

эквивалентной шероховатости для закрепленного суглинка $\Delta=0,00407$ м.
Коэффициент шероховатости $n=0,018$.

Решение

1. Средняя скорость потока в сечении по формуле (6.145)

$$v_{cp} = 0,8 \cdot 2,2 \left(\lg \frac{6,15 \cdot 0,5}{0,00407} \right) = 5,06 \text{ м/с.}$$

2. Площадь живого сечения потока по формуле (6.61)

$$w = \frac{8,8}{5,06} = 1,74 \text{ м}^2.$$

3. Глубина потока для принятых размеров поперечного сечения быстротока по формуле (6.147)

$$h = \frac{-1 + \sqrt{1^2 + 4 \cdot 1,74 \cdot 5}}{2 \cdot 5} = 0,495 \approx 0,5 \text{ м.}$$

4. Смоченный периметр потока с поперечным сечением в виде равнобедренной трапеции по формуле (6.152)

$$\chi = 1 + 2 \cdot 0,5 \sqrt{1 + 0,5^2} = 2,118.$$

5. Гидравлический радиус сечения потока по формуле (6.151)

$$R = \frac{1,74}{2,118} = 0,822.$$

6. Гидравлические характеристики потока по формулам (6.150) и (6.149)

$$z = 0,37 + 2,5 \sqrt{0,018} - 0,75 (\sqrt{0,018} - 0,1) \sqrt{0,822} = 0,682.$$

$$w = \frac{0,822}{0,018} = 48,6.$$

7. Допустимый уклон по формуле (6.148)

$$i_d = \left(\frac{5,06}{48,6} \right)^2 = 0,011.$$

Полученное значение допустимого уклона дна быстротока используется для проектирования размеров и конструктивного оформления быстротока.

7

ГЛАВА

РАСЧЕТЫ ПАРАМЕТРОВ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

7.1 Общие представления о надежности газонефтепроводов

Магистральные газонефтепроводы и нефтепродуктопроводы, промысловые трубопроводы, трубопроводы головных сооружений магистрального транспорта нефти и газа являются сложными составляющими частями системы нефте- и газоснабжения.

Основные определения и термины теории надежности трубопроводов регламентированы ГОСТ 27.002-89 [50] и нормативными документами по нефтегазовому делу.

Система – объект, представляющий собой совокупность более простых частей (элементов системы), взаимодействующих в процессе выполнения определенной задачи и связанных функционально.

Система нефте- и газоснабжения – открытая человеко-машинная система, предназначенная для добычи нефти, газа и газового конденсата, их подготовки, передачи, транспортирования, переработки, хранения и распределения.

Магистральный трубопровод (МТ) – сложный промышленный транспортный комплекс, предназначенный для транспортировки газа, нефти, нефтепродуктов и других продуктов и включающий собственно линейную часть с переходами через естественные и искусственные преграды и наземные объекты: насосные и компрессорные станции.

Надежность (англ. dependability) – свойство объекта выполнять заданные функции в заданном объеме при определенных условиях функционирования. Надежность магистрального трубопровода состоит в устойчивой и непрерывной транспортировке и передаче нефти, нефтепродуктов и газа потребителям.

Надежность системы в общем случае включает в себя компоненты: безотказность, долговечность, ремонтпригодность, безопасность, устойчивоспособность, режимную управляемость и живучесть.

В тоже время все составные части системы магистрального трубопровода состоят из отдельных конструктивных элементов.

Надежное функционирование магистрального трубопровода как сложной системы зависит как от надежности составляющих элементов, так и от устойчивого функционирования их во взаимосвязи.

Поэтому различают эксплуатационную надежность магистрального трубопровода в целом и конструктивную или механическую надежность отдельных элементов (конструкций) – труб, деталей, опор, изоляционных покрытий и т.д.

Эксплуатационная надежность магистрального трубопровода зависит в той или иной степени от всех компонентов надежности и интегрально может быть оценена коэффициентом эксплуатационной надежности $K_э$:

$$K_э = \frac{\bar{Q}}{Q_n}, \quad (7.1)$$

где \bar{Q} – средняя пропускная способность трубопровода – фактическая пропускная способность, вычисленная как математическое ожидание за определенный промежуток времени (месяц, полугодие, год); Q_n – номинальная пропускная способность.

Конструктивная надежность оценивается безотказностью, долговечностью и ремонтпригодностью и безопасностью конструкции и трубопровода в целом.

Безотказность – свойство конструкции или магистрального трубопровода (МТ) непрерывно сохранять работоспособность в течение некоторого времени.

Долговечность – время, в течение которого элемент или МТ сохраняет работоспособность вплоть до наступления предельного состояния.

Предельное состояние – состояние объекта, при котором его дальнейшее применение по назначению должно быть прекращено по причинам:

- угрозы потери прочности, устойчивости, чрезмерных деформаций;
- неустраняемого нарушения требований безопасности для персонала, населения и окружающей среды (предаварийное состояние);
- неустраняемого отклонения заданных параметров перекачки за установленные пределы;
- недопустимого увеличения эксплуатационных расходов;
- необходимости проведения капитального ремонта.

При анализе долговечности МТ в процессе эксплуатации используют термины «наработка» и «ресурс».

Нарботка – продолжительность работы элемента конструкции или оборудования в течение рассматриваемого периода времени (измеряется в часах, циклах, машиносменах и др. единицах).

Ресурс – наработка элемента или оборудования до предельного состояния, оговоренная технической документацией.

Остаточный ресурс – продолжительность работы элемента МТ от момента диагностирования до наступления предельного состояния.

Назначенный ресурс – наработка элемента или оборудования, при достижении которой эксплуатация должна быть прекращена независимо от состояния объекта.

Ремонтпригодность – приспособленность трубопровода к обнаружению причин возникновения повреждений и к устранению их путем проведения технического обслуживания и ремонта.

Безопасность – возможность МТ не допускать ситуаций, опасных для людей и окружающей среды.

Анализ компонентов надежности элементов и оборудования линейной части и перекачивающих станций составляет информационную базу анализа надежности МТ как системы.

Переход конструкции в предельное состояние называется отказом. Различают **полный отказ функционирования (аварийный отказ)** и **отказ работоспособности**, когда конструкция продолжает выполнять свою функцию, но надежность ее переходит на более низкий уровень.

Поскольку на напряженно-деформированное и общее состояние трубопровода влияют множество факторов, величина которых подвержена случайным изменениям, то для оценки истинного состояния конструктивного элемента используют расчетные методы теории вероятностей и математической статистики.

Случайная величина – это характеристика или параметр, которые на практике могут принимать различные, заранее неизвестные значения x . Различают случайные значения дискретные и непрерывные.

Например, число отказов, число работающих насосных агрегатов – дискретные случайные величины; время, прошедшее от запуска агрегата до отказа, рабочее давление – непрерывные случайные величины.

Для удобства анализа характеристики и параметры трубопровода, процесса перекачки и окружающей среды принято распределять на две группы: параметры прочности R и параметры нагрузки Q .

Параметры прочности R – временное сопротивление стали σ_s , условный или физический предел текучести стали $\sigma_{0,2}(\sigma_m)$, толщина стенки труб δ , и другие геометрические характеристики сечения трубы, сопротивление изоляции, расстояние между балластными грузами и т.д.

Параметры нагрузки Q – внутреннее давление в трубопроводе, вес продукта и трубопровода, выталкивающая сила воды, температурный перепад Δt , внутренние напряжения в стенке трубы и т.д. Параметры прочности R и параметры нагрузки Q – случайные величины.

Генеральная совокупность – все возможные значения воображаемых наблюдений случайной величины, которые можно было бы сделать. На практике невозможно получить генеральную совокупность вследствие ее большого объема, да это и нецелесообразно, достаточно оперировать реально достижимым числом значений случайной величины.

Выборка объема n – часть генеральной совокупности, включающая n значений случайной величины. Объем выборки n , т.е. число случайных значений, зависит от экономически обоснованной требуемой достоверности

суждений о возможном интервале изменений случайной величины: чем больше n , тем выше достоверность.

Математическое ожидание — среднее алгебраическое всех n наблюдаемых значений случайной величины в выборке объема n :

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n x_i}{n} \quad (7.2)$$

Вероятность события — численная мера объективной возможности наступления этого события.

Пусть A — событие, X — установленное конкретное значение случайной величины x . Пусть событие A заключается в том, что конкретное значение X больше любого случайного значения параметра x :

$$A = X > x. \quad (7.3)$$

Тогда запись $P(A) = P(X > x)$ будет означать вероятность события, заключающегося в том, что данное конкретное значение случайной величины X всегда будет больше ее любого случайного значения.

Интервалы изменения $P(A) = 0-1$. Когда $P(A) = 0$, событие A не произойдет ни при каких обстоятельствах.

При $P(A) = 1$ событие произойдет обязательно независимо ни от чего.

При $P(A) = 0,5$ шансы за и против будут 1:1.

Функция распределения случайной величины $F(x)$ — это функция, описываемая вероятностью того, что конкретное значение случайной величины всегда меньше ее случайного значения:

$$F(x) = P(X < x). \quad (7.4)$$

Если случайная величина определена на всей числовой оси, то функция распределения имеет вид (рис.7.1), т.е. такая случайная величина теоретически может принимать любые значения. Функция распределения для положительных случайных величин показана на рис. 7.2, а.

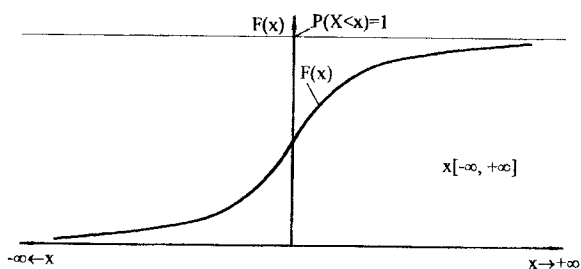


Рис 7.1. Функция распределения для любых значений случайной величины

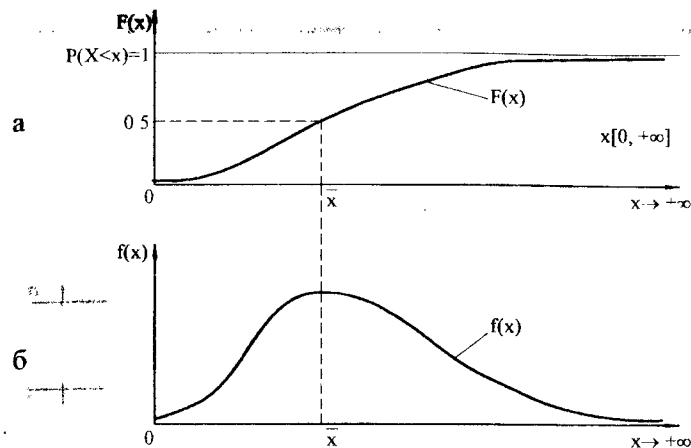


Рис 7.2. Функция распределения (а) и плотность распределения (б) положительной случайной величины

Плотность распределения случайной величины $f_x(x)$ и законы распределения. Плотностью распределения непрерывной случайной величины называется производная функции распределения по x :

$$f(x) = \frac{dF(x)}{dx} = F'(x). \quad (7.5)$$

Справедлива и обратная зависимость независимо от пределов интегрирования:

$$F(x) = \int f(x) \cdot dx. \quad (7.6)$$

Свойства плотности распределения:

Свойство 1. $f(x) \geq 0$ — плотность распределения число неотрицательное.

Свойство 2. $F(x) = \int_{-\infty}^{+\infty} f(x) \cdot dx = 1$, т. к. $P(X < x) = 1$ для симметричной

области изменения или, если случайная величина может принимать любое значение, то всегда найдется случайное ее значение x , которое больше данного конкретного значения X .

Для положительной числовой полуоси тоже справедливо выражение (7.6):

$$F(x) = \int_0^{+\infty} f(x) dx. \quad (7.7)$$

График плотности распределения случайной величины на положительной числовой полуоси показан на рис. 7.2, б.

Для выяснения практического смысла плотности распределения случайной величины рассмотрим результаты испытания образцов трубной стали на растяжение по ГОСТ 1497-84*. Было испытано 20 образцов. Из-за

неоднородности состава и механических свойств получился разброс значений прочности. Результаты были обработаны, вычислены средние значения предела прочности на растяжение σ_B в заданных интервалах с округлением до 10 (табл. 7.1).

Результаты испытаний стали на растяжение

Таблица 7.1

Номер интервала	Число образцов n_i	Среднее значение σ_B , МПа	Номер интервала	Число образцов n_i	Среднее значение σ_B , МПа
1	1	460	5	3	540
2	2	470	6	2	550
3	3	480	7	1	560
4	8	510	-	-	-

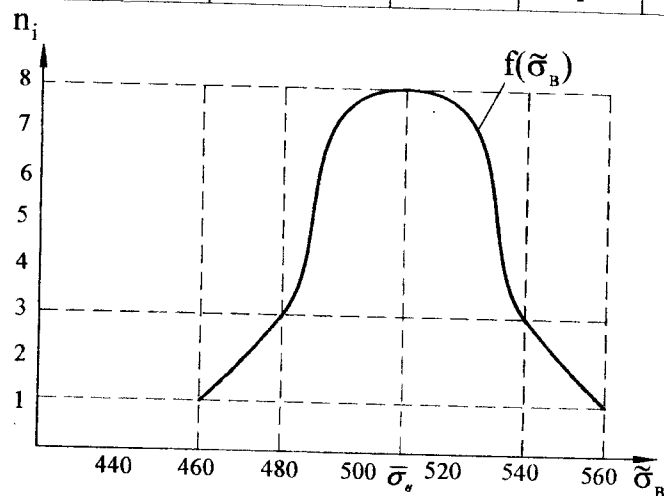


Рис. 7.3. Частота распределения значений прочности на растяжение

Построена зависимость числа образцов, соответствующего среднему значению σ_B в каждом интервале, от $\bar{\sigma}_B$ (рис. 7.3).

Из графика видно, что плотность распределения случайной величины – это распределение частоты случаев появления определенных конкретных значений случайной величины. Нетрудно рассчитать, что в этом примере математическое ожидание предела прочности равно $\bar{\sigma}_B = 510$ МПа.

Плотность распределения случайных величин в зависимости от физической сущности рассматриваемых параметров и процессов, влияющих на разброс их значений, может быть описана различными аппроксимирующими функциями.

Известны виды распределений: равномерное, нормальное, логарифмически – нормальное, экспоненциальное, гамма – распределение, биномиальное и др. В расчетах прочности строительных конструкций и при исследовании дефектов стенок труб широко применяются нормальный и логарифмически-нормальный законы распределения.

Например, разброс характеристик материалов, значений нагрузок и воздействий, изменение условий работы, учитываемые при проектировании объектов транспорта и хранения, достаточно хорошо описываются нормальным законом распределения (рис. 7.4):

$$f(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi\bar{x}}} \cdot \exp\left[-\frac{(x-\bar{x})^2}{2\bar{x}}\right], \quad (7.8)$$

где \bar{x} – математическое ожидание; \bar{x} – дисперсия случайной величины.

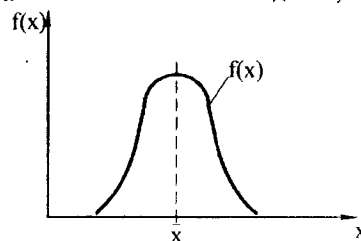


Рис. 7.4. График плотности нормального распределения

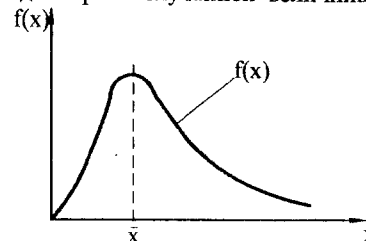


Рис. 7.5. График плотности логарифмически-нормального распределения

Некоторые характеристики эксплуатируемых трубопроводов, например, размеры коррозионных дефектов стенки трубы (глубина, диаметр), подчиняются логарифмически – нормальному закону распределения (рис. 7.5):

$$f(x) = \frac{M}{x\sqrt{2\pi \cdot \bar{x}}} \cdot \exp\left(\frac{(\lg x - \bar{x})^2}{2\bar{x}}\right), \quad (7.9)$$

где M – коэффициент перехода от десятичных логарифмов к натуральным.

Дисперсия случайной величины характеризует среднеквадратическое значение разброса отдельных значений из выборки объема n и определяется по формуле:

$$\bar{x} = \frac{\sum_{i=1}^n (x_i - \bar{x})^2}{n}. \quad (7.10)$$

Представление об абсолютной величине разброса наблюдаемых значений случайной величины относительно ее математического ожидания дает стандарт отклонения случайной величины \hat{x} :

$$\hat{x} = \sqrt{\bar{x}}. \quad (7.11)$$

7.2. Расчет вероятности отказа стенки трубы

Безотказность трубопровода, как свойство непрерывно сохранять работоспособность в течение заданного времени, обеспечивается, если не происходит переход трубопровода в предельное состояние в виде разрушения путем потери прочности, устойчивости или развития чрезмерных деформаций. Поэтому основной количественной характеристикой, позволяющей оценить степень безотказности, является вероятность разрушения, потери устойчивости или чрезмерных деформаций, т.е. вероятность отказа.

Когда случайное значение параметра прочности \bar{R} больше случайного значения параметра нагрузки \bar{Q} , то в данный момент отказа не произойдет, и наоборот. Этот простой факт позволяет для анализа безотказности ввести понятие резерва или запаса прочности S :

$$S = R - Q. \quad (7.12)$$

Резерв или *запас прочности* S – случайная величина:

$$\tilde{S} = \tilde{R} - \tilde{Q}. \quad (7.13)$$

Если $\tilde{S} > 0$, то в данный момент отказа не произойдет.

Если $\tilde{S} \leq 0$, отказ произойдет обязательно.

Учитывая случайный характер запаса прочности \tilde{S} , анализ возможности отказа выполняется для математического ожидания запаса прочности

$$\bar{S} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \tilde{S}_i \quad (7.14)$$

путем сравнения

$$\bar{S} > 0. \quad (7.15)$$

Выполнение неравенства (7.15) обеспечивает с какой-то вероятностью безотказность конструкции.

Вероятность отказа – это вероятность невыполнения неравенства (7.15).

$$\begin{cases} V = P(\bar{S} \leq 0) - \text{вероятность отказа;} \\ W = P(\bar{S} > 0) - \text{вероятность безотказной работы.} \end{cases} \quad (7.16)$$

Если $V = 0$, то разрушения конструкции не должно произойти гарантировано. На практике $V = 0$ достигается только за счет очень больших экономических затрат, поэтому речь может идти об экономически обоснованных и обеспечивающих промышленную и экологическую безопасность допускаемых значениях вероятности отказа. Вероятность отказа и вероятность безотказной работы дополняют друг друга до единицы:

$$W = 1 - V. \quad (7.17)$$

В общем случае, при любой плотности распределения случайной величины вероятность отказа определяется [107]:

$$V = \int_{-\infty}^{+\infty} f_Q(x) \cdot F_R(x) \cdot dx = 1 - \int_{-\infty}^{+\infty} f_R(x) \cdot F_Q(x) \cdot dx. \quad (7.18)$$

При нормальном законе распределения случайных величин \bar{R} и \bar{Q} для положительной числовой полуоси вероятность отказа определяется:

$$V = \frac{1}{2} - \Phi(\gamma), \quad (7.19)$$

где $\Phi(\gamma)$ – интеграл вероятности Гаусса,

$$\Phi = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_0^{\gamma} \exp\left(-\frac{y^2}{2}\right) \cdot dy, \quad (7.20)$$

γ – характеристика безотказности, определяемая по формуле:

$$\gamma = \frac{\bar{S}}{\hat{S}}, \quad (7.21)$$

где \bar{S} – математическое ожидание запаса прочности; \hat{S} – стандарт отклонения запаса прочности.

Математическое ожидание запаса прочности определяется как

$$\bar{S} = \bar{R} - \bar{Q}, \quad (7.22)$$

где \bar{R} , \bar{Q} – математическое ожидание параметров прочности и параметров нагрузки, определяемые по зависимостям:

$$\bar{R} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \tilde{R}_i; \quad (7.23)$$

$$\bar{Q} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \tilde{Q}_i. \quad (7.24)$$

Стандарт отклонения запаса прочности рассчитывается как:

$$\hat{S} = \sqrt{\hat{S}} = \sqrt{\hat{R} + \hat{Q}}, \quad (7.25)$$

где \hat{S} – дисперсия запаса прочности; \hat{R} , \hat{Q} – дисперсии параметров прочности и параметров нагрузки, определяемые по формулам:

$$\hat{R} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\tilde{R}_i - \bar{R})^2; \quad (7.26)$$

$$\hat{Q} = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n (\tilde{Q}_i - \bar{Q})^2, \quad (7.27)$$

где \bar{R}, \bar{Q} – известные случайные значения параметров прочности и нагрузки. Интеграл вероятности определяется по таблицам интегралов или вычисляется на компьютере.

Полученное значение вероятности сравнивается с допусаемым для данного класса сооружений:

$$V \leq V_{\text{доп}} \quad (7.28)$$

В случае невыполнения условия (7.28) выполняется анализ факторов, которые повлияли на результат и производится регулирование параметров, характеристик и факторов. Разрабатываются практические рекомендации для снижения вероятности отказа.

Для оценки значимости различных характеристик и параметров на величину вероятности отказа рассматриваются графики плотностей распределения параметров прочности и нагрузок, используемых в механическом расчете трубопроводов. Все возможные значения запаса прочности \bar{S} при нормальном законе распределения параметров прочности и нагрузки зависят от координат аппроксимирующих функций $f_R(\bar{R})$ и $f_Q(\bar{Q})$ (рис. 7.6).

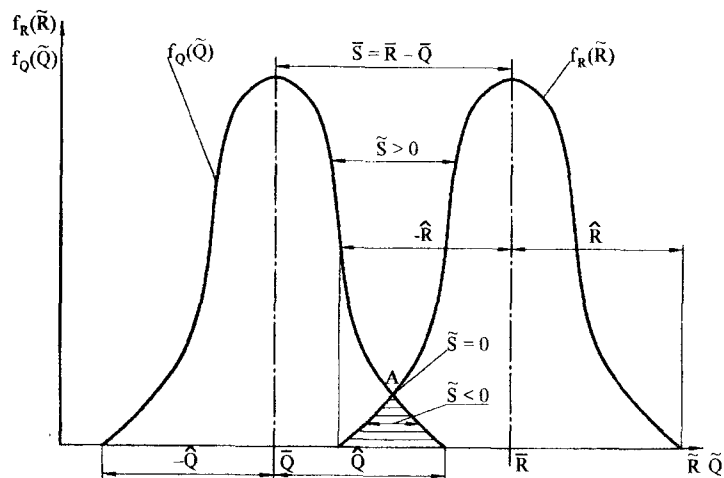


Рис. 7.6. График к анализу запаса прочности

Заштрихованная зона, в которой случайные значения запаса прочности ($\bar{S} = \bar{R} - \bar{Q}$) имеют отрицательный знак ($\bar{S} < 0$), является зоной безусловных отказов. В точке А пересечения графиков $f_R(\bar{R})$ и $f_Q(\bar{Q})$ запас прочности ($\bar{S} = 0$), выше точки А – запас прочности ($\bar{S} > 0$), следовательно, отказов не будет.

Для уменьшения вероятности отказа, что графически соответствует уменьшению площади заштрихованной зоны необходимо, в соответствии с формулами (7.19) и (7.20), увеличить значение характеристики безопасности u . Из формулы (7.21) следует, что этого можно достичь путем:

- 1) увеличения математического ожидания запаса прочности \bar{S} при постоянном значении стандарта отклонения запаса прочности \hat{S} ;
- 2) уменьшения стандарта отклонения запаса прочности \hat{S} при постоянном значении математического ожидания \bar{S} ;
- 3) изменения одновременно в нужную сторону обоих параметров \bar{S} и \hat{S} .

Из формулы (7.22) видно, что увеличения математического ожидания запаса прочности \bar{S} можно добиться путем увеличения параметра прочности \bar{R} и уменьшения параметра нагрузки \bar{Q} . Это означает применение трубных сталей более высокого класса и уменьшение напряжения в стенке трубы либо за счет снижения давления в трубе и других нагрузок, либо за счет увеличения толщины стенки, что обычно и делается в практике проектирования. Однако это направление регулирования безотказности ограничено соображениями проектной производительности и чрезмерных затрат материала.

Формула (7.25) показывает, что снижение стандарта отклонения запаса прочности \hat{S} может быть обеспечено уменьшением дисперсий параметра прочности \hat{R} и параметра нагрузки \hat{Q} . Для этого можно, например, рекомендовать разработку и применение более качественных сталей с меньшим разбросом механических и геометрических характеристик, а также оптимизацию режима работы трубопроводов, более плавное и качественное включение резервных насосов и т. д., т. е. перевод проектной и материально-технической базы трубопроводов на более высокий технологический уровень.

7.3. Метод контроля состояния изоляционного покрытия при эксплуатации по ГОСТ Р 51164-98

7.3.1. Основные представления об электрохимической коррозии подземных трубопроводов

На поверхности металлических изделий, находящихся в контакте с почвенным электролитом, вследствие местных неоднородностей состава металла или электролита возникает большое количество коррозионных элементов, природа которых аналогична природе гальванических элементов. При этом коррозионному разрушению подвергаются анодные участки, имеющие более отрицательный электрохимический потенциал по сравнению с близрасположенными катодными участками.

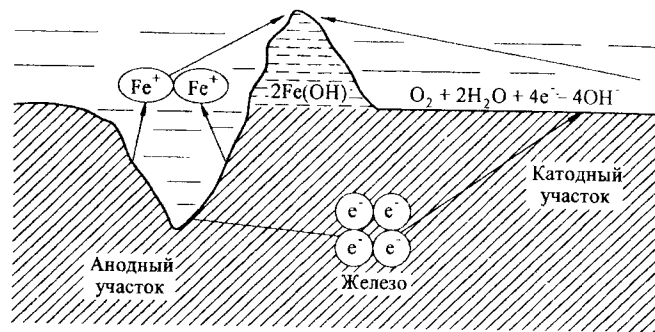


Рис. 7.7. Модель коррозионного микроэлемента

Электрохимическая коррозия — результат работы коррозионных гальванических элементов. Она происходит следующим образом (рис.7.7): на анодных участках протекает реакция окисления с образованием ионов металла Fe^{2+} , а на катодных участках под влиянием кислорода образуется гидроокись (как результат протекания реакции кислородной деноляризации). Ионы Fe^{2+} и OH^- направляются друг к другу и образуют нерастворимый осадок $Fe(OH)_2$, который может разлагаться на окись железа и воду ($Fe(OH)_2 \rightarrow Fe_2O_3 + H_2O$). Высвобождающиеся при реакции окисления электроны от анодного участка по металлу изделия перетекают к катодному участку и участвуют в реакции восстановления.

Основными условиями возникновения почвенной коррозии металлов являются следующие:

- наличие разности потенциалов двух разноименных металлических изделий или их деталей, а также отдельных участков поверхности одного и того же металла;
- наличие контакта двух металлов или двух участков металла с электролитом;
- соединение анода и катода металлическим проводником, которым является металл сооружения, если на его поверхности возникли анодные и катодные участки;
- наличие в электролите диссоциированных ионов.

Такие условия всегда наблюдаются на поверхности любого металла, погруженного в почвенный электролит или имеющего на поверхности тонкую пленку влаги, поэтому степень опасности коррозионного разрушения оценивают не по возможности его возникновения, а по скорости и величине потерь металла.

Таким образом, коррозионный процесс соответствует положительному току, току катионов металла в коррозионную среду, на металле протекает анодная реакция, которая для железа записывается:



Часть электронов с помощью окислительной реакции соединяется с присутствующим в порах грунта кислородом:



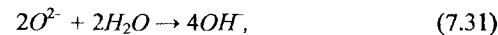
Эта реакция относится к типу катодных реакций, чем больше кислорода, тем больше отводится выделившихся электронов, тем выше деноляризация. Однако из-за высокой валентности железа и ограниченности содержания кислорода в порах грунта электролит все высвободившие электроны отводить не в состоянии, а количество отводимых электронов зависит от ионного состава электролита и температуры. Поэтому в естественных условиях в металле накапливается какое-то количество избыточных электронов.

В результате на металле трубы появляется отрицательный заряд, который относительно электролита в естественных условиях создаёт так называемый естественный потенциал трубы относительно земли U_e , для трубных сталей $U_e = -0,3 \dots -0,4$ В.

Одновременно могут происходить и другие реакции:

а) окислительные катодные реакции

- гидратация:



- диссоциация H_2O :



- наводороживания:



б) восстановительные реакции в электролите, например:



Из сущности электрохимической коррозии следует вывод: для торможения процесса коррозии необходимо обеспечить поляризацию поверхности металла созданием избытка электронов (катодная поляризация) и замедлением перехода ионов железа в электролит (анодная поляризация), что достигается комплексной защитой от коррозии.

Эксперимент

7.3.2. Сущность и основные параметры комплексной защиты от коррозии

Комплексная защита подземных трубопроводов от электрохимической коррозии включает в себя:

1) катодную поляризацию металла трубы путём обеспечения притока избыточных электронов от отрицательного полюса постороннего источника постоянного тока и организацией протекания восстановительных реакций в

электролите грунта за счёт разрушения металла специальных устройств – анодных заземлителей и протекторов (активная защита);

2) анодную поляризацию путём затруднения доступа кислорода, гидроксильной группы OH и других активных восстановителей грунтовой среды к металлу трубы, т.е. созданием непроницаемых для электролита грунта и газов защитных покрытий на поверхности трубы (пассивная защита).

Активная (электрохимическая защита) подземных или соприкасающихся с грунтом конструкций может быть реализована в следующих вариантах:

- 1) катодная защита;
- 2) протекторная защита;
- 3) электродренажная защита.

Электродренажная защита заключается в сохранении катодных зон, образовавшихся в трубопроводе в местах входа блуждающих токов от электрофицированного рельсового транспорта, и в устранении одновременно образовавшихся при этом анодных зон путём отвода (дренажа) блуждающих токов с этих зон в рельсовую часть цепи электротяги или сборную шину отводящих линий тяговой подстанции.

Протекторная защита заключается в катодной поляризации металла трубы током защиты, создаваемым крупным гальваническим элементом, в котором роль катода играет металлическая поверхность защищаемого сооружения, а роль анода – металлы или сплавы металлов, имеющих более высокий по сравнению с железом естественный потенциал (цинк, магний и др.)

Катодная защита создаётся подключением отрицательного полюса источника постоянного тока к трубопроводу, положительного полюса – специальному аноду – заземлителю. При этом электрическая цепь замыкается через электролит грунта и на оголённых участках трубопровода в местах повреждения изоляции начнётся процесс катодной поляризации. Принципиальная схема катодной защиты показана на рис. 7.8.

На анодном заземлителе реализуется восстановительная анодная реакция и обеспечивается протекание защитного тока, поставляющего к металлу трубы избыток электронов, т.е. катодную поляризацию и поддержание на трубопроводе отрицательного защитного потенциала. Этот потенциал называется «наложенным потенциалом трубы относительно земли» (наложенный потенциал «труба-земля»).

Протекание защитного тока катодной защиты характеризуется следующими электрическими параметрами:

- 1) $U_{т.з.н}$ – наложенный потенциал «труба-земля», В;
- 2) $U_{т.з.е}$ – естественный потенциал «труба-земля», В; $U_{т.з}$ – смещение разности потенциалов, В;
- 3) I – защитный ток, А;
- 5) R_n – переходное сопротивление «труба-земля», Ом·м².

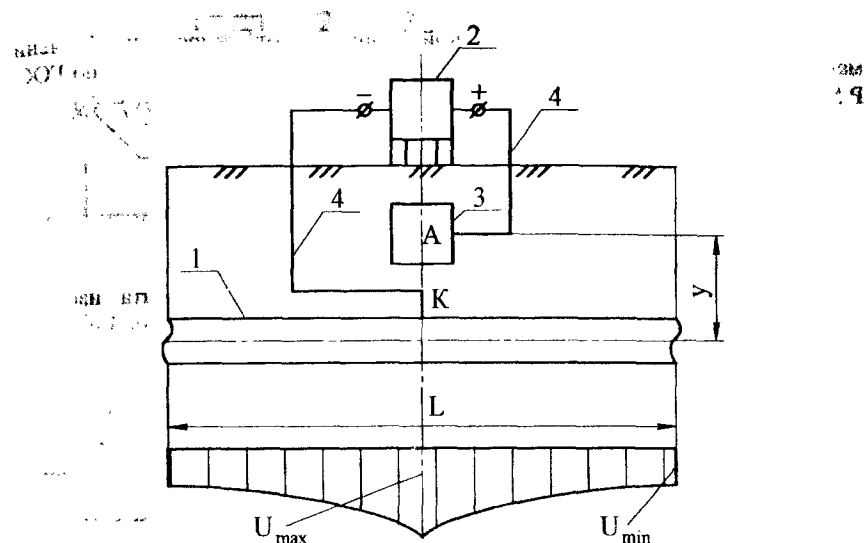


Рис. 7.8. Принципиальная схема катодной защиты:

1 – трубопровод; 2 – катодная станция; 3 – анодное заземление; 4 – соединительные провода; y – расстояние от оси трубопровода до анодного заземлителя

Смещение разности потенциалов определяется по формуле:

$$U_{т.з} = U_{т.з.н} - U_{т.з.е} \quad (7.35)$$

Противокоррозионное защитное покрытие характеризуется следующими основными показателями:

- удельное электросопротивление материала покрытия $-\rho$, Ом·мм²/м;
- переходное сопротивление изоляционного покрытия по контакту «труба-земля» $-R_n$, Ом·м²;
- адгезия покрытия (Н/м, Н/м²);
- электрическая сплошность (кВ/мм толщины покрытия);
- газопроницаемость;
- водопроницаемость.
- характеристики механической прочности (прочность на растяжение, твёрдость, ударная прочность и др.).

Эффективная активная защита подземных трубопроводов может быть обеспечена только при условии соответствия изоляционных покрытий требованиям ГОСТ Р 51164–98, так как анодную поляризацию невозможно обеспечить, если не будет сплошности и прилипания к поверхности трубы, а защитный потенциал на расчётном проектном протяжении не обеспечится, если электрическое сопротивление изоляционного покрытия будет недостаточным.

Для обеспечения эффективной защиты от коррозии значения максимальных и минимальных защитных потенциалов «труба-земля» по ГОСТ Р 51164-98 должны составлять:

– с омической составляющей:

$$U_{max} = -3,5 \text{ В}, U_{min} = -0,9 \text{ В};$$

– поляризационные потенциалы:

$$U_{max} = -1,15 \text{ В}, U_{min} = -0,85 \text{ В}.$$

Из анализа причин отказов линейной части МТП видно, что значительная часть отказов происходит из-за коррозионных повреждений стенок трубы. Таким образом, необходимость и сроки капитального ремонта изоляции подземных трубопроводов зависят от сохранности антикоррозионной изоляции и наличия на всём трубопроводе защитного потенциала, создаваемого средствами ЭХЗ (катодная и протекторная защита).

Диэлектрические свойства антикоррозионной изоляции характеризуется, как известно, в соответствии с ГОСТ Р 51164-98 величиной так называемого переходного сопротивления по поверхности контакта изолированной поверхности с грунтом (по контакту «труба-земля») R_n [Ом·м²].

В соответствии с ГОСТ Р 51164-98 величина переходного сопротивления может определяться двумя методами:

- 1) в определённом месте – путём вскрытия трубопровода и непосредственного замера методом «мокрого контакта»;
- 2) на всём обследуемом или сдаваемом участке – интегральной оценкой среднего переходного сопротивления изоляционного покрытия на участке.

Для интегральной оценки переходного сопротивления на действующем трубопроводе используются электрическая схема существующих станций катодной защиты (СКЗ) и контрольно-измерительные пункты (КИП), устраиваемых одновременно с СКЗ при строительстве.

Как в естественных условиях, так и при включении СКЗ в металле трубы относительно земли существует какая-то разность потенциалов $U_{m,z}$ – потенциал «труба-земля».

Из теории ЭХЗ известно, что среднее значение естественного потенциала стали относительно ионной среды обычных грунтов колеблется около $U_{m,z} = -0,4 \text{ В}$. Установлено, что для обычных температур (не выше +20 °С) $U_{m,z} = -0,6 \text{ В}$ является термодинамическим порогом возможности коррозии.

При $U_{m,z} \leq -0,6 \text{ В}$ в большинстве грунтов, не обладающих нейтральной реакцией, начинается процесс электрохимической коррозии, поэтому ГОСТ Р 51164-98 обязывает принимать наименьшее значение наложенного потенциала: $U_{min} = -0,85 \text{ В}$ для поляризационного потенциала по медно-сульфатному электроду сравнения (МСЭ), а с учётом омической составляющей (т.е. вычисленное через ток и сопротивление) значение $U_{min} = -0,90 \text{ В}$.

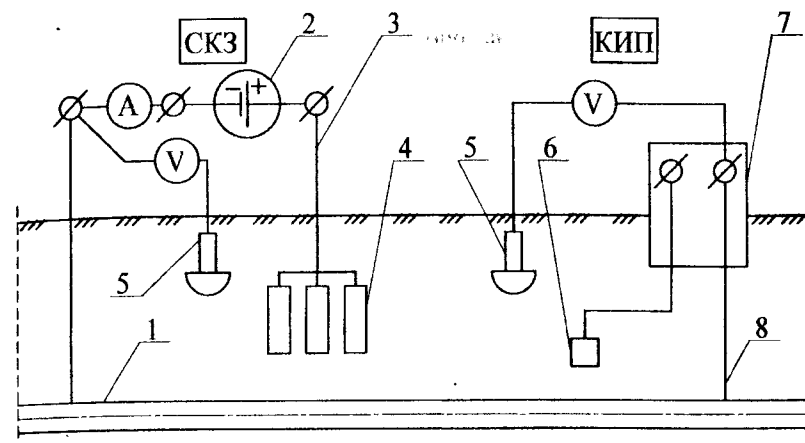


Рис. 7.9. Электрическая схема определения потенциала «труба-земля» с использованием электрической схемы СКЗ и КИП:

- 1 – трубопровод; 2 – источник тока СКЗ; 3 – соединительные кабели СКЗ; 4 – анодные заземлители; 5 – переносной медно-сульфатный электрод сравнения (МСЭ); 6 – датчик естественного потенциала «труба-земля»; 7 – железобетонный или стальной столбик КИП; 8 – катодный вывод – электрод

Поэтому на СКЗ, учитывая естественное уменьшение $U_{m,z}$ потенциала по мере удаления от СКЗ, нужно обеспечить возможно большее значение $U_{m,z}$, но не более U_{max} во избежание образования значительного количества водорода между изоляцией и стенкой трубы.

Итак, при $|U_{m,z}| < |U_{min}|$ происходит усиленная коррозия, а при $|U_{m,z}| > |U_{max}|$ происходит ускоренное отслаивание плёнки из-за образования водорода. Поэтому величина наложенного потенциала должна удовлетворять условию $|U_{min}| < |U_{m,z}| < |U_{max}|$.

Если переходное сопротивление R_n будет по какой-то причине слишком малым, то СКЗ не может обеспечить выполнения условия $|U_{min}| < |U_{m,z}| < |U_{max}|$.

Поэтому для законченных строительством трубопроводов ГОСТ Р 51164-98 регламентирует минимальное значение R_n .

С течением времени, из-за старения или повреждения изоляции R_n уменьшается, что приводит к снижению потенциала $U_{m,z}$, поэтому для интегральной оценки защищённости трубопровода линейно-эксплуатационные службы обязаны не реже двух раз в год измерять разность потенциалов одновременно с другими мерами по контролю изоляции с использованием электрической схемы и зажимов СКЗ и КИП (рис. 7.9).

Для участка магистрального трубопровода, находящегося в эксплуатации, переходное сопротивление «труба-земля» определяется как

среднеквадратическая величина, определяемая как для зоны защиты каждой СКЗ, так и для большого участка или всего трубопровода.

7.3.3. Контроль защитных потенциалов и определение переходного сопротивления изоляции

Измерение защитных потенциалов и определение переходного сопротивления выполняется в соответствии с положениями ГОСТ Р 51164-98 [53] регулярно в ходе сезонных обследований защищенности от коррозии или при необходимости

Не менее, чем за сутки до проведения измерений естественного потенциала, выключают установки катодной защиты на участках, защищаемых данной катодной станцией, и примыкающих участках. Естественную разность потенциалов «труба-земля» $U_{м.з.ек}$ измеряют по всей длине контролируемого участка на КИП и контактах СКЗ.

Для измерения наложенного потенциала «труба-земля» $U_{м.з.нк}$ включают станцию катодной защиты не позднее, чем за 3 часа до начала измерений. Записывают силу тока катодной установки и измеряют наложенный потенциал в каждой точке.

По собранным исходным данным выполняются расчеты переходного сопротивления изоляции в такой последовательности (геометрические параметры схемы СКЗ и номера КИП и СКЗ приведены на рис 7.10):

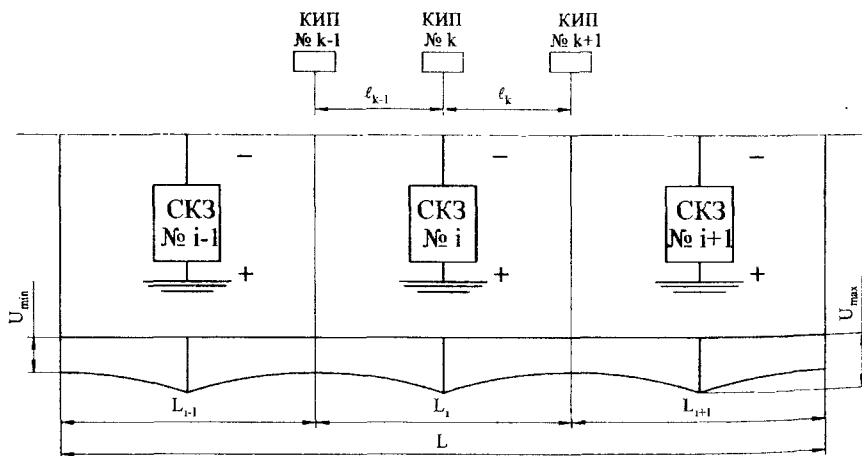


Рис. 7.10. Расчетная схема определения среднего (интегрального) переходного сопротивления «труба-земля» магистрального трубопровода при эксплуатации

1. Вычисляются смещения разности потенциалов на каждом КИП №k, В, по формуле:

$$U_{м.з.к} = U_{м.з.нк} - U_{м.з.ек} \quad (7.36)$$

2. Рассчитываются среднеквадратические значения смещений разности потенциалов в зоне действия каждой СКЗ № i на всем участке длиной L_i , В:

$$U_{м.з.i} = \frac{L_i^2}{\left(\sum_{k=1}^n \frac{\ell_{ki}}{\sqrt{U_{м.з.ki}}} \right)^2}, \quad (7.37)$$

где L_i – длина зоны защиты СКЗ № i, n – номер и число СКЗ; k_i – номер КИП в зоне действия СКЗ № i; ℓ_{ki} – расстояние между КИП в зоне действия СКЗ № i, м; $U_{м.з.ki}$ – смещение разности потенциалов на КИП № k в зоне действия СКЗ № i, В.

3. Вычисляется средняя плотность защитного тока на каждой СКЗ № i, А/м²:

$$j_i = \frac{I_i}{\pi D_n L_i}, \quad (7.38)$$

где I_i – ток защиты СКЗ № i, А; D_n – наружный диаметр трубы, м.

4. Определяется среднеквадратичное переходное сопротивление в зоне действия СКЗ № i, Ом·м²:

$$R_m = \frac{U_{м.з.i} - R_p}{j_i}, \quad (7.39)$$

где R_p – сопротивление растеканию тока от газопровода, Ом·м².

5. Сопротивление растеканию тока определяется по формуле:

$$R_p = \frac{\rho_{zp} D_n}{2} \ln \frac{0,4 R_x}{D_n^2 h R_m}, \quad (7.40)$$

где ρ_{zp} – удельное электросопротивление грунта, Ом·м, определяется по данным изысканий, в случае отсутствия данных – по приложению К для данного грунта с известной влажностью и температурой; R_x – конечное переходное сопротивление «труба-земля», определяется по номограмме приложения К; R_m – продольное сопротивление трубопровода, Ом/м, вычисляется по формуле:

$$R_m = \frac{\rho_m \cdot 10^{-6}}{\pi (D_n - \delta) \delta}, \quad (7.41)$$

где ρ_m – удельное электросопротивление трубной стали, Ом·мм²/м; δ – толщина стенки трубы, м;

6. Вычисляется переходное сопротивление контролируемого участка трубопровода длиной L, Ом·м²:

$$R_n = \frac{L^2}{\left(\sum_{i=1}^N \frac{L_i}{\sqrt{R_{n,i}}} \right)^2}, \quad (7.42)$$

где N – число СКЗ.

Переходное сопротивление всего участка трубопровода R_n и зон защиты каждой СКЗ № i сравнивается с минимально допустимыми значениями переходного сопротивления $|R_n|$ для данного типа изоляции по ГОСТ Р 51164-98.

В случае несоответствия требованиям ГОСТ принимается решение о детальном коррозионном обследовании.

7.4. Оценка малоциклового долговечности трубопровода по стадии зарождения трещины

Оценка малоциклового долговечности выполняется при наличии выявленных диагностикой нетрещиноподобных дефектов: вмятин, задигов, рисок — с учетом теоретических коэффициентов концентрации напряжений α_σ (приложение О), [55].

Общее число циклов до разрушения N состоит из двух слагаемых: N_s — число циклов до зарождения трещины в вершине дефекта; N_p — число циклов на этапе роста (развития) трещины:

$$N = N_s + N_p. \quad (7.43)$$

Число циклов до зарождения трещины определяется уравнениями Коффина-Менсона, которые устанавливают взаимосвязь между амплитудой изменения истинных деформаций в вершине дефекта, механическими характеристиками металла и числом циклов N_s при разных режимах нагружения.

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_s из двух крайних ситуаций.

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

$$r_\sigma = \sigma_{\min} / \sigma_{\max}; \quad r_e = e_{\min} / e_{\max}. \quad (7.44)$$

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_e (переходы под дорогами, подводные переходы и др.).

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

$$e_a = \frac{1}{4} \ln \frac{1}{1 - \psi_k} N_s^{-\chi_1} + \frac{\sigma_{-1}}{E}, \quad (7.45)$$

где e_a — амплитуда истинных деформаций в вершине дефекта; σ_{-1} — предел выносливости металла при симметричном нагружении; E — модуль упругости; χ_1 — показатель жесткого циклического нагружения; ψ_k — коэффициент относительного сужения стали при разрыве.

Параметр χ_1 определяется по приближенным формулам:

$$\begin{aligned} \chi_1 &= 0,5 \text{ при } \sigma_a \leq 700 \text{ МПа;} \\ \chi_1 &= 0,5 + 0,0002(\sigma_a - 700) \text{ при } \sigma_a > 700 \text{ МПа.} \end{aligned} \quad (7.46)$$

Предел выносливости для сталей, применяемых на нефтепроводах,

$$\sigma_{-1} = 0,4 \sigma_s. \quad (7.47)$$

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

$$e_a = \ln \frac{1}{1 - \psi_s} N_s^{-\chi_2} + \frac{\sigma_{-1}}{E}, \quad (7.48)$$

где ψ_s — коэффициент равномерного относительного сужения стали;

Параметр χ_2 определяется по приближенной формуле:

$$\chi_2 = 1,2 \cdot \frac{\sigma_{0,2}}{\sigma_s} - 0,35, \quad (7.49)$$

где $\sigma_{0,2}$ — условный предел текучести стали; σ_s — предел прочности стали.

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

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

Можно построить зависимости типа $e_a = f(e_{cp})$ при условии, что $N_s = \text{const}$ (рис. 7.11). Эти зависимости имеют монотонно убывающий характер. Приближенно эти зависимости принимаются линейными. Погрешность такого приближения идет в запас прочности.

Таким образом, по заданному несимметричному циклическому нагружению можно приближенно найти эквивалентное симметричное нагружение, соответствующее одинаковому числу циклов N_s (рис. 7.11).



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

1) найти параметры эквивалентного нагружения:

$$\bar{e}_{cp} = 0$$

$$\bar{e}_a = \frac{e_a}{1 - e_{cp}/e_k} \quad (7.50)$$

2) по значению e_a найти числа циклов N_3 из формул (7.45) и (7.48), соответствующие жесткому и мягкому нагружениям; в качестве искомого числа циклов для трубы на этапе зарождения трещины выбрать меньшее из полученных значений.

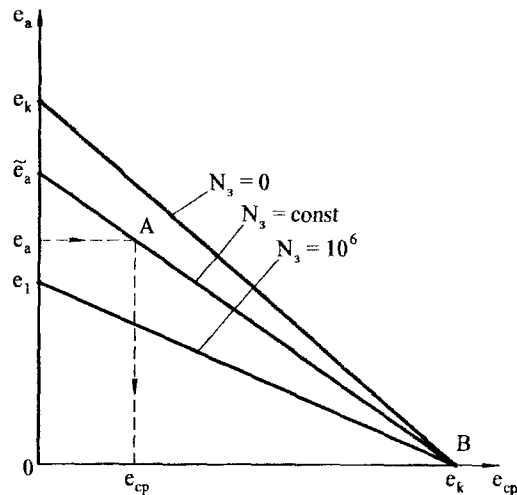


Рис. 7.11. График к определению эквивалентных характеристик симметричного нагружения ($e_1 = \sigma_1/E$)

Значения e_{cp} и e_a для использования формул (7.50) определяются следующим образом:

$$e_{cp} = (e_{max} + e_{min})/2; \quad (7.51)$$

$$e_a = (e_{max} - e_{min})/2,$$

здесь e_{max} , e_{min} — соответственно наибольшая и наименьшая деформации в вершине дефекта в процессе циклического изменения давления в трубопроводе; e_k — относительная деформация в момент разрушения при статическом однократном растяжении.

7.5. Расчёт остаточного ресурса нефтепровода по характеристикам циклической трещиностойкости

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

Расчет остаточного ресурса выполняется по характеристикам циклической трещиностойкости при статическом нагружении, определяемым в соответствии с ГОСТ 25.506-85 [45], ГОСТ 1497-84 [44] и методиками [78], [55], [87].

Предварительно по данным механических испытаний на одноосное растяжение вычисляются параметры пластической деформации:

$$\psi_B = \frac{F - F_B}{F}; \quad (7.52)$$

$$m = -\ln(1 - \psi_B); \quad (7.53)$$

$$n = 1 + m; \quad (7.54)$$

$$\epsilon_{1,kr} = \frac{\ln(1 + \psi_k)}{\epsilon_{0,2}}; \quad (7.55)$$

$$C = \frac{1}{2\pi \cdot \epsilon_{1,kr}^n}; \quad (7.56)$$

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; $\epsilon_{0,2} = 0,002$ — относительная остаточная деформация, равная 0,2%.

Характеристики статической трещиностойкости определяются по результатам циклических испытаний образцов в соответствии с ГОСТ 25.506-85 [45]:

- разрушающее напряжение по максимальной разрушающей силе P_c для образца с трещиной

$$\sigma_c = \frac{P_c}{b \cdot t}; \quad (7.57)$$

где b — ширина образца; t — толщина образца "брутто";

- степень снижения разрушающих напряжений от наличия трещин в образце при относительной глубине трещины, равной $\eta = h/l = 0,5$,

$$\alpha_{mp}^{(0,5)} = \frac{2\sigma_c}{\sigma_s} \quad (7.58)$$

где σ_s – временное сопротивление растяжению;

- предел трещиностойкости для относительной глубины, равной $\eta = 0,5$,

$$I_c^{(0,5)} = 5\sigma_c \cdot \sqrt{h}, \quad (7.59)$$

где h – полная глубина трещины на образце;

- разрушающие кольцевые напряжения для бездефектной трубы с учетом характеристик циклической трещиностойкости:

$$\sigma_{\theta\theta} = \frac{2}{\sqrt{3}} \frac{\sigma_{0,2}}{\varepsilon_{0,2}^m} \left(\frac{m}{\sqrt{3}} \right)^m \quad (7.60)$$

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

Допускаемая глубина трещины определяется по максимальному рабочему давлению из совместного решения двух функций, образующих равенство:

$$K_I = I_c / m_I, \quad (7.61)$$

где K_I – коэффициент интенсивности напряжений при максимальном рабочем давлении, МПа·м^{1/2}; I_c – предел трещиностойкости для допускаемой глубины трещины, МПа·м^{1/2}; m_I – коэффициент запаса по пределу трещиностойкости, определяемый по формуле:

$$m_I = \frac{\sigma_{0,2}}{\sigma_p} \left[\frac{1 - (\sigma_p / \sigma_s)^2}{1 - (\sigma_{0,2} / \sigma_s)^2} \right]^{\frac{1}{2}}, \quad (7.62)$$

где σ_p – уровень рабочих напряжений, в данном случае равен кольцевым напряжениям при максимальном давлении p_{max} :

$$\sigma_p = \frac{p_{max} \cdot D_{in}}{2\delta}, \quad (7.63)$$

где D_{in} – внутренний диаметр трубы, м; δ – толщина стенки трубы, м.

Коэффициент интенсивности напряжений определяется по формуле:

$$K_I = \sigma_p \sqrt{h} \cdot Y(\eta), \quad (7.64)$$

где $Y(\eta)$ – полином, зависящий от текущего значения относительной глубины трещины η . Для образца типа 5 по ГОСТ 25.506-85⁴

$$Y(\eta) = 1,99 - 0,41 \eta + 18,7 \eta^2 - 38,48 \eta^3 + 53,85 \eta^4. \quad (7.65)$$

Предел трещиностойкости определяется по формуле:

$$I_c = 0,4 \cdot I_c^{(0,5)} \cdot \frac{\alpha_{mp}}{\alpha_{mp}^{(0,5)}} (1 - \eta) Y(\eta), \quad (7.66)$$

где α_{mp} – степень разрушающих напряжений при текущем значении относительной глубины трещины:

$$\alpha_{mp} = 1 - 4\eta(1 - \eta) \cdot (1 - \alpha_{mp}^{(0,5)}). \quad (7.67)$$

Из совместного решения уравнений (7.64) и (7.66) с учетом коэффициента m_I в соответствии с равенством (7.61) получается допускаемая относительная глубина трещины $\eta_{дон}$ (см. пример 7.4, рис. 7.13).

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

Для этого из совместного решения уравнения (7.64) и (7.66) 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 максимальном рабочем давлении перекачки по формуле:

$$T_s = \frac{N_{mp}}{N_p}, \quad (7.68)$$

где N_p – расчетное число циклов перепада рабочего давления за 1 год; N_{mp} – долговечность труб при циклическом нагружении (в числах циклов), определяемая по формуле:

$$N_{mp} = \frac{h_0}{h_{кр}} N_0, \quad (7.69)$$

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, равное

$$N_0 = \frac{h_{кр} - h_0}{c [K_{I\varepsilon}^{(0)}]^m}, \quad (7.70)$$

где коэффициент интенсивности упругопластических деформаций $K_{I\varepsilon}^{(0)}$:

$$K_{I\varepsilon}^{(0)} = \left(\frac{K_I^{(0)}}{\sigma_{0,2}} \right)^{\frac{2}{m+1}}. \quad (7.71)$$

В формулах (7.70) и (7.71):

c , m – параметры пластических деформаций стали при разрыве, определяемые по формулам (7.56) и (7.53); $K_{I\varepsilon}^{(0)}$ – коэффициент интенсивности напряжений, определяемый для максимального рабочего давления и начальной глубины трещины.

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

$$P_{разр.} = \frac{2\delta}{D_{вн}} \cdot \sigma_{\alpha}, \quad (7.72)$$

где δ – толщина стенки трубы; σ_{α} – разрушающее окружное напряжение для трубы с трещиной.

$$\sigma_{\alpha} = \alpha_{mp} \cdot \sigma_{об} (1 - \eta), \quad (7.73)$$

где η – относительная глубина трещины, вычисляемая по начальной глубине трещины, принимаемой равной допускаемой глубине; α_{mp} – степень снижения разрушающих напряжений, определяемая для относительной глубины трещины η ; $\sigma_{об}$ – разрушающее кольцевое напряжение для бездефектной трубы, определяемое по формуле (7.60).

7.6. Расчет параметров остаточного ресурса в условиях стресс-коррозии

7.6.1. Оценка максимально допустимой глубины стресс-коррозионного дефекта при рабочем давлении

Определение остаточного ресурса трубопроводов в условиях стресс – коррозии до настоящего времени представляло значительный интерес преимущественно для прогноза надежности магистральных газопроводов большого диаметра.

Для магистральных газопроводов с их особенностями режима эксплуатации и напряженно-деформированного состояния представляют особый интерес два параметра остаточного ресурса:

- 1) определение максимально допустимой глубины стресс – коррозионного дефекта при данном рабочем давлении для планирования отбраковки участков труб с установленными максимальными глубинами дефектов;
- 2) время безопасной работы с учетом фактической установленной скорости роста коррозионных трещин.

Оценку опасности стресс-коррозионного дефекта выполняют по измеренным максимальной глубине и длине продольной проекции дефекта. При этом два дефекта, расстояние между которыми на продольной проекции не превышает половины длины меньшего из них, рассматривают как один дефект, имеющий длину, равную расстоянию от начала проекции первого дефекта до конца проекции второго.

Связь расчетного давления разрушения с геометрическими параметрами дефекта имеет вид:

$$p_n = \frac{\sigma \delta}{R} \left(\frac{\delta - t_{max}}{\delta - t_{max} M_n^{-1}} \right), \quad (7.74)$$

где p_n – расчетное давление разрушения трубы, МПа; σ – параметр напряжения, определяемый по статистическим данным, полученным при расследовании разрывов труб, принимают равным для труб из стали X-67 и X-70 – 510 МПа, для труб из других марок стали – 1,085 от нормативного предела текучести стали; δ – толщина стенки трубы, м; $R = D_n/2 - \delta$ – внутренний радиус трубы, м; D_n – наружный диаметр трубы, м; t_{max} – максимальная глубина стресс-коррозионного дефекта, м; M_n – коэффициент Фолиаса, рассчитанный для длины L_n по формуле:

$$M_n = \sqrt{1 + 1,32 \frac{(L_n/2)^2}{R\delta}}, \quad (7.75)$$

где L_n – полная длина продольной проекции стресс-коррозионного дефекта, м.

Срок безопасной эксплуатации трубы с дефектом определяют по формулам:

- при $t_{max}/\tau_{экс} > 0,5$ мм/год

$$\tau_{э} = \tau_{экс} \left(\frac{t_{max.раб}}{t_{max}} - 1 \right); \quad (7.76)$$

- при $t_{max}/\tau_{экс} \leq 0,5$ мм/год

$$\tau_{э} = \frac{t_{max.раб} - t_{max}}{0,5}, \quad (7.77)$$

где $\tau_{экс}$ – время работы газопровода с момента его ввода в эксплуатацию до момента обследования, годы; $t_{max.раб}$ – максимальная допустимая при рабочем давлении глубина дефекта, равная:

$$t_{max.раб} = \left(\frac{\sigma \delta}{K_n P_{раб} R} - 1 \right) : \left(\frac{\sigma \delta}{K_n P_{раб} R} - M_n^{-1} \right), \quad (7.78)$$

где $P_{раб}$ – рабочее давление в газопроводе, МПа; K_n – коэффициент, зависящий от минимального нормативного испытательного давления в соответствии с Приложением 2 ВСН 011-88 [35] и СНИП III-42-80* [123].

Дефекты, имеющие глубину более 80 % от толщины стенки трубы, удаляют из газопровода независимо от их длины.

Срок замера параметров дефектов для их классификации определяют по формуле:

$$\tau_{к} = \frac{t_{max.раб} - t_{max}}{1,4}. \quad (7.79)$$

7.6.2. Определение остаточного ресурса с учетом фактической скорости роста стресс-коррозионного дефекта

Классификацию стресс-коррозионных дефектов выполняют по измеренной зависимости глубины стресс-коррозионного дефекта от продольной координаты на проекции дефекта на радиальную плоскость, проходящую через продольную ось трубы.

Связь расчетного давления разрушения с геометрическими параметрами дефекта имеет вид:

$$p_p = \frac{\sigma \delta}{R} \cdot \left[\frac{1 - A_s / A_{0s}}{1 - (A_s / A_{0s}) M_s^{-1}} \right], \quad (7.80)$$

где p_p – расчетное давление разрушения трубы, МПа; σ – параметр напряжения, определяемый по статистическим данным, полученным при расследовании разрывов труб, для одиночного дефекта на трубах из стали X-67 и X-70 принимают равным 510 МПа (для труб из других марок стали – 1,085 от нормативного предела текучести стали), для двух взаимодействующих дефектов на трубах из стали X-67 и X-70 – 470 МПа (для труб из других марок стали – предел текучести); A_s – площадь потери металла на проекции эффективной части дефекта на продольную ортогональную плоскость, м²; A_{0s} – первоначальная (без коррозии) площадь продольного сечения стенки трубы по длине эффективной части дефекта, $A_{0s} = L_s \delta$; L_s – длина эффективной части дефекта, м; M_s – коэффициент Фолиаса, рассчитанный для эффективной части дефекта, равный:

$$M_s = \sqrt{1 + 1,32 \frac{(L_s / 2)^2}{R \delta}}. \quad (7.81)$$

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

$$P_s^* = \min P_k^* = \left(\frac{1 - A_s / A_{0s}}{1 - (A_s / A_{0s}) M_s^{-1}} \right) = \min \left(\frac{1 - A_k / A_{0k}}{1 - (A_k / A_{0k}) M_k^{-1}} \right), \quad (7.82)$$

где P_k^* – безразмерная величина, характеризующая влияние геометрических параметров k -ой части дефекта на расчетное давление разрушения трубы; A_k – площадь рассматриваемой части дефекта, вычисляемая по формуле (7.85), подставляя вместо δ значение t_i , определяемое по формуле (7.84); k – номер рассматриваемой части дефекта, $k = 1, 2, 3, \dots, K-1$; K ; K – число возможных

вариантов выделения части дефекта; n_1, n_2 – номера первого и последнего участков дефекта в пределах рассматриваемой k -ой части дефекта, $n = 1, 2, 3, \dots, N, n_2 = 1, 2, 3, \dots, N$; N – число участков разбиения продольной проекции дефекта, $N = I - 1$; I – число точек измерения глубины; L_j – длина j -го участка дефекта, $j = n_1, n_1 + 1, \dots, n_2 - 1, n_2$, равная:

$$L_j = x_{i+1} - x_i, \quad (7.83)$$

где x_i – продольная координата i точки измерения глубины;

$$t_j = (t_{i+1} + t_i) / 2, \quad (7.84)$$

где t_i – значение глубины в i -ой точке измерения; A_{0k} – первоначальная (без коррозии) площадь продольного сечения стенки трубы по длине рассматриваемой k -ой части дефекта:

$$A_{0k} = \sum_{j=n_1}^{n_2} L_j \delta, \quad (7.85)$$

M_k – коэффициент Фолиаса, рассчитанный для длины рассматриваемой части дефекта.

При расчете срока эксплуатации трубы с дефектом считают, что труба находится в безопасном состоянии, если может выдержать установленное для рассматриваемого участка газопровода минимальное нормативное давление испытания. Для этого случая площадь проекции эффективной части дефекта на продольную ортогональную плоскость определяют по формуле:

$$A_{s, \text{раб}} = A_{0s} \frac{\frac{\sigma_s \delta}{K_n P_{\text{раб}} R} - 1}{\frac{\sigma_s \delta}{K_n P_{\text{раб}} R} - M_s^{-1}}. \quad (7.86)$$

Скорость изменения площади потери металла на проекции эффективной части дефекта длиной L_s принимают равной:

- при $t_{\text{max}} / \tau_{\text{экс}} > 0,0005$ м/год

$$v_A = \frac{L_s t_{\text{max}}}{\tau_{\text{экс}}}; \quad (7.87)$$

- при $t_{\text{max}} / \tau_{\text{экс}} = 0,0005$ м/год

$$v_A = 0,5 L_s t_{s, \text{max}}, \quad (7.88)$$

где $t_{s, \text{max}}$ – максимальная глубина стресс-коррозионных трещин в пределах эффективной части дефекта, м.

Срок эксплуатации трубы с дефектом определяют по формуле:

$$\tau_s = \frac{A_{s, \text{раб}} - A_s}{v_A}. \quad (7.89)$$

Для определения фактической скорости изменения площади потери металла на отдельные дефекты устанавливают закладные датчики. По показаниям датчиков определяют скорость роста дефекта, динамику ее изменения и прогнозируют скорость дальнейшего роста дефекта. Срок безопасной эксплуатации дефектной трубы после снятия данных с закладного датчика определяют по формуле:

$$\tau_3 = \frac{A_{3, \text{раб}} - A_{3, \text{к}}}{v_{An}}, \quad (7.90)$$

где $A_{3, \text{к}}$ – площадь потери металла на проекции эффективной части дефекта на продольную ортогональную плоскость, определенная по последним данным о параметрах дефекта, снятых с закладного датчика, м^2 ; v_{An} – прогнозируемая скорость изменения площади потери металла на проекции эффективной части дефекта длиной L_3 .

Срок контрольного замера параметров дефекта при отсутствии на нем закладного датчика определяют по формуле:

$$\tau_к = \frac{A_{3, \text{раб}} - A_3}{1,4L_3}. \quad (7.91)$$

Срок безопасной эксплуатации дефектной трубы после контрольного замера параметров дефекта определяют по формуле:

$$\tau_{3, \text{к}} = \frac{\tau_к (A_{3, \text{раб}} - A_{3, \text{к}})}{A_{3, \text{к}} - A_3}, \quad (7.92)$$

где A_3 – площадь потери металла на проекции эффективной части дефекта на продольную ортогональную плоскость, определенная по результатам контрольного замера параметров дефекта м^2 .

7.7. Расчёт остаточного ресурса трубопровода по минимальной вероятной толщине стенок труб

7.7.1. Общие положения и последовательность расчета

В тех случаях, когда сплошной контроль толщины стенки элементов трубопровода различными методами выполнить невозможно из-за недоступности некоторых его участков, применяют выборочный контроль и оценку повреждаемости 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 контроля, но 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.

Выборочным называют контроль, при котором толщину стенки трубы измеряют на элементарных площадках суммарной площадью $F < F_0$.

Достоверность контроля при выборочном контроле зависит от величины отношения $\beta = F/F_0$ и степени неравномерности коррозии, при этом для разных зон трубопровода β :

$$\beta = 0 - 1. \quad (7.93)$$

Рассмотрим частный случай выборочного контроля при $\beta = 1$. Такие случаи допускаются при контроле отдельных зон элементов трубопровода. При этом достоверность контроля может быть достаточно высокой, если известна мера разброса измеряемой толщины стенки (оценка среднеквадратического отклонения σ).

Оценка среднеквадратического отклонения (среднеквадратическая погрешность) σ определяется по результатам измерений на нескольких участках поверхности, находящихся в одинаковых условиях эксплуатации, по формуле:

$$\sigma = \sqrt{\frac{\sum_{k=1}^N (\delta_k - \delta_{cp})^2}{N-1}}, \quad (7.94)$$

где δ_k – результаты измерений толщин на k -х участках поверхности; δ_{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 δ_{min} с учетом неконтролируемых участков поверхности определяют для доверительной вероятности 95% по формуле:

$$\delta_{min} = \delta_{cp} - 2\sigma. \quad (7.95)$$

Дальнейшая эксплуатация трубопроводов допускается при $\delta_{min} > \delta_{omb}$.

Если имеется измеренное значение толщины стенки δ_k^{min} , меньшее, чем δ_{min} , то за значение δ_{min} принимается значение δ_k^{min} в дальнейших расчетах.

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:

$$v_{cp} = \frac{\delta_n - \delta_{min}}{\tau}, \quad (7.96)$$

где τ – время эксплуатации трубопровода, лет; δ_n – номинальная толщина стенки трубы по сертификатам;

Остаточный ресурс трубопровода определяется по формуле:

$$\tau_{ост} = \frac{\delta_{min} - \delta_{omb}}{v_{cp}}, \quad (7.97)$$

где δ_{omb} – отбраковочная толщина стенки, определяется в п.п. 7.7.2 – 7.7.4.

7.7.2. Расчет отбраковочной толщины стенки для промышленных трубопроводов

В соответствии с «Правилами по эксплуатации, ревизии, ремонту и отбраковке нефтепромысловых трубопроводов» РД 39-132-94 и «Инструкцией по проектированию, строительству и реконструкции промысловых газонефтепроводов» СП 34-116-97 отбраковочная толщина стенки, оценивающая минимальную несущую способность стенки, определяется по формулам:

$$\delta_{omb} = \frac{n p \alpha D_n}{2(R_1 + n p)} \text{ при } \frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} \geq 0,75, \quad (7.98)$$

$$\delta_{omb} = \frac{n p \alpha D_n}{(0,9 \cdot R_2^H \cdot m_3 + n p)} \text{ при } \frac{R_2^H m_3}{R_1^H m_2} < 0,75, \quad (7.99)$$

где δ_{omb} – толщина стенки трубы или трубной детали, при достижении которой в процессе износа не допускается эксплуатация труб и деталей, и они должны быть изъяты и заменены, м; p – рабочее давление в трубопроводе, МПа; D_n – наружный диаметр трубы или детали, м; n – коэффициент надежности по нагрузке, для рабочего давления в трубопроводе принимаемый 1,2; 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 отвода R к наружному диаметру трубы D_n , равному 1, $\alpha = 1,15$ при $(R/D_n) = 1,5$, $\alpha = 1$ при $(R/D_n) = 2$ и более; R_1 – расчетное сопротивление материала труб и деталей трубопроводов, МПа, определяемое по формуле:

$$R_1 = R_1^H \cdot m_1 \cdot m_2 \cdot K_1. \quad (7.100)$$

R_1^H – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению временного сопротивления разрыву металла труб, принимаемое по ГОСТ или ТУ на соответствующие трубы, МПа; R_2^H – нормативное сопротивление, равное наименьшему значению предела текучести при растяжении, сжатии и изгибе материала труб, принимаемое по ГОСТ или ТУ на соответствующие трубы, МПа; m_1 – коэффициент условий работы материала труб при разрыве, $m_1 = 0,9$; m_2 – коэффициент условий работы трубопровода, величина которого принимается в зависимости от транспортируемой среды: для токсичных, горючих, взрывоопасных и сниженных 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 промысловых трубопроводов – $m_3 = 1$; 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 углеродной и нормализованной стали низколегированной $K_1 = 0,85$.

В том случае, если при проведении диагностики фактические сопротивления растяжению оказались меньше нормативных, в качестве прочностных характеристик металла используются их фактические значения с теми же коэффициентами.

Если рассчитанное по формуле (7.98) или (7.99) значение отбракованной толщины окажется меньше регламентируемого в п.7.5.4 РД 39-132-94 для соответствующего диаметра (табл. 7.1), то для дальнейших расчетов принимается табличное значение.

Таблица 7.1

Наименьшая допустимая толщина стенки трубы при отбраковке

Нарушенный диаметр D_n , мм	≤108(114)	≤219	≤325	≤377	≥426
Минимальная допустимая толщина стенки, мм	2,0	2,56	3,0	3,5	4,0

7.7.3. Расчет отбраковочной толщины стенки магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов

Расчеты основаны на положениях РД 39-00147105-016-98 [101] и СНиП 2.05.06-85* [114].

Отбраковочная толщина стенок труб в случае отсутствия вмятин, гофр и трещиноподобных дефектов с учетом геометрических отклонений, общей неравномерной коррозии, коррозионных язв, и деформационного старения стали может быть определена по характеристикам прочности из условия равновесия кольцевого сечения трубы:

$$\delta_{омб} = \frac{npD_n}{2(R_1^{dd} + np)} \quad (7.101)$$

и из условий предотвращения недопустимых пластических деформаций и потери местной устойчивости стенки в местах концентрации напряжений, вмятин и гофр:

$$|\sigma_{np}^n| \leq \psi_3 \cdot \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^{dd}; \quad (7.102)$$

$$\sigma_{кн}^n \leq \frac{m}{0,9 \cdot k_n} \cdot R_2^{dd}, \quad (7.103)$$

где n – коэффициент надежности по рабочему давлению по СНиП 2.05.06-85*, $n = 1,1$; p – рабочее давление, МПа; D_n – наружный диаметр трубопровода, м; R_1^{dd} – расчетное сопротивление стали по пределу прочности для конкретного участка эксплуатируемого трубопровода, имеющего дефекты, по формуле (7.106), МПа; $|\sigma_{np}^n|$ – наибольшие по абсолютной величине продольные напряжения в стенке трубы на участке поворота упругим изгибом, рассчитанные при коэффициенте надежности по рабочему давлению $n = 1$:

$$\sigma_{np}^n = \mu \frac{pD_{вн}}{2\delta_{сп}} - \alpha_1 E \Delta t \pm \frac{ED_n}{\rho}, \quad (7.104)$$

где $\delta_{сп}$ – средняя толщина стенки, вычисленная по результатам контроля в соответствии с положениями п. 7.7.1, м; α_1 – коэффициент линейного расширения, град⁻¹; Δt – расчетный перепад температуры, °С, вычисляемый в соответствии с положениями главы 2; ρ – радиус упругого изгиба трубопровода; m – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый по СНиП [114]; k_n – коэффициент надежности трубопровода по назначению, принимаемый по [114]; $\sigma_{кн}^n$ – кольцевые напряжения в стенке трубопровода при $n = 1$, рассчитанные для $\delta_{сп}$, МПа:

$$\sigma_{кн}^n = \frac{p \cdot D_{вн}}{2\delta_{сп}}; \quad (7.105)$$

ψ_3 – коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние, определяется по формуле (2.50); R_2^{dd} – расчетное сопротивление стали по физическому или условному пределу текучести $\sigma_T(\sigma_{0,2})$, определяемое для конкретного участка трубопровода, имеющего дефекты, по формуле (7.107).

Расчетные сопротивления для дефектной трубы по пределу прочности и пределу текучести:

$$R_1^{dd} = \frac{R_1}{c_D \cdot b_1 \cdot K_1 \cdot K_\sigma}, \text{ МПа}; \quad (7.106)$$

$$R_2^{dd} = \frac{R_2}{c_D \cdot b_1 \cdot K_1 \cdot K_\sigma}, \text{ МПа}, \quad (7.107)$$

где c_D – коэффициент деформационного старения стали, принимается по [101]; b_1 – коэффициент, устанавливаемый в зависимости от характера коррозионного износа стенки трубы и распределения коррозионных язв на стенках труб и наличия царапин, рисков:

$$b_1 = \frac{W}{W_\phi} \cdot K_2, \quad (7.108)$$

W – начальный момент сопротивления сечения трубы, определяется по диаметру и номинальной толщине стенки, м³; W_ϕ – фактический момент сопротивления дефектного сечения, м³, определяемый по установленной минимальной толщине стенки трубы; K_2 – коэффициент концентрации напряжений на дефектном участке, определяемый из справочной литературы, например, [54]; K_1 – коэффициент, устанавливаемый в зависимости от овальности сечения ремонтируемого участка трубопровода [54;101]; K_σ – коэффициент, учитывающий наличие геометрических дефектов сварки и смещения кромок свариваемых труб, вычисляемый по формуле:

$$K_\sigma = (1 + 0,12 \cdot K_{\sigma i}), \quad (7.109)$$

где $K_{\sigma i}$ – теоретический коэффициент концентрации напряжений, определяемый по таблицам приложений [101] или вычисляемый по рекомендациям, приведенным в работах [55,87]; R_1, R_2 – расчетные сопротивления стали трубы, вычисляемые по формулам СНиП 2.05.06 – 85* [114].

Расчет по формулам (7.102) и (7.103) выполняется методом итерации, путем перебора значений толщины стенки, начиная с минимальной установленной, до выполнения (7.102) и (7.103) по знаку равенства.

Из значений отбраковочной толщины, полученных по формулам (7.101, 7.102, 7.103) принимают наименьшее для подстановку в формулу (7.97) при определении остаточного ресурса трубопровода.

7.7.4. Определение отбраковочной толщины стенки магистральных газопроводов и отводов

Отбраковочная толщина стенки для магистральных газопроводов, отводов и трубопроводов, перечисленных в СНиП 2.05.06-85* (114), в которых отсутствует стресс-коррозия, определяется в соответствии с положениями ВСН 39-1.10-009-2002 «Инструкция по отбраковке и ремонту труб линейной части магистральных трубопроводов. – ООО «ВНИИГАЗ», 2002 г.». Данная инструкция не распространяется на отбраковку труб со стресс-коррозионными дефектами, трещинами, вмятинами, гофрами и дефектами сварных швов.

Целью отбраковки является обследование дефектов, уменьшающих толщину стенки, классификация ее по размерам и взаимному расположению, установление необходимости ремонта и определение вида ремонта в соответствии с табл. 7.2.

Таблица 7.2

Сочетание размеров единичных дефектов труб, подлежащих ремонту при отбраковке

Относительная глубина дефекта, e	Длина дефекта вдоль образующей*, мм	Ширина дефекта в кольцевом направлении, мм	Ремонтопригодность дефекта
0,20 – 0,30	14 – 28	17мм- 0,7D _n	Подлежит ремонту с шлифовкой
0,30 – 0,35	10 – 20	25мм-0,7D _n	Подлежит ремонту с применением полимерных композитных или металлических муфт
0,35 – 0,40	8 – 16	33мм-0,6D _n	
0,40 – 0,45	7 – 14	40мм-0,6D _n	
0,45 – 0,50	6 – 12	60мм-0,6D _n	
0,50 – 0,55	5 – 10	70мм-0,5D _n	Подлежит ремонту с применением металлических муфт
0,55 – 0,65	4 – 8	80мм-0,5D _n	
0,65 и более	Независимо от длины и ширины дефекта		Подлежит ремонту сваркой заплаты, катушки из новой трубы или установкой усиливающей металлической муфты.

* – Длина дефекта вдоль образующей ограничена шириной муфт, применяемых при ремонте в соответствии с РД 558 – 97, ВРД 39 – 1. 10 – 013 – 2000 и ВСН 39 – 1. 10 – 001 – 99.

При отклонении одного из параметров (длины или ширины) от указанных в табл. 7.2 ограничений в пределах одной зоны относительной глубины дефектное место должно быть вырезано или упрочнено установкой ремонтных муфт.

Для оценки отбраковочной толщины вычисляется относительное значение глубины дефекта:

$$e = \frac{A}{\delta_n}, \quad (7.110)$$

где A – глубина дефекта, мм; δ_n – номинальная толщина стенки, установленная по бездефектному участку и сверенная с технической документацией, мм.

По величине e и остальным размерам дефекта находится соответствующая строка в табл. 7.2 и из интервала относительных глубин выбирается наибольшая в данной строке, т. е. правая граница интервала.

Далее вычисляется отбраковочная толщина по формуле:

$$\delta_{отб} = \delta_n \cdot (1 - e_{max}). \quad (7.111)$$

При одновременном присутствии на одной трубе или трубной детали нескольких дефектов с разными глубинами отбраковочная глубина определяется по максимальной глубине дефектов.

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

Расчет выполняется в соответствии с ОСТ 153-39.4-010-2002 [87] и рекомендациями «Методики вероятностной оценки остаточного ресурса технологических стальных трубопроводов. НТП «Трубопровод». – М.: ВНИПИнефть, согл. Госгортехнадзором России 11.01.96г.»

Методика разработана для расчета остаточного ресурса технологических трубопроводов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств с использованием допускаемых напряжений для характеристики прочности стали.

Методика не рассматривает сероводородосодержащие среды, высокотемпературные и иные условия, приводящие к водородному или иному механизму растрескивания, поэтому она применима для расчета остаточного ресурса промысловых и магистральных трубопроводов при условии соответствия расчетных характеристик сталей требованиям РД 39-132-94, СП 341-116-97 и СНиП 2.05.06-85*.

При прогнозировании остаточного ресурса трубопровода по изменению текущей толщины стенки δ и при постоянном значении расчетного сопротивления стали или допускаемых напряжений единственной характеристикой технического состояния является износ стенки. Тогда

внутреннее давление, которое может выдержать элемент трубопровода, можно определить по формуле:

- для промысловых трубопроводов

$$p_0 = \frac{2\delta R_1}{n(\alpha D_n - 2\delta)}; \quad (7.112)$$

- для магистральных трубопроводов

$$p_{\text{раб}} = \frac{2\delta R_1}{n(\alpha D_n - 2\delta)}; \quad (7.113)$$

- для технологических трубопроводов нефтеперерабатывающих и нефтехимических производств

$$p_{\text{max}} = \frac{2[\sigma]\varphi(\delta_n - c)}{D_n - (\delta_n - c)}; \quad (7.114)$$

где α – коэффициент несущей способности, учитывающий наличие сварных стыков на трубах и деталях и соотношение размеров по РД 39-132-94; δ – текущее значение толщины стенки; R_1 – расчетное сопротивление стали, определяемое: для промысловых трубопроводов по РД 39-132-94, для магистральных – по СНиП 2.05.06 – 85; D_n – наружный диаметр трубопровода; φ – коэффициент прочности продольного сварного шва; δ_n – номинальная толщина стенки; c – суммарная прибавка к толщине стенки технологических трубопроводов на технологический допуск и коррозию; $[\sigma]$ – допускаемое напряжение для стали технологических трубопроводов.

Текущую толщину стенки представим в следующем виде:

$$\delta = \delta_n - \Delta_0 - \Delta, \quad (7.115)$$

где δ_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 (7.115), может быть записано в следующем виде:

$$p_{0n}(1 - \bar{\Delta}_0 - \bar{\Delta}) \geq p, \quad (7.116)$$

где p_{0n} – допустимое давление; $\bar{\Delta}_0$ – относительное технологическое изменение толщины стенки; $\bar{\Delta}$ – относительный износ стенки;

$$p_{0n} = \frac{2\delta_n R_1}{n(\alpha D_n - \delta_n)}; \quad (7.117)$$

$$\bar{\Delta}_0 = \frac{\Delta_0}{\delta_n}; \quad (7.118)$$

$$\bar{\Delta} = \frac{\Delta}{\delta_n}. \quad (7.119)$$

В формуле (7.116) 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 (7.116) условие прочности трубопровода в терминах относительного износа можно представить в виде:

$$[\bar{\Delta}] \geq \bar{\Delta}, \quad (7.120)$$

$$[\bar{\Delta}] = 1 - \frac{\delta_R}{\delta_n} - \bar{\Delta}_0. \quad (7.121)$$

Здесь $[\bar{\Delta}]$ и $\bar{\Delta}$ – допустимый и текущий относительный износ стенки; $\bar{\Delta}_0$ – начальное изменение толщины стенки;

$$\bar{\Delta}_R = \frac{\delta_R}{\delta_n} = \frac{p}{p_{0n}}. \quad (7.122)$$

Исходная информация для расчета остаточного ресурса заключается в следующем. Пусть за период эксплуатации трубопровода было проведено n диагностирований в моменты времени t_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 δ_k ($k=1, 2, \dots, N$).

Процесс износа стенки можно описать степенной функцией:

$$\bar{\Delta} = a \cdot \tau^m, \quad (7.123)$$

где a – случайный параметр; m – детерминированный параметр.

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

При $m = 1$ износ осуществляется с постоянной скоростью, при $m > 1$ износ ускоряется в процессе 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 $\bar{\Delta}_{cp}$, а затем методом наименьших квадратов строится линейная зависимость в координатах $lg \bar{\Delta}_{cp} - \tau_i$. В результате по формуле (7.123), 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 $\bar{\Delta}_{0cp} = 0$. Необходимые для расчетов значения среднего относительного износа трубопровода на момент i -го диагностирования определяют по формуле:

$$\bar{\Delta}_{cp} = \frac{1}{N_i} \sum_{k=1}^{N_i} \left(1 - \frac{\delta_k}{\delta_{нк}} \right), \quad (7.124)$$

где δ_k — текущая толщина стенки в месте k -го замера; $\delta_{нк}$ — номинальная толщина стенки диагностируемого элемента в месте k -го замера.

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

Статистическая оценка среднего квадратического отклонения параметра a определяется по формуле:

$$S_a = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{k=1}^{N_i} \left(\frac{\bar{\Delta}_k^2 - S_0^2}{\tau_i^{2m}} - a_{cp}^2 \right)}, \quad (7.125)$$

где $\bar{\Delta}_k = \frac{\delta_n - \delta_k}{\delta_n}$; S_0 — оценка начального среднеквадратического 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 — оценка среднеквадратического отклонения относительной толщины стенки в момент времени τ_d , определяемый по данным измерений по формуле:

$$S_\delta = \sqrt{\frac{1}{N_i - 1} \sum_{k=1}^{N_i} (\bar{\Delta}_k - \bar{\Delta}_{cp})^2}. \quad (7.126)$$

Предположим, что допускаемый относительный износ $[\bar{\Delta}]$ тоже имеет нормальное распределение. Тогда из уравнения (7.121) его среднее значение с учетом условия $\bar{\Delta}_{0cp} = 0$ (здесь и далее номер i рассматриваемого диагностирования при $[\bar{\Delta}]_{cp}$ опущен для упрощения записи):

$$[\bar{\Delta}]_{cp} = \frac{1}{k} \sum_{l=1}^k \left[1 - \left(\frac{\delta_R}{\delta_{нl}} \right) \right] = 1 - \left(\frac{\delta_R}{\delta_{нcp}} \right). \quad (7.127)$$

С достаточной для практических целей точностью в трубопроводах одного доминирующего условного прохода можно использовать в качестве относительного среднего значения толщины величину $\left(\frac{\delta_R}{\delta_{нcp}} \right)$.

Дисперсия допустимого относительного износа определяется по формуле

$$S_{[\bar{\Delta}]}^2 = S_0^2 + S_{\delta_n}^2, \quad (7.128)$$

где S_0^2 и $S_{\delta_n}^2$ — дисперсии начального технологического отклонения и значений $\bar{\Delta}_R = \frac{\delta_R}{\delta_n}$ 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 $\frac{\delta_R}{\delta_n}$ для фасонных деталей ниже, чем для прямых труб. Поэтому с достаточной для практических целей точностью можно при отсутствии подробных данных при диагностировании принять $S_{[\bar{\Delta}]} = S_0 = 0,05$.

Вероятность выполнения условия (7.120), т.е. вероятность безотказной работы на интервале времени от 0 до τ_d , является функцией надежности и обозначается как

$$P(\tau_d) = P_r \{ [\bar{\Delta}] \geq \bar{\Delta}, 0 \leq \tau \leq \tau_d \}, \quad (7.129)$$

где P_r — обозначение вероятности события.

Гамма-процентный остаточный ресурс получаем из решения следующего уравнения:

$$\frac{\gamma}{100} = \frac{P(\tau_d + \tau_{ocm})}{P(\tau_d)}, \quad (7.130)$$

где $\frac{\gamma}{100}$ — условная вероятность безотказной работы; τ_d — время эксплуатации трубопровода на момент диагностирования; τ_{ocm} — гамма-процентный остаточный ресурс.

Величина $\gamma\%$ выбирается в зависимости от ответственности трубопровода в пределах от 90 до 99.

Учитывая, что параметры $\bar{\Delta}$ и $[\bar{\Delta}]$ имеют нормальное распределение вероятности, получаем в соответствии с (7.130) следующее выражение для вероятности безотказной работы на интервале времени от 0 до τ_d :

$$P(\tau_d) = \Phi \left(\frac{[\bar{\Delta}]_{cp} - a_{cp} \cdot \tau_d^m}{\sqrt{S_{[\bar{\Delta}]}^2 + S_a^2 \cdot \tau_d^{2m}}} \right), \quad (7.131)$$

где Φ — табулированная функция Лапласа.

Записав аналогичное выражение для $P(\tau_d + \tau_{ocm})$ и подставив его вместе с (7.131) в (7.130), получим:

$$(7.123) \quad \frac{\gamma}{100} = \frac{\Phi\left(\frac{[\bar{A}]_{cp} - a_{cp} \cdot (\tau_d + \tau_{ocm})^m}{\sqrt{S_{[\bar{A}]^2} + S_a^2 \cdot (\tau_d + \tau_{ocm})^{2m}}}\right)}{\Phi\left(\frac{[\bar{A}]_{cp} - a_{cp} \cdot \tau_d^m}{\sqrt{S_{[\bar{A}]^2} + S_a^2 \cdot \tau_d^{2m}}}\right)} \quad (7.132)$$

Необходимо учитывать, что износ стенки не может быть отрицательной величиной, а принятый нормальный закон распределения параметра a 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 (7.132), то можно полагать, что ее влияние на величину их отношения будет невелико. Таким образом, в практических расчетах формулой (7.133) можно пользоваться во всем практически значимом диапазоне значений коэффициента вариации.

$$\text{Обозначим } \Gamma = \frac{\gamma}{100} \cdot \left(\Phi \frac{[\bar{A}]_{cp} - a_{cp} \cdot \tau_d^m}{\sqrt{S_{[\bar{A}]^2} + S_a^2 \cdot \tau_d^{2m}}} \right) \quad (7.133)$$

Точечная оценка остаточного ресурса определяется из следующего уравнения, вытекающего из (7.132):

$$U_{\Gamma} = \frac{[\bar{A}]_{cp} - a_{cp} \cdot (\tau_d + \tau_{ocm})^m}{\sqrt{S_{[\bar{A}]^2} + S_a^2 \cdot (\tau_d + \tau_{ocm})^{2m}}}, \quad (7.134)$$

где U_{Γ} — квантиль нормального распределения.

При равенстве нулю первого слагаемого в подкоренном выражении уравнения (7.134) из него можно получить следующую точечную оценку остаточного ресурса:

$$\tau_{ocm} = \left(\frac{[\bar{A}]_{cp}}{S_a \cdot U_{\Gamma} + a_{cp}} \right)^{1/m} - \tau_d \quad (7.135)$$

Для получения общего решения обе части уравнения (7.134) возведем в квадрат и после преобразований получим

$$\tau_{ocm} = \tau_d \cdot (Q^2 - 1), \quad (7.136)$$

где

$$Q = \frac{[\bar{A}]_{cp} \Delta - U_{\Gamma} \cdot \sqrt{S_a^2 \cdot [\bar{A}]_{cp}^2 + S_{[\bar{A}]^2} \cdot (\bar{A}_{cp}^2 - U_{\Gamma}^2 \cdot S_a^2)}}{\bar{A}_{cp}^2 - U_{\Gamma}^2 \cdot S_a^2}; \quad (7.137)$$

$[\bar{A}]_{cp}$ и \bar{A}_{cp} — допускаемое и текущее средние значения относительного износа при диагностировании в момент времени τ_d ; S_a и $S_d = \sqrt{S_a^2 - S_0^2}$ — средние

квадратические отклонения допускаемого и текущего значений относительного износа (если $S_a \leq S_0$, то полагается $S_a = 0$); U_{Γ} — квантиль нормального распределения, соответствующий вероятности

$$\text{обн.} \quad \Gamma = \frac{\gamma}{100} \cdot \left(\Phi \frac{[\bar{A}]_{cp} - \bar{A}_{cp}}{\sqrt{S_{[\bar{A}]^2} + S_a^2}} \right) \quad (7.138)$$

По уравнениям (7.136) – (7.138) 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 (7.136) – (7.138), 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 \bar{A}_{cp} в формулы подставляются следующие приближенные оценки, полученные аппроксимацией точных оценок по РД 09-102-95 при $N \geq 5$:

$$\bar{A}_{cp} = \bar{A}_{cp} + U_d \cdot \frac{S_d}{\sqrt{N-2}} \quad \text{и} \quad S_d = S_d + U_d \cdot \frac{S_d}{\sqrt{2N-8}}; \quad (7.139)$$

$$Q = \frac{[\bar{A}]_{cp} \bar{A}_{cp} - U_{\Gamma} \cdot \sqrt{S_a^2 \cdot [\bar{A}]_{cp}^2 + S_{[\bar{A}]^2} \cdot (\bar{A}_{cp}^2 - U_{\Gamma}^2 \cdot S_a^2)}}{\bar{A}_{cp}^2 - U_{\Gamma}^2 \cdot S_a^2} \quad (7.140)$$

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 трубопроводов принимают значение регламентированной вероятности 95%. Значение 0,95 рекомендуется принимать в качестве доверительной вероятности d .

Необходимые для расчета остаточного ресурса значения квантилей нормального распределения U_{β} , соответствующие вероятности β , приведены в табл. 7.3. Если в расчетах необходимо определить квантиль U_q , то β заменяется на q , а если нужно значение U_p , то вместо β подставляется 0,01 и т.д.

Таблица 7.3

Квантили нормального распределения										
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 $[\Delta]$. 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 средноквадратическое отклонение, определенные в момент диагностирования τ_d . Тогда их текущие значения при $\tau \geq \tau_d$ определяются по формулам:

$$[\Delta]_{cp}(\tau) = [\Delta]_{cp} \cdot F(\tau); S_{[\Delta]}(\tau) = S_{[\Delta]} \cdot F(\tau). \quad (7.141)$$

Здесь $F(\tau)$ – монотонно убывающая функция времени, равная единице при $\tau = \tau_d$. Уравнение для точечной оценки остаточного ресурса вместо (7.134) записывается в следующем виде:

$$U_\Gamma = \frac{[\Delta]_{cp} \cdot F(\tau_{ocm} + \tau_d) - \bar{\Delta}_{cp} \cdot \left(1 + \frac{\tau_{ocm}}{\tau_d}\right)^m}{\sqrt{S_{[\Delta]}^2 + S_a^2 \cdot \left(1 + \frac{\tau_{ocm}}{\tau_d}\right)^{2m}}}. \quad (7.142)$$

Задача решается достаточно просто при линейных функциях 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 расчетные сопротивления не изменились в процессе эксплуатации.

7.9. Расчет напряженно-деформированного состояния трубопроводов на криволинейных участках с учетом циклических воздействий

Проверка прочности и устойчивости подземных трубопроводов выполняется в соответствии с положениями СНиП 2.05.06-85 [114]. При этом продольные усилия следует определять с учетом продольных и поперечных перемещений трубопровода.

Характер и величина перемещения подземных трубопроводов зависят от свойств грунта, начального проектного очертания продольной оси, характера нагрузок и воздействий сложным образом. Исследованиями напряженно-деформированного состояния сложных участков (повороты, выпуклые кривые, места выхода на поверхность, чередующиеся слабые и обводненные грунты)

установлен факт влияния изменчивости продольных усилий в трубопроводах на степень заземления труб в грунтах и распределения перемещений и напряжений.

Для проверки прочности криволинейного участка подземного трубопровода необходимо определить все нагрузки и воздействия, с учетом всех видов продольных деформаций грунта на различных стадиях напряженного состояния.

Рассмотрим расчетную схему поворота участка подземного трубопровода имеющего искривления в горизонтальной и вертикальной плоскостях (рис 7.12) Определяется сопротивление грунта горизонтальным перемещениям:

$$q_z = \gamma_{cp} h D_n \operatorname{tg}^2 \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + 2c_{cp} D_n \operatorname{tg} \left(45^\circ + \frac{\varphi}{2} \right) + (\gamma_{cp} h D_n + q_{mp}) \cdot \operatorname{tg} \varphi, \quad (7.143)$$

где γ_{cp} – удельный вес грунта; h – начальная глубина заложения до оси трубопровода; D_n – наружный диаметр трубопровода; φ_{cp} – угол внутреннего трения грунта, град; c_{cp} – сцепление грунта; q_{mp} – масса единицы длины трубопровода с изоляцией и газом.

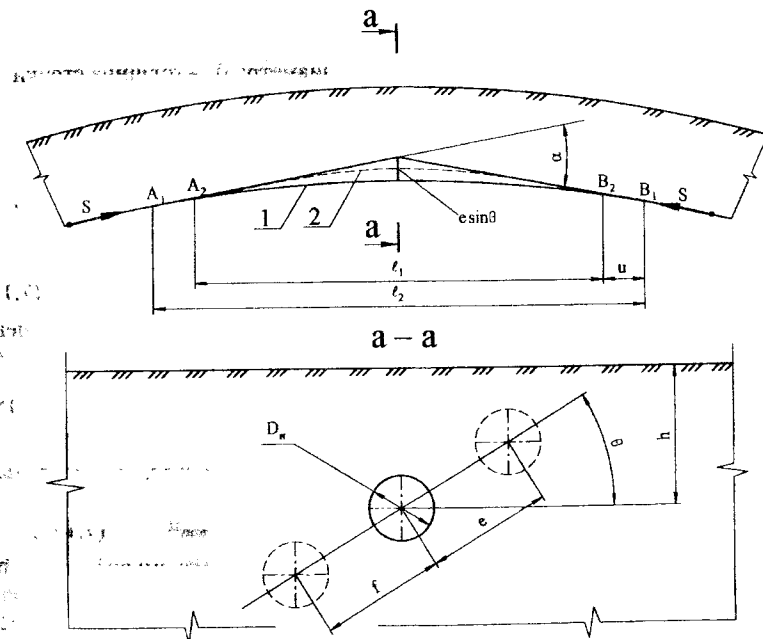


Рис 7.12. Расчетная схема криволинейного участка
Сопротивление грунта вертикальному перемещению по формулам:

$$q_{\theta} = q_{mp} + \gamma_{zp} D_n^2 \left(\frac{h}{D_n} + \frac{h^2}{D_n^2} \operatorname{tg} \beta - \frac{\pi}{8} \right), \quad (7.144)$$

где

$$\operatorname{tg} \beta = \operatorname{tg} \varphi + 4,93 e^{-1,7 \frac{h}{D_n}}. \quad (7.145)$$

Сопротивление грунта поперечному перемещению в плоскости поворота, наклоненной под углом θ к горизонту:

$$q_{\theta} = q_{\theta} + (q_{\theta} - q_{\theta}) \cdot e^{-2,5 \theta \cdot (h \cdot D_n)^{1/3}}. \quad (7.146)$$

Критическая сила Эйлера для прямолинейного участка:

$$S_{кр} = \frac{\pi^2 EI}{\ell_1^2}, \quad (7.147)$$

где E – модуль упругости стали; ℓ_1 – длина хорды изогнутого участка.

Нормативные кольцевые напряжения в стенке трубопровода от рабочего давления:

$$\sigma_{кц} = \frac{P_{раб} \cdot D_{вн}}{2\delta}, \quad (7.148)$$

где $P_{раб}$ – рабочее давление; $D_{вн}$ – внутренний диаметр; δ – толщина стенки трубы.

Продольное сжимающее усилие:

$$S'' = (0,2\sigma_{кц} + \alpha_l E \Delta t) F, \quad (7.149)$$

где α_l – коэффициент линейного расширения металла трубы; F – площадь поперечного сечения стенок трубы.

Параметр эквивалентного продольного сжимающего усилия S :

$$m^2 = S'' : S_{кр}. \quad (7.150)$$

Приращение стрелки прогиба, определяемое без учета перемещения прилегающих участков:

$$\Delta f = \frac{m^2}{1 - m^2} \left(f_1 - \frac{4q_{\theta} \ell_1}{\pi^3 S} \right). \quad (7.151)$$

Предельные касательные напряжения для данного грунта, определяемые по зависимости Кулона:

$$\tau_{np} = \gamma_{zp} h \operatorname{tg} \varphi_{zp} + c_{zp}. \quad (7.152)$$

Коэффициент сопротивления продольным перемещениям при однократном приложении нагрузки:

$$k = 0,146 + 4,68h. \quad (7.153)$$

Упругая составляющая перемещения конца прилегающего участка:

$$u_y = \frac{\tau_{np}}{k_u}. \quad (7.154)$$

Проверяется возможность образования участков пластической связи при перемещении прилегающего полубесконечного трубопровода.

Параметр зависящий от продольной жесткости трубопровода:

$$\beta_m = \sqrt{\frac{\pi D_n k_u}{EF}}. \quad (7.155)$$

Предельное значение продольного усилия:

$$P_{01np} = \frac{\tau_{np} \beta_m EF}{k_u}. \quad (7.156)$$

Если образуются участки пластической связи, определяется пластическая условно-мгновенная составляющая продольного перемещения конца прилегающего участка для первого цикла приложения растягивающего усилия, равного эквивалентному сжимающему усилию от действия давления и температуры после ввода в эксплуатацию с учетом упругого отпора изогнутой части трубопровода.

Коэффициент, характеризующий сопротивление перемещению конца прилегающего полубесконечного трубопровода со стороны изогнутого участка трубопровода:

$$\eta = \frac{45EI}{4f_1^2 \ell_1}. \quad (7.157)$$

Параметр, зависящий от упругого перемещения трубопровода в грунте и сопротивления изогнутой части трубопровода:

$$A = S - \eta u_y. \quad (7.158)$$

Параметр, зависящий от продольной жесткости трубы и предельных касательных напряжений в грунте:

$$B = 2EF\pi D_n \tau_{np}. \quad (7.159)$$

Пластическая условно-мгновенная составляющая продольного перемещения:

$$u_{пл} = \frac{A}{\eta} + \frac{B}{2\eta^2} + \frac{1}{2} \sqrt{\left(\frac{2A}{\eta} + \frac{B}{\eta^2} \right)^2 - \frac{4(A^2 - P^2_{01np})}{\eta^2}}. \quad (7.160)$$

Ползучие перемещения конца прилегающего участка трубопровода:

$$u_{пол} = n_u \cdot [k_2 (\tau_{np} - \tau_1)^{a_1} + k_2 t_1 (\tau_{np} - \tau_1)^{a_2}], \quad (7.161)$$

где τ_1 – порог ползучести грунта; τ_2 – предел ползучести; k_1, k_2, a_1, a_2 – параметры ползучести грунта; n_u – расчетное число циклов нагружения;

Циклическое накопленное перемещение конца прилегающего участка:

$$u_{цикл} = \frac{1}{EF} \left(\sum_{i=1}^n \frac{T_i e^{-\beta_{H_i} x}}{\beta_{H_i}} - \sum_{i=2}^n \frac{T_{i-1} e^{-\beta_{P(i-1)} x}}{\beta_{P(i-1)}} \right), \quad (7.162)$$

где β_{ni} – коэффициент, зависящий от сопротивления грунта продольным перемещениям трубопровода в i -том цикле нагружения; $\beta_{p(i-1)}$ – коэффициент, зависящий от сопротивления грунта продольным перемещениям после снятия растягивающего усилия в предыдущем цикле.

Коэффициенты принимаются по экспериментальным данным, приведенными в табл. 7.4.

Суммарные продольные перемещения конца прилегающего прямолинейного участка с одной стороны, определяемые с учетом всех силовых факторов:

$$u = u_y + u_{ля} + u_{ля} + u_{цикл, i} \quad (7.163)$$

Таблица 7.4

Коэффициенты β_{ni} и β_{pi}

Номер цикла	1	2	3	4	5	6	7	8
$\frac{\beta_{ni}}{\beta_{n1}}$	1,00	1,04	0,98	0,92	0,86	0,844	0,816	0,8
β_{ni}	0,052	0,054	0,051	0,048	0,045	0,044	0,043	0,040
$\frac{\beta_{pi}}{\beta_{p1}}$	1,370	1,160	1,040	0,956	0,910	0,880	0,830	0,820
β_{pi}	0,072	0,060	0,055	0,050	0,047	0,046	0,043	0,041

Стрелка прогиба, определенная от действия всех нагрузок и воздействий:

$$f_2 = \sqrt{(f_1 + \Delta f)^2 + \frac{8\ell_1 u}{\pi^2}} \quad (7.164)$$

Приращение стрелки прогиба изогнутого участка:

$$e = f_2 - f_1 \quad (7.165)$$

Определяются продольные напряжения в стенке трубы от нормативной продольной силы по формуле:

$$\sigma_{np}^n = \frac{S_n}{F} + \frac{S_n \cdot e}{W} \quad (7.166)$$

и находится коэффициент, учитывающий двухосное напряженное состояние стенки трубы ψ_3 по формуле (2.50).

Проверка отсутствия пластических деформаций производится для сжатой зоны изогнутого трубопровода по условию (2.46).

В случае выполнения условия (2.46) и отсутствия пластических деформаций, а, значит, и потери местной устойчивости стенки трубы,

выполняется проверка общей устойчивости криволинейного участка трубопровода по условию (2.69), при этом расчетное продольное сжимающее усилие находим по формуле (2.61), а расчетные кольцевые напряжения по формуле (2.9).

Для криволинейного участка подземного трубопровода, уложенного вставками холодного гнуща, продольная критическая сила определяется по формуле [2]:

$$N_{кр} = \frac{5\pi^2 \cdot EI}{L_{кр}^2} - \frac{5c_p \cdot L_{кр}^2}{9\pi^2}, \quad (7.167)$$

где $L_{кр}$ – расчетная длина волны выпучивания; c_p – коэффициент нагрузки грунта при поперечном перемещении трубопровода, определяемый по зависимости:

$$c_p = \frac{q_0}{h + D_n / 2}, \quad (7.168)$$

где q_0 – сопротивление грунта поперечному перемещению трубопровода, определяемое по формуле (7.146); h – глубина заложения до оси трубопровода.

Критическая длина волны выпучивания для участка трубопровода, выполненного гнущими вставками, определяется из выражения:

$$L_{кр}^2 = \frac{265EI}{q_0 \rho_0 \left(1 + \frac{80EI \cdot c_p}{q_0 \rho_0^2}\right)}, \quad (7.169)$$

где ρ_0 – радиус изгиба трубопровода.

После вычислений и сравнения усилий по формуле (2.60) делается вывод об общей устойчивости криволинейного участка трубопровода.

7.10. Примеры расчетов

Пример 7.1. Рассчитать вероятность отказа стенки магистрального газопровода диаметром 1220 мм.

Материал труб – сталь 17Г1С-У. Допустимое значение вероятности отказа $V_{дон} = 0,02$. Остальные исходные данные приведены в таблице.

Номер случайного значения	1	2	3	4	5
Рабочее давление, МПа	7,4	7,5	7,6	7,3	7,2
Предел прочности, МПа	590	580	577	598	570
Перепад температур, °С	-35	36	34	33	37