ОТРАСЛЕВОЙ СТАНДАРТ

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ТРУБОПРОВОДОВ ГОЛОВНЫХ СООРУЖЕНИЙ

ОСТ 153-39.4-010-2002

gost.e-ecolog.ru

МОСКВА 2002

МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ОТРАСЛЕВОЙ СТАНДАРТ

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ТРУБОПРОВОДОВ ГОЛОВНЫХ СООРУЖЕНИЙ

ОСТ 153-39.4-010-2002

МОСКВА 2002

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Самостоятельным структурным подразделением хозрасчетной научно-исследовательской лабораторией „Трубопроводсервис" и кафедрой „Сооружение и ремоит газонефтепроводов и газонефтехранилищ" Уфимского государственного нефтяного техиического университета.

Творческий коллектив: Воронин Н.В., Веселов Д.Н., Гумеров А.Г., Гамбург И.Ш., Домрачев Е.Н., Зайнуллин Р.С., Кантемиров И.Ф., Квицинская М.С., Квятковский О.П., Коновалов Н.И., Лукьянова И.Э., Маркухов О.В., Мустафин Ф.М. (руководитель), Рафнков С.К., Соловьев А.Б., Спектор Ю.И., Тарасов А. В., Фархетдинов И.Р., Харисов Р.А., Шарнина Г.С., Щепетов А.Е.

ВНЕСЕН Управлением научно-технического прогресса Министерства энергетики Российской Федерации.

2 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом Минэнерго России от „5" августа 2002 г., № 255.

3 В настоящем документе реализованы нормы Закона Российской Федерации „О промышлениой безопасности опасиых пронзводственных объектов".

4 Разработчики выражают благодарность специалистам НП «ВНИИсертификат», ОАО «ТНК», ОАО НК «РОСНЕФТЬ», ОАО «ТАТНЕФТЬ» НПУ ЗНОК и ППД, ОАО НК «БАШНЕФТЬ», ОАО РИТЭК, ЗАО «ЛУКОЙЛ-Пермь» филиал «ВАТОЙЛ», ГУП «ИПТЭР», АК «ТРАНСНЕФТЬ» за полезные замечания и предложения к первой редакции Методики.

Настоящий руководящий документ не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Минэнерго России.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ТРУБОПРОВОДОВ ГОЛОВНЫХ СООРУЖЕНИЙ

Дата введения 2002-10-01

1 Область применения

1.1 Настоящий отраслевой стандарт (ОСТ) устанавливает методические основы для оценки остаточного ресурса безопасной эксплуатации нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений нефтяных месторождений.

1.2 Состав трубопроводов, на которые распространяется настоящая Методика, согласно СП 34-116-97, для нефтяных месторождений:

выкидные трубопроводы от нефтяных скважин, за исключением участков, расположенных на кустовых площадках скважин (на кустах скважин), для транспортирования продуктов скважин до замерных установок;

нефтегазосборные трубопроводы для транспортирования продукции нефтяных скважин от замерных установок до пунктов первой ступени сепарации нефти (нефтегазопроводы);

газопроводы для транспортирования нефтяного газа от установок сепарации нефти до УКПГ, УППГ или до потребителей;

нефтепроводы для транспортирования газонасыщенной или разгазированной обводненной или безводной нефти от ПС нефти и ДНС до ЦПС;

газопроводы для транспортирования газа к эксплуатационным скважинам при газлифтном способе добычи;

газопроводы для подачи газа в продуктивные пласты с целью увеличения нефтеотдачи;

трубопроводы систем заводнения нефтяных пластов и систем захоронения пластовых и сточных вод в глубокие поглощающие горизонты;

нефтепроводы для транспортирования товарной нефти от ЦПС до сооружения магистрального транспорта;

газопроводы для транспортирования газа от ЦПС до сооружения магистрального транспорта газа;

ингибиторопроводы для подачи ингибиторов к скважинам или другим объектам обустройства нефтяных месторождений.

Сокращенные названия промысловых объектов даны в справочном приложении. В дальнейшем тексте за исключением особо оговоренных случаев вместо слов «промысловый(е) трубопровод(ы) и трубопровод(ы) головных сооружений» будет употребляться слово «трубопровод(ы)».

Примечание:

1 Границами промысловых трубопроводов являются ограждения соответствующих площадок, а при отсутствии ограждения в пределах бровки отсыпки соответствующих площадок или условной границы участка.

2 К коллекторам (сборным, межпромысловым трубопроводам) относятся трубопроводы, транспортирующие продукт от пунктов подготовки (сбора) до головных сооружений или ГПЗ.

3 Трубопроводы, транспортирующие нефть с газом в растворенном состоянии при абсолютном давлении упругости паров при 20°С выше 0,2 МПа и свободном состоянии относятся к нефтегазопроводам, а транспортирующие разгазированную нефть - к нефтепроводам.

1.3 ОСТ распространяется на находящиеся в эксплуатации трубопроводы диаметром до 1400 мм включительно с избыточным давлением среды не выше 32,0 МПа.

1.4 ОСТ не распространяется на трубопроводы для транспортирования продукции с высоким содержанием сероводорода (парциальное давление выше 1 МПа), продуктов с температурой выше 100°С, подвергающиеся растрескиванию (водородному, под напряжением и т.п.), усталости (в том числе высокотемпературной), а также локализованной язвенной коррозии.

1.5 ОСТ согласован с Госгортехнадзором России (письмо от 30 октября 2001 г., № 10-03/849).

2 Нормативные ссылки

2.1 В настоящем отраслевом стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы:

ГОСТ 25.506-85. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении.

ГОСТ 27.002-89. Надёжность в технике. Термины и определения.

ГОСТ 1497-84. Металлы. Методы испытания на растяжение.

СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия.

СНиП 2.04.12-86. Расчёт на прочность стальных трубопроводов.

СНиП II-23-81. Стальные конструкции.

СП 34-116-97. Инструкция по проектированию, строительству и реконструкции промысловых нефтегазопроводов.

РД 09-102-95. Методические указания по определению остаточного ресурса потенциально опасных объектов, поднадзорных Госгортехнадзору России.

РД 34.10.130-96. Инструкция по визуально-измерительному контролю.

РД 03-131-97. Правила организации и проведения акустико-эмиссионного контроля сосудов, аппаратов, котлов и технологических трубопроводов.

РД 39-132-94. Правила по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов.

РД 50-690-89. Надёжность в технике. Методы оценки показателей надёжности по экспериментальным данным.

РД 39-00147105-001-91. Методика оценки работоспособности труб линейной части нефтепроводов на основе диагностической информации.

3 Термины и определения

Трубопровод рассматривается как система последовательно соединенных элементов (труб и деталей). Разрушение одного из элементов выводит из строя весь трубопровод.

Ресурс трубопровода – суммарная наработка трубопровода от пуска до перехода в предельное состояние.

Наработка – период эксплуатации трубопровода без учета простоев.

Срок службы трубопровода – календарный период времени от ввода трубопровода в эксплуатацию до его перехода в предельное состояние.

Предельное состояние трубопровода – техническое состояние трубопровода, при котором исключена его дальнейшая эксплуатация. В качестве предельного состояния может быть принято разрушение как трубопровода в целом, так и определенного числа его элементов при условии, что их ремонт из-за его частой повторяемости опасен для окружающей среды или экономически нецелесообразен.

Отказ трубопровода – прекращение эксплуатации трубопровода вследствие разрушения одного или одновременно нескольких его элементов.

Остаточный ресурс трубопровода – время эксплуатации трубопровода с момента текущего диагностирования до перехода в предельное состояние.

Диагностирование (техническое) трубопровода – определение технического состояния трубопровода.

Экспертная организация – организация, имеющая лицензию Госгортехнадзора России на право проведения экспертизы промышленной безопасности в соответствии с действующим законодательством.

Заключение экспертизы промышленной безопасности – документ, содержащий обоснованные выводы о соответствии или несоответствии объекта экспертизы требованиям промышленной безопасности.

Вероятность безотказной работы трубопровода – вероятность того, что за рассматриваемый период в трубопроводе не возникнет отказов.

Функция надежности – вероятность, рассматриваемая как функция верхней границы интервала времени. Обозначается $P(\tau)$.

Гарантированная наработка трубопровода до отказа после гидроиспытаний – нижняя интервальная оценка наработки трубопровода до первого отказа после гидроиспытаний. Обозначается $\tau_{от}^{min}$.

Средний остаточный ресурс – математическое ожидание наработки трубопровода после диагностирования до момента достижения предельного состояния. Обозначается $\tau_{ср}$.

Гамма-процентный остаточный ресурс трубопровода – наработка трубопровода после диагностирования, в течение которой трубопровод ис достигнет предельного состояния с вероятностью γ, выраженной в процентах. Обозначается $\tau_{ост}$.

Параметр технического состояния – характеристика, определяющая работоспособность элементов трубопроводов (толщина стенки, допускаемое напряжение и т.п.).

Регламентированная вероятность – заданная вероятность безотказной работы в процентах. Обозначается γ.

Доверительная вероятность – вероятность того, что параметр технического состояния находится в пределах одностороннего доверительного интервала. Обозначается q.

В методике, кроме описанных, используются обозначения:

A_t – температурный коэффициент прочности;

a – параметр закона износа стенки (случайная величина);

$a_{ср}$ – среднее значение параметра износа стенки;

b – параметр распределения Вейбулла;

$C = C_1 + C_2$ – суммарная прибавка к толщине стенки на технологический допуск (C_1) и коррозионный износ (C_2);

D – наружный диаметр элемента;

k – коэффициент несущей способности элемента;

L – погонная длина трубопровода;

m – показатель степени в формуле определения износа стенки,

n – общее число проведенных диагностирований трубопровода;

N – полное число измерений толщины стенки за n диагностирований;

p_{max} – допустимое давление элемента трубопровода;

r – число разрушившихся на момент диагностирования элементов трубопровода;

S_a – среднее квадратическое отклонение параметра a;

S_o – среднее квадратическое отклонение технологического допуска на толщину стенки;

S_d – среднее квадратическое отклонение относительного износа в момент времени τ_d;

$S_{d'}$ – верхняя интервальная оценка S_d;

S_δ – среднее квадратическое отклонение толщины стенки в момент времени τ_d;

$S_{[\delta]}$ – среднее квадратическое отклонение допустимой толщины стенки;

t_k – толщина стенки при k-м измерении;

t_{n1} – номинальная толщина стенки в месте k-го измерения;

t_n – номинальная толщина стенки;

t_R – расчетная толщина стенки;

U_q – q-квантиль нормального распределения вероятности;

U_γ – γ/100-квантиль нормального распределения вероятности;

U_Γ – квантиль нормального распределения, соответствующий вероятности Г;

$V_{ср}$ – средняя скорость износа стенки;

z – число элементов трубопровода;

$\alpha = r/z$ – относительное число разрушившихся элементов;

δ – относительный износ стенки;

δ_0 – начальное относительное изменение толщины стенки;

$\delta_{ср}$ – средний относительный износ стенки в момент времени τ_d;

$\delta_{ср}$ – верхняя интервальная оценка $\delta_{ср}$;

$[\delta]$ – допустимый относительный износ стенки;

$\Delta_{ср}$ – среднее утонение стенки за время τ_d;

Φ – табулированная функция Лапласа;

$v_a = \frac{S_a}{a_{ср}}$ – коэффициент вариации параметра a;

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение при рабочей температуре;

τ_d – наработка на момент последнего диагностирования;

τ_i – наработка на момент i-го диагностирования;

φ – коэффициент прочности сварного шва;

$t_{огр}$ – толщина стенки трубы или детали трубопровода, м, при которой они должны быть изъяты из эксплуатации;

P – рабочее давление в трубопроводе, Па;

P_0 – допустимое давление в трубопроводе, Па;

P_{0n} – допустимое давление в начале эксплуатации трубопровода, Па;

$D_н$ – наружный диаметр трубы или детали трубопровода, м;

n – коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, равный 1,2;

$N_{ср}$ – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, с учетом принятого конструктивного решения трубопровода;

R_1 – расчетное сопротивление материала труб и деталей трубопроводов, Па, определяемое по формуле $R_1 = R_1^н \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1$;

S – эквивалентное продольное осевое усилие в трубопроводе, возникающее от действия расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода;

α – коэффициент несущей способности;

$R_1^н$ – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие виды труб, Па;

$R_2^н$ – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие трубы, Па;

m_1 – коэффициент условий работы материала труб при разрыве;

m_2 – коэффициент условий работы трубопровода;

m_3 – коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах, для условий работы промысловых трубопроводов принимается равным 1;

k_1 – коэффициент однородности материала труб;

γ_n – коэффициент надежности по назначению трубопроводов;

γ_m – коэффициент надежности по материалу;

γ_f – коэффициент надежности по нагрузке;

γ_s – коэффициент условий работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты.

4 *Общие положения*

В отраслевом стандарте используются методы расчета напряжений и критерии прочности по СНиП 2.04.12-86 и СП 34-116-97 (раздел 2). Анализ технического состояния определяется в соответствии с требованиями РД 39-132-94 (раздел 2).

Настоящая методика применима для оценки остаточного ресурса подвергающихся коррозионно-эрозионному воздействию трубопроводов, у которых максимальный износ стенки не более чем в три раза превышает среднее для всего трубопровода значение.

В ОСТ приводятся современные методы технического диагностирования трубопроводов, включая акустико-эмиссионный контроль (АЭ-контроль), визуально-измерительный контроль, ультразвуковую и магнитную толщинометрию и дефектоскопию, анализ химического состава металлических труб, трубных деталей и арматуры, анализ состояния защищённости от подземной коррозии. Использованы вероятностно-статистические методы оценки остаточного ресурса с использованием современных математических моделей.

Обязательными в отраслевом стандарте являются определение расчетной и отбраковочной толщины стенки и оценка остаточного ресурса трубопроводов по минимальной вероятной толщине стенки труб. Расчеты остаточного ресурса трубопроводов, подвергающихся коррозионно-эрозионному воздействию, с учётом выявленных и классифицированных дефектов и остаточного ресурса по статистике отказов трубопроводов выполняются в случае необходимости по техническому заданию заказчика.

Основные определения, используемые в методике, соответствуют ГОСТ 27.002-89.

Определяющим при оценке остаточного ресурса в условиях коррозионно-эрозионного износа трубопроводов является расчет на действие внутреннего давления. Эксплуатация трубопровода считается возможной, если фактическая толщина стенки всех элементов превышает отбраковочную $t_{отб}$. При определении отбраковочной толщины стенки оценивается несущая способность элементов в целом, в отличие от поверочного расчета, когда определяется напряжение в наиболее опасной точке [3].

$$t_{отб} = \frac{nP\alpha D_н}{2(R_1 + nP)} \text{ при } \frac{R_2^н \cdot m_3}{R_1^н \cdot m_2} \geq 0{,}75; \quad (4.1)$$

$$t_{отб} = \frac{nP\alpha D_н}{2(0{,}9R_2^н \cdot m_3 + nP)} \text{ при } \frac{R_2^н \cdot m_3}{R_1^н \cdot m_2} < 0{,}75, \quad (4.2)$$

где $t_{отб}$ – толщина стенки трубы или детали трубопровода при которой они должны быть изъяты из эксплуатации, м;

P – рабочее давление в трубопроводе, Па;

$D_н$ – наружный диаметр трубы или детали трубопровода, м;

n – коэффициент перегрузки рабочего давления в трубопроводе, равный 1,2;

R_1 – расчетное сопротивление материала труб и деталей трубопроводов, Па, определяемое по формуле $R_1 = R_1^н \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1$;

α – коэффициент несущей способности; $\alpha = 1$ для труб, конических переходов, выпуклых заглушек эллиптической формы; для отводов гладких и сварных $\alpha = 1{,}3$ при отношении радиуса изгиба трубы R к наружному диаметру $D_н$, равному 1; $\alpha = 1{,}15$ при $\frac{R}{D_н} = 1{,}5$; $\alpha = 1{,}0$ при $\frac{R}{D_н} = 2$ и более;

$R_1^н$ – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие виды труб, Па;

$R_2^н$ – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по ГОСТу или ТУ на соответствующие трубы, Па;

m_1 – коэффициент условий работы материала труб при разрыве, равный 0,8;

m_2 – коэффициент условий работы трубопровода, величина которого принимается в зависимости от транспортируемой среды: для токсичных, горючих, взрывоопасных и сжиженных газов – 0,6; для инертных газов (азот, воздух и т.п.) или токсичных, горючих, взрывоопасных жидкостей - 0,75; для инертных жидкостей – 0,9;

m_3 – коэффициент условий работы материала труб при повышенных температурах, для условий работы промысловых трубопроводов принимается равным 1;

k_1 – коэффициент однородности материала труб: для бесшовных труб из углеродистой и для сварных труб из низколегированной ненормализованной стали $k_1 = 0{,}8$, для сварных труб из углеродистой и для сварных труб из нормализованной низколегированной стали $k_1 = 0{,}85$.

В том случае, если при проведении диагностических замеров фактические сопротивления растяжению (сжатию) оказались меньше нормативных, в каче-

стве основных прочностных характеристик металла трубы в расчетах трубопроводов используются их фактические значения с учетом коэффициентов.

В процессе эксплуатации элементов трубопроводов в них происходит постепенное накопление различного типа повреждений. Одним из наиболее распространенных типов повреждения является коррозионно-эрозионный износ, воздействие которого учитывается при выборе номинальной толщины стенки. В процессе эксплуатации начальная толщина стенки уменьшается, приближаясь к минимально допустимой. Другой тип повреждения связан с ухудшением механических характеристик материала и, как следствие, снижением допускаемого напряжения. Оба типа повреждения приводят к постепенному уменьшению допустимого внутреннего давления в трубопроводе. Допустимое давление не должно опускаться ниже рабочего. Допустимое давление определяется по формулам:

$$P_0 = \frac{2tR_1}{n(\alpha D_n - 2t)} \text{ при } \frac{R_2^н \cdot m_3}{R_1^н \cdot m_2} \geq 0{,}75; \quad (4.3)$$

$$P_0 = \frac{1{,}8tR_2^н m_3}{n(\alpha D_n - 2t)} \text{ при } \frac{R_2^н \cdot m_3}{R_1^н \cdot m_2} < 0{,}75, \quad (4.4)$$

где t – толщина стенки трубы.

5 Типовая программа комплексного технического диагностирования нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений

5.1 Общие положения

Определение остаточного ресурса действующих трубопроводов производится на основании комплексного технического диагностирования, выполненного отдельно или в составе работ по экспертизе промышленной безопасности.

Программа комплексного технического диагностирования нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений имеет рекомендательный характер и отражает общие принципы, структуру и основные методические положения по проведению диагностики трубопроводов.

Для проведения комплексного технического диагностирования конкретных трубопроводов на основании технического задания Заказчика должна разрабатываться индивидуальная программа диагностирования, обеспечивающая получение и обработку необходимой и достаточной информации о техническом состоянии и функциональных возможностях объекта.

Методы диагностирования контролируемых параметров определяются нормативно-техническими документами, а при их отсутствии согласовываются заказчиком и экспертной организацией.

Объем работ по диагностированию каждого конкретного трубопровода в соответствии с рекомендациями настоящей типовой программы определяют

специалисты и должностные лица Заказчика, при необходимости с привлечением экспертной организации, имеющей соответствующую лицензию.

Для выполнения технического диагностирования должны использоваться методики и аппаратура, регламентируемые для этих целей действующей нормативно-технической документацией с учетом требований проектной, исполнительной и эксплуатационной документации на обследуемый объект.

Экспертиза промышленной безопасности выполняется специализированными экспертными организациями.

При проведении комплексного технического диагностирования или экспертизы промышленной безопасности трубопроводов следует руководствоваться требованиями действующих федеральных законов и нормативных документов:

ФЗ „О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (№116-ФЗ, введен в действие 21.07.97г.).

ПБ 03-246-98 „Правила проведения экспертизы промышленной безопасности", утверждены Госгортехнадзором России 06.11.98.

„Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", утверждены постановлением Госгортехнадзора России от 09.04.98 № 24.

„Положение о порядке диагностирования технологического оборудования взрывоопасных производств топливно-энергетического комплекса", согласованное с Госгортехнадзором России 25.12.92г.

А также все нормативные документы, перечисленные в разделе 2.

Периодичность диагностики согласно РД 39-132-94 устанавливается в зависимости от местных условий, сложности рельефа и условий пролегания трассы, а также экономической целесообразности и приурочивается к ревизии участков промысловых трубопроводов, но она не должна быть реже:

одного раза в год – для трубопроводов I категории;

одного раза в 2 года – II категории;

одного раза в 4 года – III категории;

одного раза в 8 лет – IV категории.

Срок последующего контроля уточняется в зависимости от результатов предыдущего контроля.

Периодичность проведения испытаний устанавливается согласно РД 39-132-94.

Основной целью технического диагностирования является оценка текущего технического состояния объекта, оценка остаточного ресурса безопасной эксплуатации объектов, отработавших нормативный срок эксплуатации, выдача заключения о техническом состоянии и остаточном ресурсе безопасной эксплуатации по совокупности диагностируемых параметров.

Комплексное техническое диагностирование нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений предусматривает выполнение следующих основных этапов работ:

сбор и анализ информации, ознакомление с эксплуатационно-технической документацией;

контроль состояния защитного антикоррозионного покрытия;

контроль состояния основного металла труб трубопроводов;

контроль кольцевых сварных соединений трубопроводов;

акустико-эмиссионная диагностика участков трубопроводов;

исследование химического состава, механических свойств металлов и сварных соединений и их структуры (при необходимости);

обработка результатов обследования, разработка рекомендаций по дальнейшей эксплуатации, ремонту или исключению из эксплуатации.

5.2 Сбор информации, ознакомление с эксплуатационно-технической документацией

При ознакомлении с технической документацией устанавливается ее комплектность, и собираются следующие сведения:

технические характеристики объекта – категория, протяженность, диаметр, рабочее давление и т.п.;

данные по изготовлению и монтажу трубопровода – проект, завод-изготовитель, монтажная организация, дата изготовления и монтажа, отступления от проекта в процессе сооружения, виды и результаты испытаний;

сведения о металле, толщина труб по сертификату;

сведения о технологии сварки и сварочных материалах;

данные о режиме эксплуатации трубопровода и виде транспортируемых продуктов;

данные о проведенных ранее обследованиях с заключениями о техническом состоянии и рекомендациями по дальнейшей эксплуатации или ремонту;

данные об авариях и отказах;

данные о проведенных ремонтах.

При анализе технической документации изучают паспортные данные трубопроводов, их схемы с указанием мест установки арматуры, фланцев, заглушек и других деталей, установленных на трубопроводе, мест спускных, продувочных и дренажных устройств, сварных стыков. На данном этапе составляется карта объекта в виде эскиза и таблицы с указанием элементов, на которых в силу особенностей их конструкции или условий эксплуатации наиболее вероятно появление дефектов.

Следует изучить акты ревизии и отбраковки трубопроводов, удостоверения о качестве ремонтов трубопроводов (первичные документы, подтверждающие качество примененных при работе материалов и т.д.), акты периодического наружного осмотра трубопровода, акты испытания трубопровода на прочность и плотность, акты на ремонт и испытание арматуры, эксплуатационный журнал трубопроводов (ведется для трубопроводов, на которые не составляют паспорт). Изучению подлежат также журнал установки-снятия заглушек, заключения о качестве сварных стыков, журнал учета отказов.

При анализе условий эксплуатации трубопровода устанавливают соответствие оборудования его прямому назначению, определяют соответствие рабочей среды, температуры и давления паспортным данным.

При анализе планово-профилактических и ремонтных мероприятий необходимо получить информацию об объеме, характере и причинах проведенных ремонтных работ, уточнить физико-механические характеристики металла, его химический состав, микроструктуру на участках, подвергнутых ремонту. Требуется оценить интенсивность развития дефектов в элементах трубопровода.

Результаты анализа технической документации используют при выборе методов контроля и составлении индивидуальной программы обследования каждого трубопровода, включающей план обследования трубопровода, в том числе:

формулировку задач обследования;

карту трубопровода с указанием потенциально опасных участков;

методы и аппаратуру, использующиеся при обследовании;

порядок проведения обследования;

методы обработки результатов обследования и порядок их представления;

меры безопасности при проведении диагностирования.

Анализ технической документации должен завершаться составлением:

перечня проанализированной документации;

карты объекта в виде эскиза и таблицы с указанием элементов, которые в силу особенностей их конструкции или условий эксплуатации наиболее предрасположены к появлению повреждений и (или) отказам (в особенности скрытым, зависимым и внезапным);

базы данных по техническим параметрам трубопровода и (или) технического заключения по результатам анализа;

плана обследования трубопровода.

5.3 Внутритрубная диагностика нефтегазопромысловых трубопроводов

Решение об обследовании промысловых трубопроводов приборами внутритрубной дефектоскопии принимает Заказчик. Обследование может производиться на основании технико-экономической целесообразности и в соответствии с требованиями действующих нормативно-технических документов.

5.4 Контроль состояния защитного антикоррозионного покрытия

Контроль защитного антикоррозионного покрытия включает следующие работы:

определение дефектов изоляционного покрытия приборным методом с помощью искателей повреждений типа АНПИ, УКИ, ПКИ, УДИП и др.;

визуальный контроль состояния защитного покрытия;

определение толщины защитного покрытия;

определение адгезии защитного покрытия к металлу труб.

При визуальном осмотре выявляются механические повреждения и другие дефекты защитного покрытия.

Определение толщины защитного покрытия производится толщиномерами, позволяющими измерять толщину в интервале 0,2 – 25,0 мм с точностью 0,1 мм при температуре окружающего воздуха от –10° до +40°С.

Объем работ по измерениям толщин устанавливается на основании результатов внешнего осмотра в зависимости от длительности эксплуатации. В каждом сечении измерения проводятся не менее чем в четырех точках (через 90 градусов).

Измерения адгезии покрытия к металлу труб проводятся с помощью адгезиметров не менее чем в трех точках в соответствии с требованиями нормативных документов.

5.5 Контроль состояния основного металла труб

Контроль основного металла труб включает следующие работы:

- визуальный и измерительный контроль основного металла труб;
- определение фактической толщины стенки труб;
- выборочный ультразвуковой контроль дефектных мест металла труб;
- магнитопорошковую и/или цветную дефектоскопию металла труб;
- измерение твердости основного металла труб.

При визуальном осмотре выявляются наружные дефекты основного металла труб (коррозионные повреждения, царапины, задиры, трещины, прожоги, оплавления, вырывы, расслоения, металлические включения, закаты и прочие).

Определение фактической толщины стенки труб производится толщиномерами, позволяющими измерять толщину в интервале 0,2 – 50,0 мм с точностью 0,1 мм при температуре окружающего воздуха от –10° до +40°С.

Объем работ по измерениям толщин устанавливается на основании результатов внешнего осмотра в зависимости от длительности эксплуатации. В каждом сечении измерения проводятся не менее чем в четырех точках (через 90 градусов). Во всех случаях измерения проводятся в местах, наиболее пораженных коррозией.

Выборочный ультразвуковой контроль производится в местах повышенного коррозионного износа и других дефектов, выявленных при визуальном осмотре, с целью выявления расслоений, трещин и других дефектов типа несплошностей основного металла.

Магнитопорошковая и цветная дефектоскопия основного металла труб производится с целью выявления поверхностных трещин и других дефектов.

Измерение твердости основного металла стенки труб производится с помощью переносных твердомеров с целью определения фактической твердости по шкале Бринелля (Роквелла) и сопоставления с допустимыми значениями твердости.

5.6 Контроль кольцевых сварных соединений трубопроводов

Контроль кольцевых сварных соединений труб проводится на открытых участках (в шурфах) и включает следующие работы:

визуальный и измерительный контроль сварных соединений;
ультразвуковой контроль сварных швов;
рентгенографический контроль сварных швов;
магнитопорошковую и/или цветную дефектоскопию сварных швов;
измерение твердости металла шва и зон термического влияния.

Проведение предварительного контроля сварных соединений осуществляется визуальным методом с инструментальным замером геометрических параметров швов.

Внешний осмотр и измерения геометрических размеров с помощью шаблонов производятся с целью выявления наружных дефектов: несоответствия размеров швов требованиям проекта, СНиП 3.03.01-87 и стандартов; трещин всех видов и направлений; наплывов, подрезов, прожогов, незаваренных кратеров, непроваров, пористости; отсутствия плавных переходов от одного сечения к другому; несоответствия общих геометрических размеров сварного узла требованиям проекта.

По результатам предварительного контроля определяется необходимый объем контроля неразрушающими методами: ультразвуковым, магнитопорошковым, рентгеновским и др.

Измерение твердости металла шва и ЗТВ производится с помощью переносных твердомеров с целью определения фактической твердости по шкале Бриннелля (Роквелла) и сопоставления с допустимыми значениями твердости.

5.7 Акустико-эмиссионная диагностика участков трубопровода

АЭ-контроль проводится по специально разработанной „Программе обследования трубопроводов АЭ-методом" на потенциально-опасных участках трубопроводов (переходы через железные и автомобильные дороги, овраги, водные преграды) с целью выявления, идентификации и ранжирования развивающихся дефектов основного металла и сварных швов.

В случае выявления источников АЭ на данных дефектных участках проводится дополнительный дефектоскопический контроль одним из методов неразрушающего контроля: ультразвуковым, магнитопорошковым, рентгеновским и др.

5.8 Химический анализ, механические испытания и металлографические исследования металла и сварных соединений

Механические испытания, химический анализ и металлографические исследования металла и сварных соединений проводятся при отсутствии данных о первоначальных свойствах основного металла и сварных соединений, значительных коррозионных повреждений, появлении трещин в различных конструкциях и в других случаях, когда предполагаются ухудшения механических свойств, усталость при действии переменных или знакопеременных нагрузок, перегревы, действие чрезмерно высоких нагрузок и т.п.

Анализ химического состава и определение марки стали металла труб может производиться без вывода из эксплуатации методом оптико-эмиссионной спектрометрии.

Оценка прочностных характеристик металла труб может производиться путем пересчета значений измеренной твердости основного металла или непосредственно приборами типа TIME GROUP и др.

При необходимости для проведения механических испытаний вырезаются катушки длиной 500 мм с кольцевым швом, из которых изготавливаются образцы для механических испытаний, металлографических исследований основного металла и сварного соединения, для химического анализа основного и наплавленного металла.

5.9 Проверочные расчёты на прочность и расчёты остаточного ресурса

Расчеты конструктивных элементов трубопроводов на прочность и устойчивость и расчет остаточного ресурса безопасной эксплуатации трубопроводов по критерию допустимого коррозионного износа производятся по минимальной вероятной толщине стенки с учетом фактических значений механических характеристик металла труб и режимов эксплуатации трубопроводов с помощью специального программного обеспечения в соответствии с действующими нормативно-техническими документами.

Оценка технического состояния трубопроводов производится по всем результатам обследования. Для трубопроводов, отработавших установленный срок эксплуатации, определяется вероятностный остаточный ресурс работоспособности.

5.10 Обработка результатов обследования и порядок приёмки работ

На основе анализа результатов проведенного обследования производится экспертная оценка фактического технического состояния трубопроводов по совокупности диагностируемых параметров, составляется заключение установленной формы о соответствии объекта требованиям промышленной безопасности, разрабатываются рекомендации о возможности и условиях дальнейшей безопасной эксплуатации, сроках и уровнях последующих обследований, необходимости проведения ремонта или исключения трубопровода из эксплуатации.

Специализированная экспертная организация, имеющая соответствующую лицензию Гостортехнадзора России, после проведения обследования трубопроводов предоставляет Заказчику заключение по результатам диагностирования трубопроводов установленного образца в количестве не менее двух экземпляров с оформлением акта приемки-сдачи выполненных работ. Заключение должно содержать подписи исполнителей (экспертов) работы и утверждающую подпись руководителя организации, проводившей обследование и оценку остаточного ресурса объекта.

Заказчик передает данное заключение в региональный отдел Госгортехнадзора России, который производит регистрацию заключения и в письменной форме уведомляет Заказчика и экспертную организацию о положительном решении или дает мотивированный отказ в регистрации заключения.

В случае отказа регионального отдела Госгортехнадзора России в регистрации, заключение возвращается в экспертную организацию для доработки и устранения замечаний.

После положительного решения о регистрации в территориальном органе Госгортехнадзора России заключение вкладывается организацией-владельцем в паспорт оборудования и является неотъемлемой частью документации на оборудование.

6 Расчёты напряжённо-деформированного состояния трубопроводов

Проверку напряженно-деформированного состояния трубопроводов следует производить согласно СП 34-116-97. При расчетах трубопроводов должны учитываться нагрузки и воздействия, возникающие при их сооружении, испытании и эксплуатации. Нагрузки и воздействия, а также вызываемые ими усилия и напряжения, установленные нормативными документами на основании статистического анализа, называются нормативными. Расчетные значения нагрузок и воздействий определяются умножением нормативных величин на коэффициент надежности по нагрузке γ_f, учитывающий возможные отклонения их в неблагоприятную сторону, и коэффициент несущей способности труб и соединительных деталей η. В зависимости от характера действия нагрузки и воздействия подразделяются на постоянные и временные (длительные, кратковременные и особые) по СНиП 2.01.07-85.

К постоянным относятся нагрузки и воздействия, действующие в течение всего срока строительства и эксплуатации трубопровода. Расчетные и нормативные значения постоянных нагрузок и воздействий определяются согласно СП 34-116-97 и СНиП 2.01.07-85.

Временными называются нагрузки и воздействия, которые в отдельные периоды строительства и эксплуатации могут отсутствовать.

Нагрузки и воздействия обычно действуют на сооружения совместно в тех или иных сочетаниях. Эти сочетания устанавливаются из анализа реальных вариантов одновременного действия различных нагрузок для рассматриваемой стадии работы конструкции или ее основания. По СНиП 2.01.07-85 устанавливаются основные сочетания нагрузок и воздействий, состоящие из постоянных, длительных и кратковременных, и особые сочетания, включающие в себя, кроме нагрузок основного сочетания, одну из особых нагрузок, например, сейсмическую, взрывную, технологическую и т.п.

В качестве основных прочностных характеристик металла трубы в расчетах трубопроводов используются нормативные и расчетные сопротивления растяжению (сжатию) или фактические, если при проведении диагностических замеров последние оказались меньше нормативных. Нормативные сопротивле-

ния R_1^H и R_2^H принимаются равными минимальным значениям временного сопротивления $\sigma_в$ и предела текучести $\sigma_т$ соответственно. Расчетные сопротивления сварных швов, соединяющих между собой трубы и соединительные детали, выполненных любым видом сварки и прошедших контроль качества неразрушающими методами, должны приниматься равными меньшим значениям соответствующих расчетных сопротивлений соединяемых элементов согласно СП 34-116-97. При отсутствии этого контроля расчетные сопротивления сварных швов, соединяющих между собой трубы и соединительные детали, принимаются с понижающим коэффициентом 0,85.

Проверочный расчет толщины стенки t_R трубопровода, а также ее определение в случае ремонта по результатам диагностики производится согласно СП 34-116-97 следующим образом:

$$t_R = \frac{\gamma_f k P D_H}{2(R + 0{,}6\gamma_f P)}, \qquad (6.1)$$

где значения R определяются:

для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводород,

$$R = \min\left\{\frac{R_1^H m_2}{\gamma_m \gamma_n};\ \frac{R_2^H m_2}{0{,}9\gamma_n}\right\};$$

для трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты,

$$R = \frac{R_2^H \gamma_s}{\gamma_n}.$$

Здесь k – коэффициент несущей способности труб и соединительных деталей, значение которого принимается согласно СП 34-116-97 (для труб, заглушек и переходов - 1).

Значения коэффициентов: надежности по назначению трубопроводов γ_n, условий работы трубопровода m_2, надежности по материалу γ_m, надежности по нагрузке γ_f и условий работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты γ_s, принимаются согласно СП 34-116-97 по таблицам, приводимым в приложении Б.

Проверка общей устойчивости подземного трубопровода в продольном направлении выполняется по СП 34-116-97 по условию

$$S \le m_2 N_{cp}, \qquad (6.2)$$

где S – эквивалентное продольное осевое усилие в трубопроводе, возникающее от действия расчетных нагрузок и воздействий с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода;

N_{cp} – продольное критическое усилие, при котором наступает потеря продольной устойчивости трубопровода, с учетом принятого конструктивного решения трубопровода.

Продольное критическое усилие определяется по формулам, приводимым в [1,3,5].

Надземные трубопроводы должны проверяться на прочность, продольную устойчивость и выносливость при колебаниях в ветровом потоке в соответствии с СП 34-116-97.

7 Расчёт остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенки труб по результатам диагностики

Сплошной контроль элементов трубопровода различными методами выполнить не всегда возможно (из-за недоступности некоторых его участков), а в ряде случаев в этом нет необходимости, поэтому применяют выборочный контроль и оценку поврежденности по наибольшим размерам выявленных дефектов. При этом необходимо применение статистических методов для уменьшения величины погрешности.

Достоверность контроля характеризует степень соответствия его результатов фактическому техническому состоянию объекта и определяется двумя показателями: точностью и доверительной вероятностью. Точность определения величин обнаруженных дефектов и геометрических размеров элементов трубопровода указывают в виде доверительного интервала (например, для толщины стенки: 9 ± 1 мм) или односторонней доверительной границы (например, толщина стенки не менее 8 мм). Доверительную вероятность γ, т.е. вероятность нахождения фактического размера внутри доверительного интервала, стандарты по измерениям рекомендуют указывать в зависимости от ответственности контроля (как правило, $\gamma = 0{,}95$).

Источники погрешностей при измерениях подразделяют на объективные и субъективные. Субъективными являются погрешности, обусловленные действиями конкретного оператора (его квалификацией, физико-психическими данными, состоянием здоровья и т.д.). Объективными источниками являются погрешности метода и средств измерений, а также статистические отклонения, обусловленные выборочным контролем показателей, имеющих разброс (рассеяние).

Большой разброс результатов измерений толщины стенок может наблюдаться из-за неравномерности их коррозии. Это различие часто бывает вызвано различием условий нагружения различных участков трубопровода, а также стохастическими свойствами процесса коррозии.

При традиционной схеме на карте контроля точки для измерения толщины стенки распределяют равномерно. Поскольку измерения осуществляют выборочно (в намеченных точках), то при этом методе минимальная из измеренных величин может оказаться существенно больше, чем фактическая минимальная толщина стенки. Достоверность контроля при этом остается неопределенной, если не учитывать разброс фактических толщин элемента трубопровода.

При планировании контроля необходимо определить количество точек, выбираемых для измерений N. Чем больше N, тем выше достоверность кон-

троля, по тем выше и его трудоемкость. Возможны следующие варианты контроля.

Сплошной контроль – при котором измеряют толщину стенки на всех элементарных участках поверхности F_0, глубина коррозии на которых не зависит от соседних участков. Сплошной контроль не имеет статистической погрешности, погрешность определяется технической погрешностью приборов и методов контроля.

Выборочный контроль – при котором $N < F/F_0$, где F – площадь контролируемой поверхности. Достоверность контроля при выборочном контроле зависит от величины отношения F/F_0 и степени неравномерности коррозии.

Рассмотрим частный случай выборочного контроля при N = 1. Такие случаи допускаются при контроле отдельных зон элементов трубопровода. При этом достоверность контроля может быть достаточно высокой, если известна мера разброса измеряемой толщины стенки (среднее квадратическое отклонение σ).

Среднее квадратическое отклонение σ определяется по результатам измерений на нескольких участках поверхности, находящихся в одинаковых условиях эксплуатации, по формуле

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^{N}(t_k - t_{cp})^2}{N-1}}, \qquad (7.1)$$

где t_k – результаты измерений толщин на k-х участках поверхности;

t_{cp} – средняя измеренная толщина;

N – число участков замера (если $N < 10$, то σ не вычисляют, т.к. точность ее оценки при этом недостаточна).

Минимальную возможную толщину стенки t_{min} с учетом неконтролированных участков поверхности определяют для доверительной вероятности 95% применительно ко всем промысловым трубопроводам по формуле

$$t_{min} = t_{cp} - 2\sigma \quad . \qquad (7.2)$$

Дальнейшая эксплуатация трубопроводов допускается при $t_{min} > t_{отб}$.

Если имеется измеренное значение толщины стенки t_k, меньшее, чем t_{min}, то за значение t_{min} принимается значение t_k^{min}.

При необходимости более точной оценки остаточной толщины стенки на каком-либо участке число измерений N увеличивают, имея в виду, что уменьшение ошибки контроля пропорционально $\sqrt{N}$.

Средняя скорость коррозии стенки трубопровода определяется по формуле

$$V_{ср} = \frac{t_n - t_{min}}{\tau}, \qquad (7.3)$$

где τ – время эксплуатации трубопровода, лет.

Остаточный ресурс трубопровода определяется по формуле

$$\tau_{ост} = \frac{t_{min} - t_{отб}}{V_{ср}}. \qquad (7.4)$$

8 Вероятностный расчёт остаточного ресурса с учётом общего коррозионно-эрозионного износа стенки трубы

При прогнозировании остаточного ресурса трубопровода по изменению текущей толщины стенки t и при постоянном значении допускаемого напряжения единственной характеристикой технического состояния является износ стенки. Опустим в знаменателе формулы (4.3) значение вычитаемого, что приводит к погрешности, идущей в запас прочности. Тогда внутреннее давление, которое может выдержать элемент трубопровода, можно определить по формуле [8]

$$P_0 = \frac{2tR_1}{n\alpha D_n}.$$

Текущую толщину стенки представим в следующем виде:

$$t = t_n - \Delta_0 - \Delta, \qquad (8.1)$$

где t_n – номинальная толщина стенки;

Δ_0 – начальное технологическое изменение толщины стенки;

Δ – износ стенки.

Прочность трубопровода при эксплуатации обеспечена, если допустимое давление выше рабочего. Это условие, с учетом (8.1), может быть записано в следующем виде:

$$P_{0n}(1 - \delta_0 - \delta) \geq P, \qquad (8.2)$$

где $P_{0n} = \frac{2t_nR_1}{n\alpha D_n}$; $\delta_0 = \frac{\Delta_0}{t_n}$; $\delta = \frac{\Delta}{t_n}$.

В формуле (8.2) начальное технологическое отклонение толщины стенки Δ_0 и абсолютная величина износа стенки Δ приведены к номинальной толщине стенки элемента, на котором проводятся замеры. Поэтому для расчета остаточного ресурса необходимо наряду с замерами фактических толщин стенки элементов определить по документации соответствующие им номинальные толщины.

Для идеально спроектированного трубопровода в начальный момент времени величина P_{0n} постоянна для всех элементов трубопровода, т.е. несущие способности прямых участков, отводов и ответвлений равны между собой. В действительности выбор элементов трубопровода ограничен возможностями

реальной номенклатуры. Это определяет разброс значений P_{0n} для элементов трубопровода.

В соответствии с (8.2) условие прочности трубопровода в терминах относительного износа можно представить в виде

$$[\delta] \geq \delta \tag{8.3}$$

$$[\delta] = 1 - \frac{t_R}{t_n} - \delta_0 . \tag{8.4}$$

Здесь $[\delta]$ и δ – допустимый и текущий относительный износ стенки; δ_0 – начальное изменение толщины стенки;

$$\frac{t_R}{t_n} = \frac{P}{P_{0n}} .$$

Исходная информация для расчета остаточного ресурса заключается в следующем. Пусть за период эксплуатации трубопровода было проведено n диагностирований в моменты времени τ_i. Число замеров толщины стенки при каждом диагностировании равно N_i. Таким образом, всего имеется $N = \sum_{i=1}^{n} N_i$ замеров толщины стенки, которые обозначим t_k (k=1, 2,...N).

Процесс износа стенки можно описать степенной функцией:

$$\delta = a \cdot \tau^m , \tag{8.5}$$

где a-случайный параметр;

m – детерминированный параметры.

В дальнейшем будем полагать, что параметр a имеет нормальное распределение.

При m =1 износ осуществляется с постоянной скоростью a , при m>1 процесс износа ускоряется при эксплуатации, при m<1 – замедляется. У диагностируемых трубопроводов наиболее реальна ситуация, когда толщинометрия проводилась только один раз или предыдущие измерения были непредставительными. В этом случае показатель степени m рекомендуется принимать равным единице. Как правило, такое допущение идет в запас прочности.

Если диагностирование проводилось не один раз ($n \geq 2$), то параметр m может быть определен по результатам статистической обработки замеров толщины стенки. Предлагается выполнять это следующим образом. Вначале определяются средние значения утонений стенки для каждого i-го диагностирования (δ_{icp}), а затем методом наименьших квадратов строится линейная зависимость в координатах $\lg \delta_{icp} - \tau_i$. В результате по формуле (8.5), где a заменяется на a_{cp} и τ на τ_i , определяются a_{cp} и m . При этом следует иметь в виду, что при определении среднего утонения стенки начальный разброс толщин роли не играет, т.к. по условиям задания технологического допуска $\delta_{0cp}=0$. Необходимые для расчетов значения среднего относительного износа трубопровода на момент i-го диагностирования определяют по формуле

$$\delta_{icp} = \frac{1}{N_i}\sum_{k=1}^{N_i}(1-\frac{t_k}{t_{n_i}}), \qquad (8.6)$$

где t_k – текущая толщина стенки в месте k–го замера;

t_{nk} – номинальная толщина стенки диагностируемого элемента.

В тех случаях, когда при оценке остаточного ресурса приходится иметь дело с результатами лишь одного диагностирования, величина $a_{cp} = \delta_{cp}/\tau_d^m$, где τ_d обозначает время последнего диагностирования.

Статистическая оценка среднего квадратического отклонения параметра a определяется по формуле

$$S_a = \sqrt{\frac{1}{N-1}\sum_{k=1}^{N}(\frac{\delta_k^2 - S_0^2}{\tau_i^{2m}} - a_{cp}^2)}, \qquad (8.7)$$

где $\delta_k = \frac{t_n - t_k}{t_n}$; S_0 – начальное среднеквадратическое отклонение толщины стенки;

τ_i - время диагностирования, когда проводился данный k-й замер толщины стенки. В расчетах величину S_0 можно принимать равной 0,05.

В начальный момент времени $a_{cp} = S_a = 0$. Если диагностирование проводилось в момент времени τ_d, то $S_a = \sqrt{\frac{S_\delta^2 - S_0^2}{\tau_d^m}}$, где S_δ – среднее квадратическое отклонение относительной толщины стенки в момент времени τ_d.

Предположим, что допускаемый относительный износ [δ] тоже имеет нормальное распределение. Тогда из уравнения (8.4) его среднее значение с учетом условия $\delta_{0cp} = 0$ имеет следующий вид:

$$[\delta]_{cp} = 1 - t_{cp}, \qquad (8.8)$$

где $t_{cp} = (\frac{t_R}{t_n})_{cp}$. С достаточной для практических целей точностью в трубопроводах одного доминирующего условного прохода можно использовать в качестве среднего значения величину t_{cp}.

Дисперсия допустимого относительного износа определяется по формуле

$$S_{[\delta]}^2 = S_0^2 + S_t^2, \qquad (8.9)$$

где S_0^2 и S_t^2 – дисперсии начального технологического отклонения и значений $\frac{t_R}{t_n}$ для всех элементов трубопровода. Все эти величины могут быть определены с заданной точностью. Однако если износ достаточно высок, именно его рассеяние определяет величину остаточного ресурса. Как правило, отношение

$\frac{t_R}{t_n}$ для фасонных деталей ниже, чем для прямых труб. Поэтому с достаточной для практических целей точностью можно при отсутствии подробных данных при диагностировании принять $S_{[\delta]} = S_0 = 0{,}05$.

Вероятность выполнения условия (8.3), т.е. вероятность безотказной работы на интервале времени от 0 до τ_d, является функцией надежности и обозначается как

$$P(\tau_d) = P_r \{ [\delta] \geq \delta,\ 0 \leq \tau \leq \tau_d \}, \qquad (8.10)$$

где P_r – обозначение вероятности события.

Гамма-процентный остаточный ресурс получаем из решения следующего уравнения:

$$\frac{\gamma}{100} = \frac{P(\tau_d + \tau_{ост})}{P(\tau_d)}, \qquad (8.11)$$

где $\frac{\gamma}{100}$ – условная вероятность безотказной работы;

τ_d – время эксплуатации трубопровода на момент диагностирования;

$\tau_{ост}$ – гамма-процентный остаточный ресурс.

Величина γ% выбирается в зависимости от ответственности трубопровода в пределах от 90 до 99.

Учитывая, что параметры δ и [δ] имеют нормальное распределение вероятности, получаем в соответствии с (8.11) следующее выражение для вероятности безотказной работы на интервале времени от 0 до τ_d:

$$P(\tau_d) = \Phi\left(\frac{[\delta]_{ср} - a_{ср} \cdot \tau_d^m}{\sqrt{S_{[\delta]}^2 + S_a^2 \cdot \tau_d^{2m}}}\right), \qquad (8.12)$$

где Φ – табулированная функция Лапласа. При $S_{[\delta]} = 0$ это уравнение совпадает с решением [4].

Записав аналогичное выражение для $P(\tau_d + \tau_{ост})$ и подставив его вместе с (8.12) в (8.11), получим

$$\frac{\gamma}{100} = \frac{\Phi\left(\frac{[\delta]_{ср} - a_{ср} \cdot (\tau_d + \tau_{ост})^m}{\sqrt{S_{[\delta]}^2 + S_a^2 \cdot (\tau_d + \tau_{ост})^{2m}}}\right)}{\Phi\left(\frac{[\delta]_{ср} - a_{ср} \cdot \tau_d^m}{\sqrt{S_{[\delta]}^2 + S_a^2 \cdot \tau_d^{2m}}}\right)}. \qquad (8.13)$$

Необходимо учитывать, что износ стенки не может быть отрицательной величиной, а принятый нормальный закон распределения параметра а допускает это. Погрешность становится ощутимой при коэффициенте вариации износа, большем 0,4, и приводит к занижению функции Φ по сравнению с действительным значением. Поскольку эта погрешность практически в равной степени сказывается на величине числителя и знаменателя выражения (8.13), то можно по-

лагать, что ее влияние на величину их отношения будет невелико. Таким образом, в практических расчетах формулой (8.13) можно пользоваться во всем практически значимом диапазоне значений коэффициента вариации.

Обозначим $\Gamma = \frac{\gamma}{100} \cdot \Phi(\frac{[\delta]_{ср} - a_{ср} \cdot \tau_d^m}{\sqrt{S_{[\delta]}^2 + S_a^2 \cdot \tau_d^{2m}}})$. Точечная оценка остаточного ресурса определяется из следующего уравнения, вытекающего из (8.13):

$$U_\Gamma = \frac{[\delta]_{ср} - a_{ср} \cdot (\tau_d + \tau_{ост})^m}{\sqrt{S_{[\delta]}^2 + S_a^2 \cdot (\tau_d + \tau_{ост})^{2m}}}, \qquad (8.14)$$

где U_Γ – квантиль нормального распределения.

При равенстве нулю первого слагаемого в подкоренном выражении уравнения (8.14) из него можно получить следующую точечную оценку остаточного ресурса:

$$\tau_{ост}' = (\frac{[\delta]_{ср}}{S_a \cdot U_\Gamma + a_{ср}})^{1/m} - \tau_d. \qquad (8.15)$$

Для получения общего решения обе части уравнения (8.14) возведем в квадрат и после преобразований получим

$$\tau_{ост} = \tau_d \cdot (Q^{1/m} - 1), \qquad (8.16)$$

где $Q = \frac{[\delta]_{ср}\delta - U_\Gamma \cdot \sqrt{S_d^2 \cdot [\delta]_{ср}^2 + S_{[\delta]}^2 \cdot (\delta_{ср}^2 - U_\Gamma^2 \cdot S_d^2)}}{\delta_{ср}^2 - U_\Gamma^2 \cdot S_d^2}$; (8.17)

$[\delta]_{ср}$ и $\delta_{ср}$ – допускаемое и текущее средние значения относительного износа при диагностировании в момент времени τ_d; S_δ и $S_d = \sqrt{S_\delta^2 - S_0^2}$ – средние квадратические отклонения допускаемого и текущего значений относительного износа (если $S_\delta \le S_0$, то полагается $S_d = 0$); U_Γ – квантиль нормального распределения, соответствующий вероятности

$$\Gamma = \frac{\gamma}{100} \cdot \Phi(\frac{[\delta]_{ср} - \delta_{ср}}{\sqrt{S_{[\delta]}^2 + S_d^2}}). \qquad (8.18)$$

По уравнениям (8.16) – (8.18) определяется точечное значение гамма-процентного остаточного ресурса. Для получения нижнего интервального значения воспользуемся идущей в запас приближенной оценкой. Будем полагать, что интервальные значения подсчитываются по тем же формулам (8.16) – (8.18), что и точечные, но в них вместо среднего значения и среднеквадратического отклонения текущего износа подставляются их верхние оценки с односторонней доверительной вероятностью q. Значения q изменяются в пределах от 0,8 до 0,99. В этом случае вместо S_d и $\delta_{ср}$ в формулы подставляются следующие приближенные оценки, полученные аппроксимацией точных оценок по РД 09-102-95 при $N \ge 5$:

$$\delta_{cp^*} = \delta_{cp} + U_q \cdot \frac{S_d}{\sqrt{N-2}} \text{ и } S_{d^*} = S_d + U_q \cdot \frac{S_d}{\sqrt{2N-8}}. \quad (8.19)$$

$$Q^* = \frac{[\delta]_{cp}\delta_{cp^*} - U_\Gamma \cdot \sqrt{S^2_{d^*} \cdot [\delta]^2_{cp} + S^2_{[\delta]} \cdot (\delta^2_{cp^*} - U^2_\Gamma \cdot S^2_{d^*})}}{\delta^2_{cp^*} - U^2_\Gamma \cdot S^2_{d^*}}. \quad (8.20)$$

В результате будет найдена нижняя доверительная граница гамма-процентного остаточного ресурса.

Одним из важных этапов расчета остаточного ресурса является выбор регламентированной вероятности γ. Для рассматриваемых в методике труб о-проводов принимают значение регламентированной вероятности 95%. Значение 0,95 рекомендуется принимать в качестве доверительной вероятности q.

Необходимые для расчета остаточного ресурса значения квантилей нормального распределения U_β, соответствующие вероятности β, приведены в таблице 8.1. Если в расчетах необходимо определить квантиль U_q, то β заменяется на q, а если нужно значение U_γ, то вместо β подставляется 0,01γ и т.д.

Таблица 8.1

β	0,75	0,76	0,77	0,78	0,79	0,80	0,81	0,82	0,83	0,84
U_β	0,67	0,71	0,74	0,77	0,81	0,84	0,88	0,92	0,95	0,99
β	0,85	0,86	0,87	0,88	0,89	0,90	0,91	0,92	0,93	0,94
U_β	1,04	1,08	1,13	1,18	1,23	1,28	1,34	1,41	1,48	1,56
β	0,95	0,96	0,97	0,98	0,99	0,993	0,995	0,997	0,998	0,999
U_β	1,65	1,75	1,88	2,05	2,33	2,46	2,58	2,75	2,88	3,09

Примечание: для промежуточных значений β величина квантиля U_β определяется интерполированием.

Изложенная методика расчета остаточного ресурса может быть обобщена на случай, когда допускаемое напряжение изменяется с течением времени. По существу, это эквивалентно изменению во времени допускаемого относительного износа [δ]. Будем полагать, что процесс деградации свойств материала детерминирован, т.е. во всех элементах трубопровода изменение допускаемого износа определяется одной и той же функцией времени. Примем, что $[\delta]_{cp}$ и $S_{[\delta]}$ обозначают среднее значение допускаемого износа и его среднеквадратическое отклонение, определенные в момент диагностирования τ_d. Тогда их текущие значения при $\tau \geq \tau_d$ определяются по формулам:

$$[\delta]_{cp}(\tau) = [\delta]_{cp} \cdot F(\tau) \quad (8.21)$$

$$S_{[\delta]}(\tau) = S_{[\delta]} \cdot F(\tau). \quad (8.22)$$

Здесь $F(\tau)$ – монотонно убывающая функция времени, равная единице при $\tau = \tau_d$. Уравнение для точечной оценки остаточного ресурса вместо (8.14) записывается в следующем виде:

$$U_\Gamma = \frac{[\delta\ ]_{cp} \cdot F(\tau_{ост} + \tau_d) - \delta_{cp} \cdot (1 + \frac{\tau_{ост}}{\tau_d})^m}{\sqrt{S^2_{[\delta]} + S^2_a \cdot (1 + \frac{\tau_{ост}}{\tau_d})^{2m}}}, \qquad (8.23)$$

Задача решается достаточно просто при линейных функциях текущего (m=1,0) и допускаемого ($F(\tau) = 1 - c \cdot \tau_{ост} / \tau_d$) относительных износов. В этом случае возможно получение точного решения. Но в общем случае решать задачу необходимо методом последовательных приближений. Интервальная оценка остаточного ресурса полностью совпадает с исходным вариантом, когда допускаемое напряжение не изменялось.

9 Определение остаточного ресурса трубопроводов с учётом выявленных и классифицированных дефектов

9.1 Оценка малоцикловой долговечности по критерию зарождения трещин

Оценка малоцикловой долговечности выполняется при наличии выявленных диагностикой нетрещиноподобных дефектов: вмятин, задиров, рисок – с учетом теоретических коэффициентов концентрации напряжений α_σ (приложение Д) [9].

Общее число циклов до разрушения N состоит из двух слагаемых: $N_з$ – число циклов до зарождения трещины в вершине дефекта; $N_р$ – число циклов на этапе развития (роста) трещины:

$$N = N_з + N_р . \qquad (9.1)$$

Число циклов до зарождения трещины определяется уравнениями Коффина - Мэнсона, которые устанавливают взаимосвязь между амплитудой изменения истинных деформаций в вершине дефекта, механическими характеристиками металла и числом циклов $N_р$.

Существуют два режима нагружения: жесткий – при постоянном размахе деформаций, мягкий – при постоянном размахе напряжений.

Зона дефекта в трубопроводе обычно испытывает некоторый промежуточный режим нагружения, находящийся между крайними случаями. Поэтому целесообразно выбрать меньшее (или среднее) число циклов $N_з$ из двух крайних ситуаций.

Режимы циклического нагружения различаются также симметричностью (коэффициентом асимметрии). Коэффициентом асимметрии по напряжениям R_σ и деформациям R_ε называются отношения соответствующих величин (напряжений и деформаций) в вершине дефекта в моменты минимальной и максимальной нагрузок в цикле:

$$R_\sigma = \sigma_{min}/\sigma_{max} ; R_\varepsilon = \varepsilon_{min}/\varepsilon_{max}. \qquad (9.2)$$

Максимальные и минимальные значения истинных напряжений в циклах нагружения определяются по кольцевым напряжениям для максимальных и

минимальных давлений с учетом теоретических коэффициентов концентрации напряжений α_σ.

Если коэффициент асимметрии R = -1, то нагружение симметричное. При этом растяжение чередуется со сжатием. Для труб с дефектами характерны циклические нагружения с положительным коэффициентом асимметрии, когда $\sigma_{min} > 0$. При этом металл всегда находится в состоянии растяжения. Но могут встретиться случаи с отрицательными значениями R_σ и R_ε (переходы под дорогами, подводные переходы и др.).

Для жесткого симметричного режима нагружения число циклов до зарождения трещины N_3, определяется из уравнения

$$e_a = \frac{1}{4}\ln\frac{1}{1-\psi_k} N_3^{-N_1} + \frac{\sigma_{-1}}{E}, \qquad (9.3)$$

где e_a – амплитуда истинных деформаций в вершине дефекта;

σ_{-1} – предел усталости металла при симметричном нагружении;

E - модуль упругости;

N_1 - показатель жесткого циклического нагружения.

Параметр N_1 определяется по приближенным формулам:

$N_1 = 0,5$ при $\sigma_в \le 700$ МПа; $N_1 = 0,5 + 0,0002(\sigma_в - 700)$ при $\sigma_в > 700$ МПа.

Предел усталости для сталей, применяемых на нефтепроводах,

$$\sigma_{-1} = 0,4\,\sigma_в. \qquad (9.4)$$

Для мягкого симметричного режима нагружения число циклов определяется из следующего уравнения:

$$e_a = \ln\frac{1}{1-\psi_k} N_3^{-N_2} + \frac{\sigma_{-1}}{E}, \qquad (9.5)$$

где e_a, E, σ_{-1} – те же величины, что и ранее;

ψ_k – известная величина;

N_2 – показатель мягкого циклического нагружения.

Параметр N_2 определяется по приближенной формуле:

$$N_2 = 1,2\frac{\sigma_{0,2}}{\sigma_в} - 0,35. \qquad (9.6)$$

Число циклов N_3 при несимметричном нагружении можно найти исходя из следующих соображений.

Циклы нагрузки характеризуются следующими параметрами: e_a – амплитудой деформаций в вершине дефекта; $e_{ср}$ – средней деформацией. С увеличением каждого из этих параметров значение N_3 уменьшается. Чтобы сохранить постоянным значение N_3 при увеличении параметра $e_{ср}$, надо эквивалентно снизить амплитуду деформаций e_a.

Можно построить зависимости типа $e_a = f(e_{ср})$ при условии, что $N_3 = const$. Эти зависимости имеют монотонно убывающий характер. Приближенно эти зависимости принимаются линейными. Погрешность такого приближения идет в запас долговечности.

Таким образом, по заданному несимметричному циклическому нагружению можно приближенно найти эквивалентное симметричное нагружение, соответствующее одинаковому числу циклов $N_{ср}$.

Исходя из предыдущих рассуждений, для определения N_3 при несимметричном нагружении необходимо выполнить следующие операции:

найти параметры эквивалентного нагружения:

$$e_{ср}' = 0;$$

$$e_a' = \frac{e_a}{1 - e_{ср}/e_к}; \qquad (9.7)$$

по значению e_a найти числа циклов N_3 из формул (9.3) и (9.5), соответствующие жесткому и мягкому нагружениям;

в качестве искомого числа циклов для трубы на этапе зарождения трещины выбрать меньшее (или среднее) из полученных значений.

Значения $e_{ср}$ и e_a для использования формул (9.7) определяются следующим образом:

$$e_{ср} = (e_{max} + e_{min})/2;\ e_a = (e_{max} - e_{min})/2,$$

здесь e_{max}, e_{min} – соответственно наименьшая и наибольшая деформации в вершине дефекта в процессе циклического изменения давления (нагрузки).

9.2 Расчёт остаточного ресурса по характеристикам трещиностойкости

Остаточный ресурс по характеристикам статической трещиностойкости определяется при наличии установленных диагностикой острых трещиноподобных дефектов.

Расчет остаточного ресурса выполняется по характеристикам статической трещиностойкости при статическом нагружении, определяемым в соответствии с ГОСТ 25.506-85*, ГОСТ 1497-84* и материалам ГУП ИПТЭР [7, 10, 11].

Предварительно по данным механических испытаний на одноосное растяжение вычисляются параметры малоцикловой трещиностойкости:

$$\psi_B = \frac{F - F_B}{F} \qquad (9.8)$$

$$m = -\ln(1-\psi_B) \qquad (9.9)$$

$$n = 1 + m \qquad (9.10)$$

$$\varepsilon_{i\,кр} = \frac{\ln(1+\psi_k)}{\varepsilon_{0,2}} \qquad (9.11)$$

$$C = \frac{1}{2\pi \cdot \varepsilon_{iкк}^{n}}, \qquad (9.12)$$

где ψ_B – коэффициент равномерного сужения сечения при растяжении;

ψ_K – коэффициент относительного сужения при разрыве;

F – исходная рабочая площадь сечения образца;

F_B – площадь сечения образца в зоне равномерного сужения;

$\varepsilon_{0,2} = 0{,}002$ – относительная остаточная деформация, равная 0,2%.

Характеристики статической трещиностойкости определяются по результатам циклических испытаний образцов в соответствии с ГОСТ 25.506-85*:

1) разрушающее напряжение по максимальной разрушающей силе P_c для образца с трещиной

$$\sigma_c = \frac{P_c}{b \cdot t}, \qquad (9.13)$$

где b – ширина образца;

t – толщина образца "брутто";

2) степень снижения разрушающих напряжений от наличия трещин в образце при относительной глубине трещины, равной $\eta = h/t = 0{,}5$,

$$\alpha_p^{(0,5)} = \frac{2\sigma_c}{\sigma_{вр}}, \qquad (9.14)$$

где $\sigma_{вр}$ – временное сопротивление растяжению;

3) предел трещиностойкости для относительной глубины, равной $\eta = 0{,}5$,

$$I_c^{(0,5)} = 5\sigma_c \cdot \sqrt{h}, \qquad (9.15)$$

где h – полная глубина трещины на образце;

4) разрушающие кольцевые напряжения для бездефектной трубы с учетом характеристик циклической трещиностойкости

$$\sigma_{\theta b} = \frac{2}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_{0,2}}{\varepsilon_{0,2}^m} \left(\frac{m}{\sqrt{3}}\right)^m, \qquad (9.16)$$

где $\sigma_{0,2}$ – условный предел текучести.

Допускаемая глубина трещины определяется по максимальному усредненному давлению *из совместного решения двух функций, образующих равенство*

$$K_I = I_c / m_1, \qquad (9.17)$$

где K_I – коэффициент интенсивности напряжений *при* максимальном усредненном давлении, МПа $\times \sqrt{м}$;

I_c – предел трещиностойкости для допускаемой глубины трещины, МПа$\times \sqrt{м}$;

m_1 – коэффициент запаса по пределу трещиностойкости, определяемый по формуле

$$m_1 = \frac{\sigma_{0,2}}{\sigma_p} \left(\frac{1 - (\sigma_p / \sigma_{ВР})^2}{1 - (\sigma_{0,2} / \sigma_{ВР})^2} \right)^{\frac{1}{2}}, \qquad (9.18)$$

где σ_p – уровень рабочих напряжений, в данном случае равен кольцевым напряжениям при максимальном давлении

$$\sigma_p = \frac{P_{max} \cdot D_{вн}}{2t_н}, \qquad (9.19)$$

где $D_{вн}$ – внутренний диаметр трубы, м;

$t_н$ – толщина стенки, м.

Коэффициент интенсивности напряжений определяется по формуле

$$K_I = \sigma_p \sqrt{h} \cdot Y(\eta), \qquad (9.20)$$

где $Y(\eta)$ – полином, зависящий от текущего значения относительной глубины трещины η. Для образца типа 5 по ГОСТ 25.506-85*

$$Y(\eta) = 1{,}99 - 0{,}41\,\eta + 18{,}7\,\eta^2 - 38{,}48\,\eta^3 + 53{,}85\,\eta^4. \qquad (9.21)$$

Предел трещиностойкости определяется по формуле

$$I_c = 0{,}4 \cdot I_c^{(0,5)} \cdot \frac{\alpha_{тр}}{\alpha_{тр}^{(0,5)}} (1-\eta) Y(\eta), \qquad (9.22)$$

где $\alpha_{тр}$ – степень разрушающих напряжений при текущем значении

$$\alpha_{тр} = 1 - 4\eta(1-\eta) \cdot (1 - \alpha_{тр}^{(0,5)}). \qquad (9.23)$$

Из совместного решения уравнений (9.20) и (9.22) с учетом коэффициента m_I в соответствии с равенством (9.17) получается допускаемая относительная глубина трещины $\eta_{тр}$.

Критическая глубина трещины определяется для среднего рабочего давления за исследуемый период.

Для этого из совместного решения уравнения (9.20) и (9.22) при коэффициенте запаса по пределу трещиностойкости m_I, равном единице (m_I=1), определяется относительное значение критической глубины трещины $\eta_{кр}$.

Остаточный ресурс определяется по времени роста трещины от допускаемой глубины до критической при усредненном максимальном давлении перекачки по формуле

$$T_э = \frac{N_{тр}}{N_p}, \qquad (9.24)$$

где N_p – расчетное число циклов перепада рабочего давления за 1 год;

$N_{тр}$ – долговечность труб при циклическом нагружении (в числах циклов), определяемая по формуле

$$N_{тр} = \frac{h_0}{h_{кр}} N_0, \qquad (9.25)$$

где h_0 – начальная глубина трещины, определяемая из данных диагностики. В случае отсутствия острых трещиноподобных дефектов по данным диагностики начальная глубина трещины h_0 принимается равной допускаемой глубине трещины;

N_0 – предельное число циклов нагружения

$$N_0 = \frac{h_{кр} - h_0}{c\left[K_{I\varepsilon}^{(0)}\right]^n}, \qquad (9.26)$$

где коэффициент интенсивности упругопластических деформаций

$$K_{I\varepsilon}^{(0)} = \left(\frac{K_I^{(0)}}{\sigma_{0,2}}\right)^{\frac{2}{m+1}}. \qquad (9.27)$$

В формулах (9.26) и (9.27):

c, m – параметры;

$K_{I\varepsilon}^{(0)}$ – коэффициент интенсивности напряжений, определяемый по формуле (9.20) для максимального усредненного рабочего давления и начальной глубины трещины.

Предельное разрешенное давление определяется по характеристикам трещиностойкости, определенным при испытаниях на малоцикловую

трещиностойкость по формуле

$$\bar{p}_c = \frac{2t}{D_{вн}} \cdot \sigma_{\theta c}, \qquad (9.28)$$

где $\sigma_{\theta c}$ – разрушающее окружное напряжение для трубы с трещиной

$$\sigma_{\theta c} = \alpha_{тр} \cdot \sigma_{\theta b}(1-\eta), \qquad (9.29)$$

где η – относительная глубина трещины, вычисляемая по начальной глубине трещины, принимаемой равной допускаемой глубине;

$\alpha_{тр}$ – степень снижения разрушающих напряжений;

$\sigma_{\theta b}$ – разрушающее кольцевое напряжение для бездефектной трубы, определяемое по формуле (9.16).

10 Расчёт остаточного ресурса по статистике отказов трубопроводов

При прогнозировании остаточного ресурса трубопровода возможна ситуация, когда данные об износе его элементов имеются не в полном объеме. Но имеются данные по отказам и информация о величине общего (среднего) износа на момент диагностирования. Величина общего износа равна произведению средней скорости износа на величину наработки к моменту диагностирования [8]:

$$\Delta_{ср} = V_{ср} \cdot \tau_d. \qquad (10.1)$$

В данном разделе будет рассматриваться только линейная модель износа, которой в формуле (8.5) соответствует показатель m=1. В обозначениях относительного износа, использованных в предыдущих разделах

$$\Delta_{ср} = \delta_{ср} \cdot t_n \text{ и } V_{ср} = a_{ср} \cdot t_n. \qquad (10.2)$$

Следует отметить, что в нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности существует банк данных по скорости общей коррозии [6], который используется при проектировании трубопроводов для назначения прибавки на коррозию. Этими данными можно воспользоваться и при диагностировании, принимая в пределах разброса опытных данных верхнее значение $V_{ср}$, учитывая при этом очевидное ограничение:

$$V_{ср} < \frac{0{,}85 \cdot t_n - t_R}{\tau_d}. \qquad (10.3)$$

Кроме этого, общий (средний) износ достаточно надежно определяется на прямых участках трубопровода и не требует большого числа точек измерения. Однако для удовлетворительной оценки вариации износа необходимо провести измерение толщины стенки во всех потенциально опасных участках.

Предположим, что условие прочности трубопровода имеет вид (8.4), но рассеиванием [δ] можно пренебречь, тогда формула для определения [δ]

$$[\delta] = 1 - \frac{t_R}{t_n}. \qquad (10.4)$$

Можно доказать, что такое допущение приводит к некоторому занижению значения расчетного остаточного ресурса и идет в запас.

Допустим, что доля отказавших элементов на момент диагностирования τ_d составляет $\alpha = \frac{r+1}{z}$, где r – число отказавших элементов; z – полное число элементов в трубопроводе (фасонных деталей и отдельных труб). При этом точечная оценка вероятности безотказной работы на момент диагностирования по РД 50-690-89

$$P(\tau_d) = 1 - \alpha. \qquad (10.5)$$

В данном случае полагается, что на момент диагностирования возможно дополнительное, не зафиксированное в паспорте, разрушение. Таким образом, в качестве расчетного числа разрушений принимается действительное значение, увеличенное на единицу. Очевидно, что такое допущение идет в запас.

Число элементов z , включая отрезки труб и фасонные детали, можно определить по паспорту трубопровода или для ориентировочных оценок по формуле

$$z = \frac{L}{\lambda}, \qquad (10.6)$$

где L – длина трубопровода в метрах;

λ – среднее расстояние между элементами.

При детерминированном параметре [δ] формула (8.12) для вероятности безотказной работы на момент диагностирования τ_d имеет вид

$$P(\tau_d) = \Phi\left(\frac{[\delta] - a_{cp} \cdot \tau_d}{S_a \cdot \tau_d}\right). \qquad (10.7)$$

С другой стороны, вероятность безотказной работы на момент диагностирования определена по формуле (10.5). Приравнивая правые части выражений (10.5) и (10.7), получим соотношение

$$\tau_d = \frac{[\delta]}{S_a \cdot U_{1-\alpha} + a_{cp}}. \qquad (10.8)$$

Обозначения в данной формуле те же, что и в разделе 8.

Для подсчета остаточного ресурса при линейной модели износа получаем формулу, совпадающую с (8.15), в которой $\Gamma = 0{,}01\gamma(1-\alpha)$:

$$\tau_{ост} = \frac{[\delta]}{S_a \cdot U_{\gamma(1-\alpha)} + a_{cp}} - \tau_d. \qquad (10.9)$$

Исключив из последних двух уравнений S_d, получим следующее выражение для расчета остаточного ресурса:

$$\tau_{ост} = \tau_d \cdot \frac{[\delta] - \delta_{ср}}{\frac{[\delta]}{U_{1-\alpha}/U_{\gamma(1-\alpha)} - 1} + \delta_{ср}}. \qquad (10.10)$$

В данном выражении [δ] вычисляется по формуле (10.4), а

$$\delta_{ср} = a_{ср} \cdot \tau_d = \frac{V_{ср}}{t_n} \cdot \tau_d. \qquad (10.11)$$

Задавая величину $V_{ср}$, по формулам (10.11) и (10.10) можно определить остаточный ресурс. Отметим, что в расчете по данной методике не используется понятие доверительной вероятности, т.к. задается априорное значение скорости износа.

Описанный в данном разделе метод расчета может быть применен только для ориентировочных оценок, если отсутствуют измерения толщины стенки элементов трубопровода, но в их паспортах имеется достоверная информация об имевших место разрушениях. В расчете следует учитывать лишь те отказы, которые связаны с износом трубопровода и возникшей течью. Необходимо располагать данными по скорости общей коррозии, а число элементов должно быть не меньше необходимого значения по РД 50-690-89.

Данный метод может быть использован в дополнение к традиционному расчету, изложенному в предыдущем разделе. При этом в формулу (10.11) следует подставлять верхнюю оценку средней скорости коррозии $a_{ср}$. После проведения двух расчетов в качестве действительного значения остаточного ресурса следует принимать минимальную из полученных оценок. Результаты расчетов по обоим методам становятся вполне сопоставимыми, если они выполнены по линейной модели и скорость износа стенки в обоих случаях принималась постоянной. Линейная модель износа достаточно широко используется на практике при расчете ресурса трубопроводов.

Достоинством предлагаемого метода оценки остаточного ресурса является то, что рассеивание параметров износа определяется по относительному числу отказов. Физическая природа этих отказов не имеет значения, поэтому метод может быть распространен и на другие типы разрушения.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(рекомендуемое)

Классификация дефектов, повреждений и анализ параметров технического состояния трубопроводов

Любая металлическая конструкция формируется в реальных условиях строительства и эксплуатации, неизбежно претерпевает при этом достаточно значительные изменения технического состояния, связанные с накоплением дефектов – вследствие этого происходит снижение ее надежности.

В качестве определения понятия дефекта может быть принято условие любого несоответствия какого-либо контролируемого параметра качества соответствующим регламентированным нормам. Любой дефект при определенных условиях может инициировать отказ отдельного элемента или всей конструкции.

Тогда главной причиной появления того или иного дефекта в общем случае можно считать отклонение рабочего параметра от его нормативного значения, которое, как правило, задается научно или практически обоснованным допуском. Необходимо подчеркнуть, что сам выход контролируемого параметра за границы регламентированного допуска обуславливается совокупным воздействием целого ряда случайных и неслучайных факторов.

Основной металл и сварные соединения трубопровода содержат множество различных дефектов, возникающих в процессе изготовления труб, их транспортировке и монтаже на строительной площадке, при эксплуатации и ремонте трубопровода.

Уровень дефектности трубопровода является одним из важнейших критериев качества, учитываемых при оценке конструктивной и эксплуатационной надежности. Большинство дефектов имеют макроскопические размеры и хорошо выявляются современными дефектоскопами.

Необходимо отметить, что основной металл трубных сталей имеет различные микродефекты: микротрещины, микропоры, границы зерен, скопления дислокаций и вакансий, разнозернистость металла сварных соединений, флуктуация химического состава, зародыши карбидных включений и т.п. Такие дефекты в определенных условиях также являются концентраторами напряжений и потенциальными источниками зарождения усталостных трещин. Микродефекты вызывают локальное охрупчивание металла, что представляет серьезную опасность, особенно при циклических нагрузках.

Наиболее общей является классификация дефектов по геометрическим размерам:

макродефекты – дефекты, размеры которых позволяют выявлять их различными методами неразрушающего контроля большинством дефектоскопов.

Макродефекты, в свою очередь, можно также подразделять на крупные, средние и мелкие;

микродефект – дефекты, размеры которых соизмеримы с размерами зерен металла и не позволяют обнаруживать их современными средствами технической дефектоскопии. Микродефекты металлов являются предметом исследований физики твердого тела и металловедения; при диагностировании инженерных конструкций и сооружений они, как правило, не рассматриваются.

По влиянию на напряженно-деформированное состояние конструкций дефекты подразделяют на два класса:

классические дефекты – дефекты, имеющие конечный (ненулевой) радиус закругления в вершине ρ. Основным параметром, характеризующим уровень концентрации напряжений таких дефектов, является теоретический коэффициент концентрации напряжений α_σ;

трещиноподобные дефекты – дефекты, имеющие острую вершину (с практически нулевым радиусом ρ). Основным параметром, характеризующим уровень концентрации напряжений таких дефектов, является коэффициент интенсивности напряжений K_{IC}.

Для металлических промышленных конструкций наибольшее распространение имеет подразделение дефектов на группы в зависимости от происхождения и причин их образования, точнее в зависимости от этапов изготовления конструкции:

металлургические,

строительные,

технологические

эксплуатационные.

С точки зрения необходимости применения различных методов неразрушающего контроля, дефекты конструкций подразделяют на:

поверхностные или явные (выявляемые визуальным осмотром);

внутренние или скрытые (выявляемые физическими методами).

На сегодняшний день основными физическими методами контроля основного металла и сварных соединений трубопроводов остаются ультразвуковая дефектоскопия и радиографирование; эти методы выявляют практически все недопустимые внутренние дефекты сварных швов.

Все дефекты, выявленные при дефектоскопии основного металла и сварных соединений физическими методами, по своим геометрическим параметрам подразделяются на плоскостные и объемные.

С точки зрения ремонтопригодности выявляемые при обследовании трубопроводов и других конструкций дефекты подразделяются на:

исправимые – устранение которых технически возможно и экономически целесообразно;

неисправимые – устранение которых связано со значительными затратами или невозможно.

Наиболее типичные для стальных трубопроводов дефекты, повреждения и несовершенства конструкции, выявляемые при диагностировании, по характеру их появления могут быть подразделены на две основные группы:

или крупных образований, частично прилипших к основному металлу заготовок проката, которые при последующей горячей деформации отделяются в виде напусков. К образованию раковин могут привести также дефекты, возникающие при холодной деформации листов (риски, трещины).

Наплывы – натекание жидкого наплавленного металла на непрогретые поверхности кромок основного металла или ранее выполненного валика без сплавления с ними. Наплывы (натеки) могут быть местными (в виде отдельных застывших капель металла) или протяженными вдоль шва. Образуются чаще всего при ручной сварке неповоротных стыков, их возникновению способствуют большая сила сварочного тока, длинная дуга, неправильное положение электрода. В местах наплывов часто обнаруживаются непровары, трещины и другие дефекты.

Нарушения установленных размеров и формы шва – неполномерность ширины и высоты шва, чрезмерное усиление и резкие переходы от основного металла к наплавленному металлу шва, грубая чешуйчатость.

Трещины – наружные и внутренние трещины в сварном шве и зоне сплавления с основным металлом образуются вследствие напряжений, возникающих в металле шва от его неравномерного нагрева, охлаждения и усадки. Технологический характер образования имеют так называемые „горячие" и „холодные" трещины.

„Горячие" трещины – возникают в процессе кристаллизации металла шва при температуре 1100 ... 1300°С. Появление «горячих» трещин связано с наличием полужидких прослоек между кристаллами наплавленного металла шва в конце его затвердевания и действием в нем растягивающих усадочных напряжений. Образованию «горячих» трещин способствует повышенное содержание в металле шва углерода, кремния, никеля и водорода. Особенностью «горячих» трещин является то, что они расположены внутри сварного шва и выявить их достаточно трудно.

„Холодные" трещины - могут возникать как сразу после остывания сварного шва, так и через длительное время. В легированных сталях такие трещины образуются при значениях температуры металла 100 ... 300 °С, а в углеродистых сталях – при нормальных (<100°С) температурах. Основная причина образования «холодных» трещин – это значительные напряжения, возникающие в зоне сварки при распаде твердого раствора и скоплении под большим давлением молекулярного водорода в пустотах, имеющихся в металле шва. «Холодные» трещины обычно выходят на поверхность шва и хорошо заметны.

Дефекты микроструктуры сварного соединения и околошовной зоны – микропоры, микротрещины, нитридные, кислородные и другие неметаллические включения, крупнозернистость, участки перегрева и пережога. Образуются в первую очередь вследствие значительной окислительной среды и неравномерного нагрева и охлаждения металла шва (большая длина дуги, неправильно подобранная скорость сварки, увеличение толщины слоя наплавленного металла). Наиболее опасными дефектами микроструктуры сварного шва являются перегрев и пережог.

Перегрев – участок металла шва имеет крупнозернистое строение, в ре-

зультате уменьшается поверхность сцепления зерен металла и снижается сопротивляемость ударным нагрузкам и трещиностойкость металла.

Пережог – в структуре металла шва имеется много зерен с окисленной поверхностью и очень низким взаимным сцеплением. Такой металл весьма хрупок и не поддается исправлению. Причиной образования пережога является высокая температура сварки и плохая изоляция сварочной ванны от кислорода воздуха.

Эксплуатационные дефекты

К эксплуатационным дефектам относятся, прежде всего, коррозионные повреждения и усталостные трещины. В трубопроводах встречаются все виды коррозии: точечная, язвенная, сплошная. Глубина повреждений варьируется от 0,5 мм до сквозных отверстий.

Наиболее опасными эксплуатационными дефектами являются „холодные" и усталостные трещины. В большинстве случаев трещины возникают в сварных соединениях с выходом или без выхода на основной металл.

Также часто образование трещин в металле стенки трубопроводов происходит в дефектных зонах концентрации напряжений и на границах вмятин.

Трещины являются самым опасным дефектом, их наличие в трубах любых размеров и направлений не допускается.

Классификация обнаруженных дефектов производится по действующей нормативно-технической документации по СНиП II-23-81 и РД 34.10.130-96.

ПРИЛОЖЕНИЕ Б
(справочное)
Значения коэффициентов, принимаемые согласно СП 34-116-97.

Таблица П.Б.1

Значения коэффициентов надежности по назначению трубопровода

Диаметр трубопровода условный, мм	Давление, МПа				
	P<7,5	7,5<P≤10	10<P≤15	15<P≤20	20<P≤32
300 и менее	1,00	1,00	1,00	1,00	1,05
400-500	1,00	1,00	1,00	1,05	1,10
600-700	1,00	1,00	1,05	1,10	1,15
800-1000	1,00	1,05	1,10	1,15	-
1200	1,05	1,10	1,15	-	-
1400	1,10*	1,15*	-	-	-

* Только для газопроводов.

Таблица П.Б.2

Значения коэффициентов условий работы трубопровода

Категория трубопровода и его участка	Коэффициент условий работы трубопровода, m_2
I	0,6
II	0,75
III	0,90

Таблица П.Б.3

Значения коэффициентов γ_s условий работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты

Категория трубопровода и его участка	Содержание сероводорода	
	Среднее	Низкое
I	0,4	0,5
II	0,5	0,6
III	0,6	0,65

Таблица П.Б.4

Значения коэффициентов надежности по материалу

	Характеристика труб	Коэффициент надежности по материалу γ_m
1	Сварные, изготовленные из низколегированных сталей двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом по спиральному технологическому шву и прошедшие 100%-ный контроль на сплошность основного металла и сварных соединений неразрушающими методами Сварные, изготовленные из спокойных сталей с содержанием в химсоставе углерода не более 0,10% и серы не более 0,006% сваркой токами высокой частоты с автоматическим контролем параметров нагрева и сварки кромок, термической обработкой сварного соединения, основной металл и сварные соединения которых прошли 100%-ный контроль неразрушающими методами Бесшовные, изготовленные из катаной или кованой заготовки, прошедшие 100%-ный контроль на сплошность металла неразрушающими методами	1,34
2	Сварные, изготовленные из низколегированной стали двухсторонней электродуговой сваркой под флюсом по спиральному технологическому шву и прошедшие 100%-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами Сварные, изготовленные из спокойных сталей с содержанием углерода не более 0,10% и серы не более 0,010% электроконтактной сваркой токами высокой частоты с автоматическим контролем параметров нагрева и сварки кромок, сварные соединения которых термически обработаны и прошли 100%-ный контроль неразрушающими методами Бесшовные, изготовленные из непрерывнолитой заготовки, прошедшие 100%-ный контроль металла неразрушающими методами	1,40
3	Сварные, изготовленные из низколегированной или углеродистой стали двухсторонней электродуговой сваркой и прошедшие 100%-ный контроль сварных соединений неразрушающими методами Сварные, изготовленные из спокойных и полуспокойных сталей электроконтактной сваркой токами высокой частоты, сварные соединения которых термически обработаны и прошли 100%-ный контроль неразрушающими методами Бесшовные, изготовленные из слитка и прошедшие 100%-ный контроль металла неразрушающими методами	1,47
4	Сварные, изготовленные из спокойных и полуспокойных сталей двухсторонней электродуговой сваркой и прошедшие контроль сварных соединений неразрушающими методами Сварные, изготовленные из спокойных и полуспокойных сталей электроконтактной сваркой, сварные соединения которых термообработаны Бесшовные, прошедшие выборочный контроль металла неразрушающими методами	1,55

Примечания

1. Минусовой допуск по толщине стенки для всех труб по п.1 и сварных труб по п.2 не должен превышать 5% от номинальной толщины стенки.
2. Допускается применять коэффициенты 1,34 вместо 1,40; 1,40 вместо 1,47 и 1,47 вместо 1,55 для труб, изготовленных двусторонней электродуговой или высокочастотной сваркой, до 12 мм при использовании специальных технологий производства, позволяющих получить качество труб, соответствующее данному коэффициенту γ_m.

Таблица П.Б.5

Значения коэффициентов надежности по нагрузке

Нагрузки и воздействия		Способ прокладки трубопроводов		Коэффициент надежности по нагрузке
вид	характеристика	подземный	надземный	γf
Постоянные	Собственный вес трубопровода, арматуры и обустройств	+	+	1,1 (0,95)
	Вес изоляции	+	+	1,2
	Вес давления грунта (засыпки, кладки)	+	-	1,2 (0,8)
	Предварительное напряжение трубопровода (упругий изгиб по заданному профилю, предварительная растяжка компенсаторов и др.) и гидростатическое давление воды	+	+	1,0
Временные длительные	Внутреннее давление транспортируемой среды:			
	газообразной	+	+	1,1
	жидкой	+	+	1,15
	Вес транспортируемой среды:			
	газообразной	+	+	1,1 (1,0)
	жидкой	+	+	1,0 (0,95)
	Температурный перепад металла стенки трубопровода	+	+	1,1
	Неравномерные деформации грунта, не сопровождающиеся изменением его структуры (осадки, пучения и др.)	+	+	1,5
Кратковременные	Снеговая	-	+	1,4
	Гололедная	-	+	1,3
	Ветровая	-	+	1,2
	Транспортирование отдельных секций, сооружение трубопроводов, испытание и пропуск очистных устройств	+	+	1,0
Особые	Сейсмические воздействия	+	+	1,0
	Нарушения технологического процесса, временные неисправности или поломки оборудования	+	+	1,0
	Неравномерные деформации грунта, сопровождающиеся изменением его структуры (селевые потоки и оползни; деформации талой вечной мерзлоты в районах горных выработок и карстовых районах; деформации просадочных грунтов при замачивании или неравномерные при оттаивании и др.)	+	+	1,0

Примечание

1 Знак «+» означает, что нагрузки и воздействия следует учитывать, знак «-» - не учитывать.

2 Значения коэффициентов надежности по нагрузке, указанные в скобках, должны приниматься в тех случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы трубопровода.

3 Когда по условиям испытания или эксплуатации в трубопроводах, транспортирующих газообразные среды, возможно полное или частичное заполнение внутренней полости их водой или конденсатом, а в трубопроводах, транспортирующих жидкие среды, – попадания воздуха или опорожнение их, необходимо учитывать изменение нагрузки от веса среды.

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(рекомендуемое)

Примеры расчета согласно ОСТ 153-39.4-010-2002

Пример № 1

Пример определения расчетной и отбраковочной толщины стенок труб

В 2002 г. проведено техническое диагностирование нефтегазопромыслового трубопровода, транспортирующего продукты, не содержащие сероводорода, с наружным диаметром 273 мм, номинальной толщиной стенки 10 мм и рабочим давлением 10,0 МПа. Магистральная часть трубопровода смонтирована из труб по ГОСТ 8731, из стали 20, по ГОСТ 1050. Трубопровод находится в эксплуатации с 1990 г. Механические свойства стали труб, определенные через твердость, имеют значения не ниже требований ГОСТ 8731. Проверочный расчет толщины стенки t_R осуществляется согласно формуле (6.1)

$$t_R = \frac{\gamma_f k P D_H}{2(R + 0{,}6\gamma_f P)},$$

где значения R определяются:

для трубопроводов, транспортирующих продукты, не содержащие сероводород,

$$R = \min\left\{\frac{R_1^H m_2}{\gamma_m \gamma_n}, \quad \frac{R_2^H m_2}{0{,}9\gamma_n}\right\}.$$

Здесь k– коэффициент несущей способности труб и соединительных деталей, значение которого принимается согласно СП 34-116-97 для труб, заглушек и переходов равным 1.

Значения коэффициентов: надежности по назначению трубопроводов γ_n = 1 (Таблица П.Б.1), условий работы трубопровода III категории m_2 = 0,9 (Таблица П.Б.2), надежности по материалу γ_m = 1,55 (Таблица П.Б.4), надежности по нагрузке γ_f = 1,15 (Таблица П.Б.5) и условий работы трубопроводов, транспортирующих сероводородсодержащие продукты γ_s (Таблица П.Б.3), принимаются согласно СП 34-116-97 по таблицам, приводимым в Приложении Б.

Для стали 20 R_1^H =420 МПа, R_2^H =250 МПа, следовательно,

$$R = \min\left\{\frac{R_1^H m_2}{\gamma_m \gamma_n}, \quad \frac{R_2^H m_2}{0{,}9\gamma_n}\right\} = \min\left\{\frac{420 \cdot 0{,}9}{1{,}55 \cdot 1}, \frac{250 \cdot 0{,}9}{0{,}9 \cdot 1}\right\} = \min\{244, 250\} = 244.$$

$$t_R = \frac{\gamma_f k P D_H}{2(R + 0{,}6\gamma_f P)} = \frac{1{,}15 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 0{,}273}{2(244 + 0{,}6 \cdot 1{,}15 \cdot 10)} = 0{,}00626 \text{ м}.$$

Номинальная толщина стенки определяется по формуле

$$t_n = t_R + s_т + s_к,$$

где $s_т$ – технологический припуск;
$s_к$ – припуск на коррозию.
Примем $s_т + s_к$ =3,74 мм. Тогда

$$t_n=6,26+3,74=10 \text{ мм.}$$

Отбраковочная толщина стенок труб определяется по формулам (4.1) или (4.2).

$$\frac{R_2^н \cdot m_3}{R_1^н \cdot m_2} = \frac{250 \cdot 1}{420 \cdot 0,75} = 0,79.$$

$\frac{R_2^н \cdot m_3}{R_1^н \cdot m_2} = 0,79 \geq 0,75$, поэтому расчет ведем по формуле (4.1)

$$R_1 = R_1^н \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot k_1 = 420 \cdot 0,8 \cdot 0,75 \cdot 0,8 = 304,42.$$

$$t_{отб} = \frac{nP\alpha D_н}{2(R_1 + nP)} = \frac{1,2 \cdot 10 \cdot 1 \cdot 0,273}{2 \cdot (304,42 + 1,2 \cdot 10)} = 0,0052 \text{ м.}$$

Пример № 2

Пример расчета остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенок труб

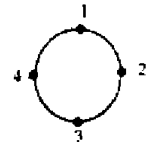
Исходные данные по примеру №1.

Замеры толщин стенок труб по результатам диагностики представлены в таблице П.В.1.

Таблица П. В.1.

Номер замеряемого места по схеме	Толщина стенки, мм					Диаметр трубы, мм
	Фактическая ($t_к$)				Номинальная t_{nk}	
	1	2	3	4	5	6
1	7,5	7,5	7,6	7,7	10	273
2	7,3	7,3	7,4	7,4	10	273
3	7,3	7,2	7,4	7,3	10	273
4	7,4	7,4	7,5	7,4	10	273
5	9,3	9,3	9,4	9,4	10	273
6	9,1	9,0	9,0	9,0	10	273
7	7,8	7,7	7,8	7,7	10	273
8	8,8	8,7	8,7	8,8	10	273
9	7,9	7,9	8,0	8,0	10	273
10	7,3	7,3	7,4	7,4	10	273

Расположение мест замеров толщины стенки по сечению трубы:



Расчет.

Расчет минимальной вероятной толщины стенок труб Ø 273мм.

Среднеквадратичное отклонение замеряемой толщины:

$$\sigma = \sqrt{\frac{1}{N-1}\sum(t_k - t_{ср})^2} = \sqrt{\frac{19,7310}{39}} = 0,7113.$$

где $t_{ср} = \frac{\sum_1^N t_k}{N} \quad \frac{322,6}{40} = 8,065;$

N – число замеров,

t_k – значение замеренной толщины;

$t_{ср}$ – среднее значение замеренной толщины.

Вероятная минимальная толщина стенки трубопровода:

$$t_{min} = t_{ср} - 2\sigma = 8,065 - 2 \times 0,7113 = 6,6424 \text{мм}.$$

$$t_{min} > t_{отб} \text{ (по примеру 1)}$$

$$6,64 > 5,20.$$

Следовательно, допускается дальнейшая эксплуатация трубопровода.

Средняя скорость коррозии

$$V_{ср} = \frac{t_n - t_{min}}{\tau} = \frac{10 - 6,64}{12} = 0,28 \text{ мм/год}.$$

Остаточный ресурс трубопровода

$$\tau_{ост} = \frac{t_{min} - t_{отб}}{V_{ср}} = \frac{6,64 - 5,20}{0,28} = 5,14 \text{ лет}.$$

В случае необходимости по техническому заданию Заказчика производятся другие расчеты, изложенные в примерах №3, 4, 5, 6.

Пример № 3

Пример расчета остаточного ресурса трубопровода с учетом общего коррозионно-эрозионного износа стенок

Исходные данные по примеру №1, 2.

Требуется рассчитать остаточный ресурс трубопровода с вероятностью прогноза 95%. Принимаем значение регламентированной надежности $\gamma = 0,95\%$ и односторонней доверительной вероятности, равной 0,95. Принимается линейная модель износа, т.е. в уравнении (8.5) m=1.

Расчетную толщину стенки определяем по формуле (6.1) (см. пример №3)

$$t_R = \frac{\gamma_f k P D_н}{2(R + 0{,}6\gamma_f P)} = \frac{1{,}15 \cdot 1 \cdot 10 \cdot 0{,}273}{2(244 + 0{,}6 \cdot 1{,}15 \cdot 10)} = 0{,}00626 \text{ м}.$$

По приведенным в таблице примера №2 данным подсчитывается значение относительного износа для каждого замера:

$$\delta_k = \frac{t_{nк} - t_k}{t_{nк}}.$$

Затем подсчитываются:

1 Средний относительный износ по формуле

$$\delta_{ср} = \frac{1}{N}\sum_1^N \left(1 - \frac{t_k}{t_{nk}}\right) = \frac{7{,}74}{40} = 0{,}1935.$$

2 Среднее квадратическое отклонение относительного утонения

$$S_\delta = \sqrt{\frac{1}{N-1}\sum(\delta_k - \delta_{ср})^2} = \sqrt{\frac{0{,}1922}{39}} = 0{,}0702.$$

3 Полагая среднее квадратическое отклонение технологического допуска $S_0 = 0{,}05$ находим среднее квадратическое отклонение относительного износа:

$$S_d = \sqrt{S_\delta^2 - S_0^2} = \sqrt{0{,}0702^2 - 0{,}05^2} = 0{,}0493.$$

4 Верхнее интервальное значение среднего относительного износа

$$\delta_{ср*} = \delta_{ср} + U_d \frac{S_d}{\sqrt{N-2}} = 0{,}1935 + 1{,}65 \cdot \frac{0{,}0493}{\sqrt{38}} = 0{,}2067.$$

5 Верхнее интервальное значение среднеквадратического отклонения относительного износа

$$S_{d*} = S_d\left(1 + \frac{Ud}{\sqrt{2N-8}}\right) = 0{,}0493 \cdot \left(1 + \frac{1{,}65}{\sqrt{72}}\right) = 0{,}0589.$$

6 Средний допустимый относительный износ

$$[\delta_{ср}] = \frac{1}{k}\sum_1^k \left(1 - \frac{t_R}{t_n}\right) = \left[1 - \frac{6{,}26}{10}\right] = 0{,}374.$$

7 Квантиль функции Лапласа

$$\frac{[\delta_{ср}] - \delta_{ср*}}{\sqrt{S_{d*}^2 + S_0^2}} = \frac{0{,}374 - 0{,}2067}{\sqrt{0{,}0589^2 + 0{,}05^2}} = 2{,}165.$$

8 По таблице 8.1 находим значение функции Лапласа при величине квантиля 2,165, будет 0,984.

9 Подставляя это значение в формулу (8.18), находим значение Г-% вероятности = 0,984×0,95=0,935.

10 По таблице 8.1 Г-% вероятности 0,935 соответствует U_r – квантиль, равный 1,52.

Параметр

$$Q = \frac{[\delta_{ср}]\cdot\delta_{ср*} - U_r\sqrt{S^2_{d*}[\delta_{ср}]^2 + S[\delta]\left(\delta^2_{ср*} - U_r^2\cdot S^2_{d*}\right)}}{\delta^2_{ср*} - U_r^2\cdot S^2_{d*}},$$

$$Q = \frac{0{,}374\cdot 0{,}2067 - 1{,}52\sqrt{0{,}0589^2\cdot 0{,}374^2 + 0{,}05^2\left(0{,}2067^2 - 1{,}52^2\cdot 0{,}0589^2\right)}}{0{,}2067^2 - 1{,}52^2\cdot 0{,}0589^2} = 1{,}18.$$

Остаточный ресурс трубопровода при вероятности прогноза 95%

$$T = (Q-1)\cdot\tau = (1{,}18-1)\cdot 12 = 2{,}1 \text{ года.}$$

Пример № 4

Оценка малоцикловой долговечности по критерию зарождения трещины

Определить число циклов перепада давления до зарождения трещины в нефтепроводе для трубопровода диаметром 273 мм при наличии риски шириной 1 мм и глубиной 0,5 мм. Толщина стенки 9,2 мм, материал стенки трубы – сталь 13ГФА по ТУ 14-3-1701-89. Давление в трубопроводе: рабочее –2,5 МПа, гидростатическое при остановке перекачки – 0,1 МПа.

Исходные данные:

- рабочее давление в трубопроводе: в режиме перекачки p = 2,5 МПа; при остановках перекачки p = 0,1 МПа;
- днаметр наружный – 377 мм;
- установленная диагностикой минимальная номинальная толщина стенки в зоне дефекта t = 9,2 мм;
- установленный внутритрубной диагностикой дефект – риска с закругленными краями глубиной b = 1 мм и шириной d = 0,5 мм, радиус закругления p = 0,5 мм;
- механическими испытаниями установлены следующие характеристики стали 13ГФА:
  - предел прочности $\sigma_в$ = 556,9 МПа;
  - предел текучести $\sigma_т$ = 395 МПа;
  - истинные деформации при разрыве $a_к$ = 0,323;
  - истинные напряжения при разрыве $\sigma_к$ = 623,4 МПа;
  - относительное равномерное сужение $\psi_в$ = 12,48%;

- диаграмма истинных напряжений и деформаций растяжения $\sigma_i = f(e_i)$;
- режим нагружения – мягкий, асимметричный с коэффициентом асимметрии $r = 0,04$;
- модуль упругости стали $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа;
- число циклов нагружения за 1 год $N_2 = 160$.

Последовательность расчета

1 Рассчитывается предел усталости по формуле (9.4) для сталей, применяемых на нефтепроводах:

$$\sigma_{-1} = 0.4 \cdot \sigma_в = 0,4 \cdot 556,9 = 222,76 \text{ МПа}.$$

2 Определяется показатель мягкого циклического нагружения:

$$\chi_2 = 1,2 \cdot \frac{\sigma_{0,2}}{\sigma_в} - 0,35 = 1,2 \cdot \frac{395}{556,9} - 0,35 = 0,501.$$

3 Вычисляются максимальные кольцевые напряжения в стенке трубы без учета концентрации напряжений:

$$\sigma_{кц_{max}} = n \frac{pD_{вн}}{2t} = 1,1 \frac{2,5 \cdot (0,273 - 2 \cdot 0,0092)}{2 \cdot 0,0092} = 38,05 \text{ МПа}.$$

4 Вычисляются минимальные кольцевые напряжения без учета концентрации напряжений:

$$\sigma_{кц_{min}} = \frac{1,1 \cdot 0,1 \cdot (0,273 - 2 \cdot 0,0092)}{2 \cdot 0,0082} = 1,52 \text{ МПа}.$$

5 Вычисляется коэффициент концентрации напряжений для риски:

$$\alpha_\sigma = 1 + 2\sqrt{\frac{b}{\rho} \cdot \frac{t}{t-b}} = 1 + 2\sqrt{\frac{1,0}{0,5} \cdot \frac{9,2}{(9,2-1)}} = 4,17.$$

6 Рассчитываются максимальные и минимальные напряжения в концентраторе (риске):

$\sigma_{max} = \alpha_\sigma \cdot \sigma_{кц\,max} = 4,17 \cdot 38,05 = 158,7$ МПа;

$\sigma_{min} = \alpha_\sigma \cdot \sigma_{кц\,min} = 4,17 \cdot 1,52 = 6,34$ МПа.

7 С использованием графика зависимости истинных напряжений от деформаций $\sigma_i = f(e_i)$ определяем истинные деформации при максимальных и минимальных напряжениях:

$$e_{max} = 0,016;$$

$$e_{min} = 0.$$

8 Вычисляются амплитуда деформации в вершине дефекта (e_a) и средняя деформация цикла ($e_{ср}$):

$$e_a = \frac{e_{max} - e_{min}}{2} = \frac{0,016 - 0}{2} = 0,008;$$

$$e_a = \frac{e_{max} + e_{min}}{2} = \frac{0,016 + 0}{2} = 0,008.$$

9 Вычисляется истинная деформация в вершине дефекта с учетом асимметрии циклов нагружения:

$$\tilde{e}_a = \frac{e_a}{1 - \frac{c_{cp}}{e_k}} = \frac{0{,}0135}{1 - \frac{0{,}0135}{0{,}323}} = 0{,}0082.$$

10 Из уравнения Менсона – Коффина для данного случая (9.5) определяется число циклов до зарождения трещины:

$$N = 0{,}5\left(\frac{\ln\frac{1}{1-\psi_в}}{\tilde{e}_a - \frac{\sigma_{-1}}{E}}\right) = 0{,}5\left(\frac{\ln\frac{1}{1-0{,}1248}}{0{,}0082 - \frac{222{,}76}{2{,}1\cdot10^5}}\right) = 344{,}5 \text{ циклов.}$$

11 Определяется долговечность по зарождению трещины:

$$T = \frac{N}{N_2} = \frac{344{,}5}{160} = 2{,}15 \text{ года.}$$

Пример № 5

Расчет остаточного ресурса трубопровода по характеристикам трещиностойкости

Расчет параметров циклического нагружения и характеристик производится по формулам (9.8)... (9.16). По формулам (9.17)... (9.23) из совместного решения уравнений (9.20) и (9.22) с учетом (9.18) определяются допускаемая и критическая глубина трещин. Далее по формулам (9.24)... (9.29) рассчитываются остаточный ресурс и предельное разрешенное давление.

Ввиду громоздкости формул для определения характеристик трещиностойкости и большой трудоемкости совместного решения уравнений (9.20) и (9.22) составлена специальная программа расчета.

Пример расчета выполнен по специальной программе для нефтепровода диаметром 219 мм с рабочим давлением 10 МПа, трубы – из стали 20СП.

Исходные данные и результаты расчета

ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ:

- временное сопротивление растяжению	440.000000 МПа;
- условный предел текучести	305.000000 МПа;
- относительное сужение после разрыва	64.300000 %;
- толщина образца	6.100000 мм;
- ширина образца	30.000000 мм;
- глубина усталостной трещины	3.100000 мм;
- max усилие при циклическом разрушении	0.048300 МН;
- относительное равномерное сужение	15.360000 %;
- максимальное рабочее давление	10.000000 МПа;
- среднее рабочее давление	8.000000 МПа;
- толщина стенки трубы	12.000000 мм;
- диаметр трубы	219.00000000 мм;
- число циклов перепада давления за год	579.000000

РЕЗУЛЬТАТЫ РАСЧЕТОВ:

- разрушающее напряжение по max разрушающей

силе для образцов с трещиной	263.934426 МПа;
- степень снижения разрушающих напряжений от наличия трещин в образце для относительной глубины трещины 0,5	1.199702;
- предел трещиностойкости для относительной глубины трещины 0,5	73.476235 МПа* м$^{1/2}$;
- разрушающие кольцевые напряжения для бездефектной трубы с учетом характеристик циклической трещиностойкости	671.970070 МПа;
- кольцевые напряжения от max рабочего давления в стенке трубы	81.250000 МПа;
- коэффициент запаса прочности при max рабочем давлении	5.118591;
- относительная допускаемая глубина трещины	0.225510
- допускаемая глубина трещины	2.706120 мм;
- относительная критическая глубина трещины	0.730510
- критическая глубина трещины	8.766120 мм;
- коэффициент интенсивности	10.382679 МПа* м$^{-2}$;
- коэффициент интенсивности упруго-пластических деформаций	0.003045;
- число циклов нагружения	20460.976916;
- долговечность труб	6316 циклов;
- срок безаварийной работы	10 лет(год/года);
- предельное давление в трубе	5.054878 МПа.

График определения относительной допускаемой глубины трещины

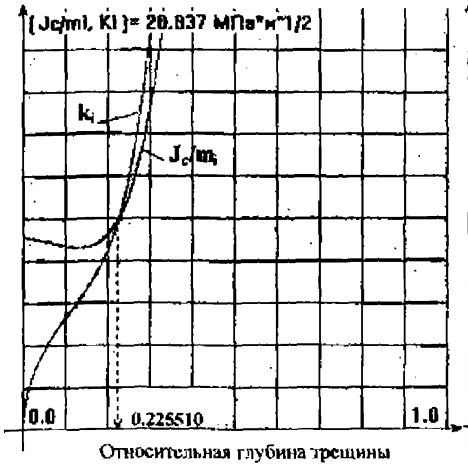
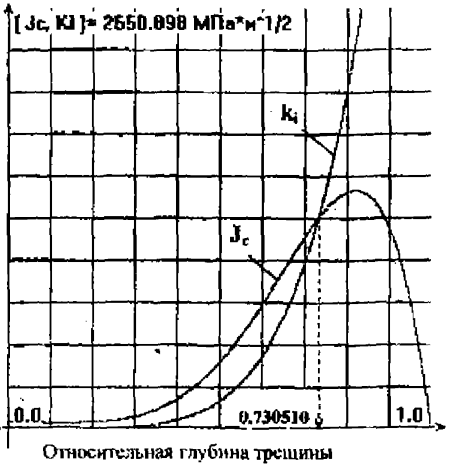


График определения относительной критической глубины трещины



Пример № 6

Пример расчета прогнозирования остаточного ресурса трубопровода по отказам его элементов

Исходные данные по примеру №1.

Если данные об износе элементов трубопровода имеются не в полном объеме, но имеются данные по отказам и информация о величине общего (среднего) износа на момент диагностирования, то можно провести приближенный расчет остаточного ресурса трубопровода по отказам его элементов.

Пусть длина трубопровода равна 1200м, среднее расстояние между элементами трубопровода равно 6м. За время эксплуатации трубопровода ни одной течи, связанной с износом стенок труб, не было. Требуется рассчитать остаточный ресурс трубопровода с вероятностью прогноза 95%.

Число элементов трубопровода равно 200.

$1-\alpha = 1-\frac{1}{200} = 0{,}995$; величина $0{,}01\gamma = 0{,}95$; $0{,}01\gamma \times (1-\alpha) = 0{,}99 \times 0{,}95 = 0{,}945$.

Квантили нормального распределения, соответствующие вероятностям 0,995 и 0,945, берем из таблицы 8.1.

$U_{1-\alpha} = 2{,}58$ $U_{\gamma(1-\alpha)} = 1{,}60$.

Значения среднего допустимого относительного износа и значения верхнего интервального значения среднего относительного износа берем из примера №3.

$$[\delta] = 0{,}374;\ \delta_{ср^*} = 0{,}2067.$$

Остаточный ресурс подсчитываем по формуле

$$\tau_{ост} = \tau_d \cdot \frac{[\delta] - \delta_{ср^*}}{\frac{[\delta]}{U_{1-\alpha}/U_{\gamma(1-\alpha)} - 1} + \delta_{ср^*}},$$

$$\tau = 12 \times \frac{0{,}374 - 0{,}2067}{\frac{0{,}374}{2{,}58/1{,}60 - 1} + 0{,}2067} = 2{,}4 \text{ года}.$$

Остаточный ресурс трубопровода при вероятности прогноза 95% равен 2,4 года.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(справочное)

ПРИНЯТЫЕ СОКРАЩЕННЫЕ НАЗВАНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ

УКПГ - установка комплексной подготовки газа;
УППГ - установка предварительной подготовки газа;
КС ПХГ - компрессорная станция подземного хранилища газа;
ГС - головные сооружения;
ДКС - дожимная компрессорная станция;
КС - компрессорная станция;
СГ - склад горючего;
НС - насосная станция;
ПХГ - подземное хранилище газа;
ГПЗ - газоперерабатывающий завод;
ЦПС - центральный пункт сбора;
ПС - пункт сбора;
ДНС - дожимная насосная станция;
ГРС - газовая распределительная станция;
АГРС - автоматизированная газораспределительная станция;
КНС - кустовая насосная станция;
ВРП - водораспределительный пункт;
ЗУ - замерная установка;
СУ - сепарационная установка;
ПАД - промысловая автомобильная дорога.

ПРИЛОЖЕНИЕ Д
(рекомендуемое)

Теоретические коэффициенты концентрации напряжений на дефектах строительного и эксплуатационного происхождения

1 Дефекты сварного шва стыкового соединения

$$\alpha_\sigma = \alpha_\phi \cdot \alpha_\Gamma \cdot \alpha_\Pi,$$

где α_ϕ – коэффициент формы шва;

α_Γ – коэффициент геометрических отклонений;

α_Π – коэффициент подреза сварного стыка.

$$\alpha_\phi = 1 + \left[\frac{\rho}{\delta}\left(14\frac{\delta}{b} + 1{,}7\frac{\delta}{\Delta} + 5\right)\right]^{-0{,}5},$$

где ρ – радиус перехода от сварного шва к трубе;

δ – толщина стенки трубы;

b – ширина сварного шва;

Δ – высота усиления сварного шва;

$$\alpha_\Gamma = 1 + \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3;$$

$$\alpha_1 = 3\,s/\delta;$$

$$\alpha_2 = \frac{6 \cdot b}{\delta} \cdot \mathrm{tg}\beta;$$

$$\alpha_3 = 3\gamma\frac{\delta}{R}\left[1 + 4(1-\mu^2)\frac{\rho}{E}\left(\frac{R}{\delta}\right)^3\right]^{-0{,}5},$$

где s – радиальное смещение кромок сварного соединения;

β – угловатость сварного шва, град;

$\gamma = (D_{max}-D_{min})/D$ - параметр, учитывающий овальность трубы;

D, D_{max}, D_{min} - номинальный, максимальный и минимальный значения наружного диаметра трубы;

μ, E – коэффициент Пуассона и модуль упругости стали;

P – рабочее давление в трубопроводе;

$$\alpha_\Pi = 1 + 0{,}58\sqrt{\frac{a}{\rho}},$$

где a – глубина подреза;

ρ – радиус в вершине подреза.

2 Коррозионные язвы

$$\alpha_\sigma = 1 + 3{,}57\frac{b}{d} \cdot \frac{1{,}12 - 0{,}96(b/d)}{1 - (b/d)(1 - 1{,}5b/d)},$$

где d – диаметр язвы;
b – глубина язвы;
δ - толщина стенки трубы;

3 Механические риски, царапины, надрезы и задиры, характеризуемые длиной l, шириной d, глубиной b и радиусом закругления в вершине ρ для трубы с толщиной стенки δ.

3.1 Длинные дефекты (l > 10 d):

а. при $b \le \delta/2$

$$\alpha_\sigma = 1 + 2\sqrt{\frac{b}{\rho}\cdot\frac{\delta}{\delta - b}} \text{ или}$$

$$\alpha_\sigma = 1 + 4\frac{b}{d}\cdot\frac{\delta}{\delta - b};$$

b. при $b > \delta/2$

$$\alpha_\sigma \approx 1 + 4\frac{b}{d}\cdot\frac{\delta}{\delta - b}\left[1 + \frac{3(2b - \delta)}{\delta - b}\right].$$

3.2 Короткие дефекты (d < l <10 d):

$$\alpha_\sigma \approx 1 + 3{,}57\frac{b}{d}\cdot\frac{1{,}12 - 0{,}96\,b/l}{1 - b/\delta\left(1 - 1{,}5\,b/l\right)}.$$

4 Вмятины стенки трубы:

$$\alpha_\sigma = 1 + 2{,}1\frac{b}{\delta} + 0{,}475\left(\frac{b}{\delta}\right)^2 - \frac{d}{D}\left[5\frac{b}{\delta} - 0{,}75\left(\frac{b}{\delta}\right)^2\right],$$

где b – глубина вмятины;
δ – толщина стенки трубы;
d – диаметр вмятины;
D – наружный диаметр трубы.

Область применения формулы:

$$0{,}1 \le \frac{d}{D} \le 0{,}3;\ \ 0 < \frac{b}{\delta} < 2.$$

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(информационное)

Библиография

1 Бабин Л.А., Григоренко П.Н., Ярыгин Е.Н. Типовые расчеты при сооружении трубопроводов: Учеб. пособ. для вузов. - М.: Недра, 1995.
2 Болотин В.В. Ресурс машин и конструкций. – М.: Машиностроение, 1990. – 448 с.
3 Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов: Учебник для вузов. – М.: Недра, 1987.
4 Кордонский Х.Б. Приложения теории вероятностей в инженерном деле. - М.-Л.: Физматгиз, 1963. – 434 с.
5 Ясин Э.М., Черникин В.И. Устойчивость подземных трубопроводов. - М.: Недра, 1968.
6 Коррозия и защита химической аппаратуры. Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая промышленность. / Под ред. А.М. Сухотина, А.В. Шрейдера и Ю.И. Арчакова. Т.9. – М.: Химия, 1974. – 576 с.
7 Методика определения характеристик трещиностойкости труб нефтегазопроводов –Уфа: ВНИИСПТнефть,1988.
8 Методика вероятностной оценки остаточного ресурса технологических стальных трубопроводов НПО «Трубопровод», ВНИПИнефть, согласовано Гостортехнадзором РФ 11.01.96
9 Гумеров А.Г., Ямалеев К.М., Гумеров Р.С., Азметов Х.А. Дефектность труб и методы их ремонта / Под ред. А.Г. Гумерова. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 1998. – 252 с.
10 Зайнуллин Р.С., Гумеров А.Г. Повышение ресурса нефтепроводов. - М.: Недра, 2000. – 494 с.
11 Гумеров А.Г., Зайнуллин Р.С. Безопасность нефтепроводов. - М.: Недра, 2000. – 310 с.

СОДЕРЖАНИЕ

	С.
Предисловие	1
1. Область применения	2
2. Нормативные ссылки	3
3. Термины и определения	4
4. Общие положения	7
5. Типовая программа комплексного технического диагностирования нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений	9
6. Расчеты напряженно-деформированного состояния трубопроводов	16
7. Расчёт остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенки труб по результатам диагностики	18
8. Вероятностный расчет остаточного ресурса с учетом общего коррозионно-эрозионного износа стенки трубы	20
9. Определение остаточного ресурса трубопроводов с учетом выявленных и классифицированных дефектов	26
9.1. Оценка малоцикловой долговечности по критерию зарождения трещин	26
9.2. Расчеты остаточного ресурса по характеристикам трещиностойкости	28
10. Расчет остаточного ресурса по статистике отказов трубопроводов	31
Приложения	34
Содержание	56

УДК 622.692 Т 153 ОКСТУ 0001-02

Ключевые слова: стальные трубопроводы, остаточный ресурс, техническое диагностирование, неразрушающий контроль, напряженно-деформированное состояние, дефекты и повреждения, коррозионный износ, отказы, режимы нагружения, трещиностойкость.

Редактор Р. М. Макаева

**Подписано в печать 01.09.02. Бумага офсетная. Формат 60x84 1/16.
Гарнитура "Таймс". Печать трафаретная. Усл.-печ. л.3,6. Уч. –изд. л. 3,2 .
Тираж 5000 экз. Заказ 181.**

**Адрес издательства и типографии: ООО
"Издательство научно-технической литературы
"Монография"",
г. Уфа, ул. пр. Октября, 129/3**

gost.e-ecolog.ru