное значение этого коэффициента подставляют в формулу (И.1) для вычисления значения относительной глубины дефекта. Таким образом получают необходимые точки для построения кривой допустимых размеров дефектов при заданном уровне разрушающего давления на рассматриваемом участке газопровода.

Пример таких кривых, построенных для трех предельных состояний, приведен на рисунке И.1. Исходные данные для построения этих кривых взяты из примера Д.1.

И.3 Кривая 1 соответствует критерию прочности согласно [1] и построена при значении разрушающего давления, равного произведению рабочего давления на проектный коэффициент запаса K , вычисляемый по формуле (5.1).

И.4 Кривая 2 построена при значении разрушающего давления, равного значению испытательного давления без учета осевого подпора, которое гарантируется заводом — изготовителем труб. Величину испытательного давления определяют по техническим условиям на трубы.

Примечание – При отсутствии указания в маркировке гарантированное испытательное давление определяется согласно [1] (пункт 13.16).

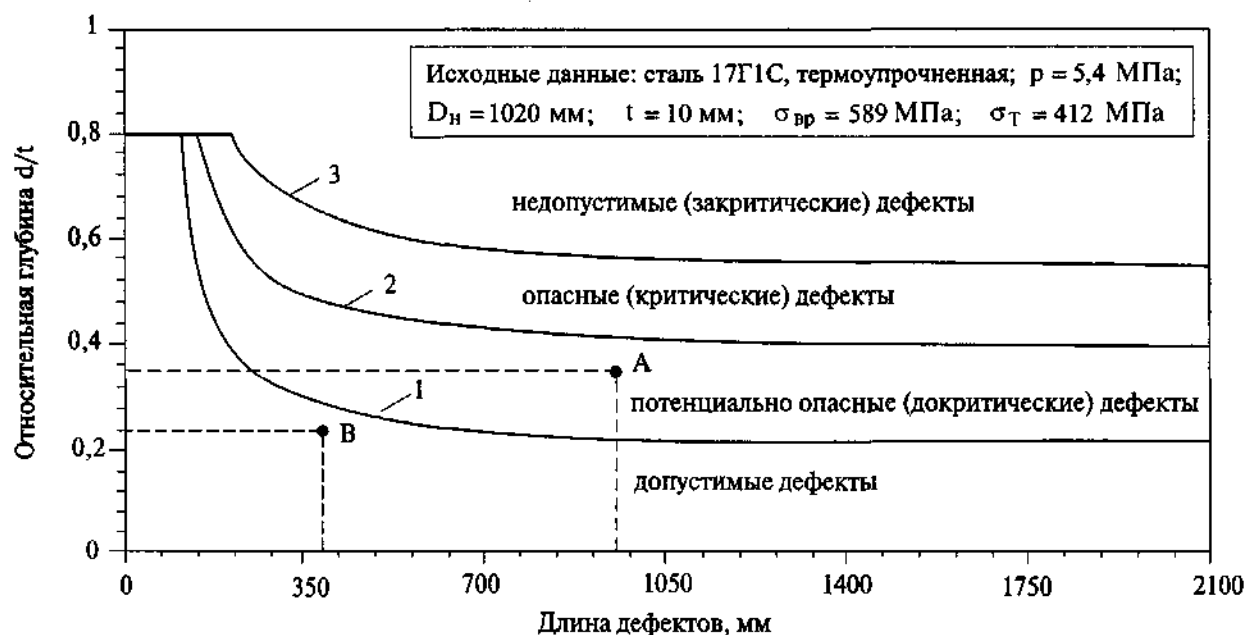


Рисунок И.1 – Границы допустимых размеров дефектов

И.5 Кривая 3 построена при значении разрушающего давления, равном рабочему давлению.

И.6 Кривые, построенные в соответствии с И.3–И.5, позволяют следующим образом условно классифицировать дефекты по степени опасности:

- размеры дефектов, попадающие в область ниже кривой 1, являются допустимыми (безопасными) и при обнаружении таких дефектов необходимо следовать рекомендациям, приведенным в 9.6;
- размеры дефектов, попадающие в область между кривыми 1 и 2, являются докритическими (потенциально опасными) и при обнаружении подобных дефектов необходимо следовать рекомендациям, приведенным в 9.7;
- размеры дефектов, попадающие в область между кривыми 2 и 3, являются критическими (опасными) и такие дефекты могут привести к разрушению при испытательном давлении. При обнаружении таких дефектов необходимы остановка газопровода и проведение ремонта;
- размеры дефектов, попадающие в область, расположенную выше кривой 3, могут привести к разрушению газопровода при проектном рабочем давлении. Такие дефекты являются недопустимыми (закритическими). Рекомендуемые действия при их обнаружении такие же, как и для критических дефектов.

П р и м е ч а н и е – На рисунке И.1 точке А соответствуют размеры дефекта, для которого был проведен расчет допускаемого давления в примере Д.1, а точке В соответствуют размеры дефекта, для которого был проведен расчет допускаемого давления в примере Д.2. Положение этих точек позволяет сделать вывод о том, что дефект, обозначенный точкой А, относится к потенциально опасным дефектам, а дефект, обозначенный точкой В, – к допустимым дефектам.

И.7 Границы, разделяющие дефекты по степени их опасности, могут быть построены для одиночных дефектов и дефектов, трактуемых как одиночные.

И.8 Для групповых дефектов и дефектов сложного профиля такие границы построить нельзя из-за многообразия форм профиля и вариантов взаимодействия между групповыми дефектами.

Библиография

- | | |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|--------------------------------------------------------------------------------------------------|
| [1] Строительные нормы и правила Российской Федерации
СНиП 2.05.06.-85* | Магистральные трубопроводы |
| [2] Строительные нормы и правила Российской Федерации
СНиП III-42-80* | Магистральные трубопроводы.
Правила производства и приемки работ |
| [3] Временная инструкция по оценке качества кольцевых сварных соединений газопроводов, находящихся в эксплуатации, ООО «ВНИИГАЗ», 2006 | |
| [4] Ведомственные строительные нормы ОАО «Газпром»
ВСН 39-1.10-009-2002 | Инструкция по отбраковке и ремонту труб линейной части магистральных газопроводов, ООО «ВНИИГАЗ» |
| [5] Рекомендации по оценке прочности и устойчивости эксплуатируемых магистральных газопроводов и трубопроводов КС, ООО «ВНИИГАЗ», 2006 | |
| [6] Ведомственный руководящий документ ОАО «Газпром»
ВРД 39-1.10-006-2000* | Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов |
| [7] Руководящий документ ОАО «Газпром»
РД-51-2-97 | Инструкция по внутритрубной инспекции трубопроводных систем |
| [8] Руководящий документ Госгортехнадзора России
РД 03-606-03 | Инструкция по визуальному и измерительному контролю |
| [9] Положение по организации и проведению комплексного диагностирования линейной части магистральных газопроводов ЕСГ, ВНИИГАЗ, 1998 | |

- | | |
|-----------------------------------------------------------------------------------|---------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| <p>[10] Ведомственный руководящий документ ОАО «Газпром» ВРД 39-1.11-014-2000</p> | <p>Методические указания по освидетельствованию и идентификации стальных труб для газонефтепроводов</p> |
| <p>[11] Рекомендации ОАО «Газпром» Р 51-31323949-58-2000</p> | <p>Инструкция по применению стальных труб в газовой и нефтяной промышленности</p> |
- [12] DNV-RP-F101: Recommended Practice. Corroded Pipeline. Det Norske Veritas, Norway, (published 1999 and October 2004)
- [13] BSI STANDARDS; Guidance on Methods for Assessing the Acceptability of Flaws in Fusion Welded Structures, PD 6493, British Standards Institute, August 1991
- [14] Milne, I., Ainsworth, R.A., Dowling, F.R. and Stewart, A.T. Assessment of the Integrity of Structures Contained Defects – Revision 3, Central Electricity Generation Board Report R/H/R6, Revision 3, 1987

ОКС 75.200

Ключевые слова: оценка работоспособности, магистральные газопроводы, коррозионные дефекты, разрушающее давление, допустимое давление, коэффициент запаса

Корректурa *А.В. Казаковой*
Компьютерная верстка *Н.А. Волянской*

Подписано в печать 19.07.2007 г.

Формат 60х84/8. Гарнитура «Ньютон». Тираж 200 экз.

Уч-изд. л. 7,2. Заказ 66.

ООО «ИРЦ Газпром» 117630, Москва, ул. Обручева, д. 27, корп. 2.
Тел.: (495) 719-64-75, 719-31-17, 411-58-03.

Отпечатано в ЗАО «Издательский дом полиграфия».