

2. Коррозия и долговечность магистральных трубопроводов

В данной главе проведен анализ существующих моделей коррозионного износа трубопроводов. Обоснован выбор базовой зависимости скорости коррозии от среднего напряжения и состава сплава, из которого изготовлен трубопровод, представленной в работе [70], для использования в программно-аналитического комплекса. Разработано и описано семейство моделей для оценки времени до наступления предельного состояния участка магистрального трубопровода в условиях коррозионного износа, под действием переменных нагрузок и износа средств защиты трубы. Представлен разработанный алгоритм оценки начальных скоростей наружной и внутренней коррозии по результатам аппаратной диагностики. Выполнена оценка адекватности модели оценки ВНПС в условиях коррозионного износа, действия переменных нагрузок и износа средств защиты трубы. Продемонстрирован пример расчета ВНПС на основе разработанной модели.

2.1. Модели коррозионного износа трубопроводов

Прежде чем переходить к рассмотрению анализа моделей коррозии и использованию их в расчетах долговечности, рассмотрим типы коррозионных процессов и виды коррозионных разрушений.

Самопроизвольно протекающий процесс разрушения металлов в результате взаимодействия с окружающей средой, происходящий с выделением энергии и рассеиванием вещества (рост энтропии), назван в [63] коррозией.

Типы коррозионных процессов:

1. Химическая коррозия, развивающаяся в отсутствие электролитов. Она протекает главным образом при температурах, исключающих возможность образования насыщенного пара воды. Этот вид коррозии может возникать и в неводных органических средах (галогенозамещенные и др.).

2. Электрохимическая коррозия, протекающая в электролитной среде под действием внутренних микро- или макрогальванических пар или внешней разности потенциалов. Различают следующие типы электрохимической коррозии:

- коррозия в электролитах;
- почвенная;
- атмосферная;
- коррозия в условиях механического воздействия:
 - § коррозионное растрескивание;
 - § коррозионная усталость;
 - § коррозионная кавитация;
 - § коррозионная эрозия.

Скорость продвижения коррозии можно выразить через изменение массы материала, глубину прокорродировавшей поверхностной зоны или образовавшихся питтингов, количество продуктов коррозии, изменение предела прочности, предела текучести или деформации. Изменение этих величин в единицу времени может быть мерой скорости коррозии. Другая мера - плотность коррозионного тока [52].

Обычно используются следующие единицы измерения скорости коррозии:

- изменение массы: $\text{г}/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$; $\text{мг}/(\text{дм}^2 \cdot \text{год})$;
- рост глубины коррозии: $\text{мм}/\text{год}$, $\text{мкм}/\text{год}$ ($10^{-3} \text{мм}/\text{год}$), $\text{дюйм}/\text{год}$ ($25,4 \text{мм}/\text{год}$), $\text{мил}/\text{год}$ ($25,4 \text{мкм}/\text{год}$);
- ток коррозии: $\text{А}/\text{м}^2$; $\text{мА}/\text{см}^2 = 10 \text{А}/\text{м}^2$;
- снижение пределов прочности, текучести, разрушающей деформации: $\%/ \text{год}$ от начальной величины.

Проблеме прогнозирования долговечности трубопроводов и других металлоконструкций, эксплуатирующихся в условиях коррозионных воздействий, большое внимание было уделено в работах Абдуллина И.Г., Гареев А.Г., Гутман Э.М., Иванцова О.М., Новоселова В.Ф., Стеклова О.И.,

Черняева К.В., Цикермана Л.Я. Ясина Э.М., и др.[15, 34, 59, 70, 91, 96, 101, 104 и др.]

За период до начала восьмидесятых годов достаточно полная классификация моделей коррозии с приведением зависимостей (приложение 1) приведена в [96]:

- эмпирические зависимости для расчета коррозионных потерь металлов. При этом число факторов в предложенных математических моделях не превышало четырех;
- стохастические математические модели в виде уравнений регрессии (многофакторные модели);
- математические многофакторные модели с большим числом "поправочных" коэффициентов, не учитывающие (в явном виде) время протекания коррозионного процесса и основанные на чисто "статических" представлениях о кинетике коррозии. В этого рода моделях отсутствуют какие-либо графические описания кинетики коррозии как функции времени;
- модели, не выраженные каким-либо математическим уравнением, представленные в виде набора табличных коэффициентов или номограмм, рекомендуемых для оценки коррозионного состояния металлов (в определенных агрессивных средах);
- "кибернетические" модели, фиксирующие реальные причины коррозии металла и основанные на учете также и таких явлений, как наличие в коррозионной паре внутренних обратных связей, являющихся исключительно важным фактором, в необратимом коррозионном процессе. Кибернетические модели позволяют решать задачи предсказания условий протекания коррозионного процесса, что осуществляется на основе опытной статистики предсказываемого временного ряда. При этом задача прогноза кинетической кривой коррозии сводится к задаче нахождения определенного оператора, при котором становилась бы минимальной некоторая положительная величина, зависящая от этого оператора. Кибернетическая модель коррозионной пары позволила получить в явном

виде наилучшее решение задачи предсказания будущего отрезка временного ряда на основе его статистических свойств в прошлом, а также более точно находить физическую реализацию этого решения;

- математические модели узко целенаправленного назначения, например: только для атмосферной коррозии алюминия или для подземной коррозии стали (в различных грунтах), применительно к морской воде и т. д.;
- математические модели, основанные на изучении фактических коррозионных потерь металла.

С восьмидесятых годов 20-го столетия происходит смещение интересов исследователей в область расчетов на основе законов электродинамики.

В работе [36] рассмотрены методы расчета электрохимической коррозии на основе законов электропроводности, приведено уравнение $v = \Pi_3 j_A$, где v - скорость коррозии, мм/год; Π_3 - коэффициент пропорциональности, выражаемый через электрохимический эквивалент, (мм·м²)/(год·А); j_A - плотность анодного тока, А/м².

Если в металле протекает коррозионный процесс вида $Me + nH_3O \rightarrow M^{n+} + n/2H_2 + nH_2O$, то его скорость, выраженная через ток коррозии, по [42] определяется выражением $i_{кор} = i_a^{Me} - i_k^{Me} = i_k^H - i_a^H$, где $i_k = k_1 C_{ок} \exp(-\alpha n F j / RT)$; $i_a = k_2 C_{вос} \exp(\beta x p j / RT)$; k_1, k_2 - постоянные; $C_{ок}, C_{вос}$ - концентрации окислительной и восстановительной компонент; n - число электронов, участвующих в процессе; F - постоянная Фарадея; j - электродный потенциал; α, β - числа переноса, которые при условии, что переносчиком зарядов является одна и та же величина, удовлетворяет условию $\alpha + \beta = 1$. В работах [16, 63 и др.] также представлены модели коррозии, в основу которых положены законы электродинамики.

Работа [91] содержит сведения о коррозии в виде готовых таблиц (строки - металл; столбцы - раствор, в который помещается металл; на пересечении - скорость коррозии) и графиков. Работа интересна тем, что собраны

увеличенные снимки различных типов коррозии на множестве образцов сталей и других сплавов и классифицированы.

Работы [31, 72 и др.], в основном оформленные в виде справочных пособий, содержат сведения о коррозии в виде готовых таблиц со значениями, полученными экспериментальным путем, и графиков.

На данный момент можно выделить несколько направлений развития моделей коррозии:

- развитие номограмм и табличных данных на основе сбора и систематизации экспериментальных данных, что широко представлено в справочной литературе по коррозии;
- исследование процесса коррозии, исходя из его электрохимической природы, т.е. подчинение законам электродинамики;
- с позиции термодинамики, т.е. оценивается энергия, выделяемая и поглощаемая при протекании коррозионного процесса;
- прогнозирование коррозии и определение допусков на коррозию через совершенствование методик и ГОСТ (через определение линейных размеров коррозионных повреждений, при которых эксплуатация трубопровода допустима).

В работе [15] получена аналитическая зависимость для прогнозирования долговечности трубопроводов, эксплуатирующихся в условиях общей механохимической коррозии, учитывающая напряженное состояние трубопровода и механохимическую активность металла в электролите:

$$t = \frac{1 - \sigma_0 / \sigma_T}{a} \cdot \frac{S_0}{v_0}, \quad (2.1)$$

где s_0 - начальное напряжение в стенке трубы; σ_T - предел текучести; S_0 - начальная толщина стенки трубы; v_0 - скорость коррозии стали без учета влияния на нее механических напряжений; V - молярный объем металла;

$$a = \exp \left[\frac{\sigma_T V}{RT} \right]. \quad (2.2)$$

где T - абсолютная температура; R - универсальная газовая постоянная.

Для выражения скорости коррозии " $v_0 \cdot a$ " использовалось выражение, предложенное в [70]:

$$v = v_0 \exp\left(\sigma_{\text{ср}} \frac{V}{RT}\right), \quad (2.3)$$

которое получено из модели, устанавливающей зависимость тока растворения металла i от величины гидростатического давления $i = i_0 \exp\left(\frac{\sigma_{\text{ср}} V}{RT}\right)$, где $\sigma_{\text{ср}}$ - среднее напряжение.

Для оценки долговечности магистральных трубопроводов в условиях коррозионного износа остановимся на модели коррозии, предложенной в [70].

Но в ней не учитываются влияния таких параметров, как: изоляционное покрытие, катодная защита, сезонные перепады температур и влажности, скачков внутреннего давления, а также не введено временной задержки развития коррозии (коррозионные дефекты, как правило, появляются не в начальный момент эксплуатации).

А также необходимо представить альтернативный вариант определения v_0 , так как авторы предлагают определять величины начальной скорости коррозии лабораторным путем, что не всегда возможно в условиях действующих предприятий УМН.

2.2. Разработка модели оценки долговечности корродирующих трубопроводов

Опишем базовое семейство моделей. В работе [70] представлены модели оценки коррозионно-механической прочности металлов в условиях равномерного коррозионного износа при различных напряженных состояниях в случае общей коррозии. Они включают в себя полученные в результате экспериментальных исследований закономерности и математические наработки в данной области. Чтобы определить степень поврежденности металла трубы

используется закон изменения скорости коррозии в напряженном металле (2.3), где $\sigma_{cp} = (\sigma_\theta + \sigma_r + \sigma_z) / 3$ - среднее напряжение; σ_θ , σ_r , σ_z - окружное напряжение в стенке трубы, радиальное напряжение, продольное напряжение соответственно; V и V_0 - соответственно скорости коррозии напряженного и ненапряженного металла.

Значение V_0 устанавливается экспериментально при заданных условиях коррозионного воздействия среды и температуры.

Возможны варианты использования толстостенных и тонкостенных труб. Для установления тонкостенности трубы используется соотношение $[S]/p_B > 5,5$, где $[S] = \sigma_T / n_T$ - допускаемое напряжение; p_B - давление внутреннее; n_T - коэффициент запаса прочности по пределу текучести. Также условно принято считать трубы толстостенными, если соблюдается условие $(S/2r_{cp}) > 0,1$, где S и r_{cp} - толщина и средний радиус трубы; иначе если $S/2r_{cp} < 0,1$, то труба считается тонкостенной.

Долговечность системы характеризуется его наработкой от начала эксплуатации до наступления предельного состояния.

Приведем модели определения времени до наступления предельного состояния трубы $t_{пред}$ (единица измерения - год) при различных начальных условиях в области упругих деформаций из [70], опуская промежуточные выводы.

1. Толстостенные трубы под действием внутреннего и внешнего давления.

$$t_{пред} = \frac{r_H + \frac{v_{0H}}{v_{0B}} r_B}{2 v_{0B} (p_B - p_H)} \int_{\sigma_{cp0}}^{\sigma_{cp.пр}} \frac{\left[p_B - p_H \left(\frac{1 + (p_B / \sigma_{cp})}{1 + (p_H / \sigma_{cp})} \right) \right]^2 \exp\left(- \frac{V \sigma_{cp}}{RT} \right)}{\sigma_{cp}^2 \sqrt{\frac{1 + (p_B / \sigma_{cp})}{1 + (p_H / \sigma_{cp})} \left(\frac{v_{0H}}{v_{0B}} + \sqrt{\frac{1 + (p_B / \sigma_{cp})}{1 + (p_H / \sigma_{cp})}} \right)^2}} d\sigma_{cp}, \quad (2.4)$$

где v_{0B} - начальная скорость внутренней коррозии; v_{0H} - начальная скорость наружной коррозии; $\sigma_{cp.пр}$ - среднее напряжение в предельном состоянии; σ_{cp0} -

начальное среднее напряжение; $\sigma_{\text{ср}}$ - среднее напряжение; $F_{\text{H}} = \sigma_{\text{ср}0} / \sigma_{\text{ср.пр}}$ - коэффициент использования несущей способности; $r_{\text{в}}$ - внутренний радиус трубы; $r_{\text{н}}$ - наружный радиус трубы; $p_{\text{в}}$ - давление внутреннее; $p_{\text{н}}$ - давление наружное.

Приведем остальные модели оценки времени наступления предельного состояния без промежуточных выкладок.

2. Толстостенные трубы под действием продольной силы Q , испытывают одноосное напряженное состояние при коррозии с внутренней поверхности:

$$t_{\text{пред}} = \frac{\sigma_{\text{ср}0} (r_{\text{н}}^2 - r_{\text{в}}^2)}{2 v_{0\text{в}}} \int_{\sigma_{\text{ср}0}}^{\sigma_{\text{ср.пр}}} \frac{\exp\left(-\frac{\sigma_{\text{ср}} V}{3 RT}\right)}{\sqrt{r_{\text{н}}^2 - \frac{\sigma_{\text{ср}0} (r_{\text{н}}^2 - r_{\text{в}}^2)}{\sigma_{\text{ср}}}}} d\sigma_{\text{ср}}. \quad (2.5)$$

3. Толстостенные трубы, нагруженные внутренним давлением $p_{\text{в}}$ агрессивной среды и продольной силой Q , наличие которой не изменяет величину окружных σ_{θ} и радиальных σ_r напряжений в стенке трубы:

$$t_{\text{пред}} = \frac{\sigma_{\text{ср}0} r_{\text{н}}}{2 v_{0\text{в}}} \int_{\sigma_{\text{ср}0}}^{\sigma_{\text{ср.пр}}} \exp\left(-\frac{V \sigma_{\text{ср}}}{RT}\right) \frac{1}{p_{\text{в}} + \sigma_{\text{ср}}} \sqrt{\frac{\sigma_{\text{ср}}}{p_{\text{в}} + \sigma_{\text{ср}}}} d\sigma_{\text{ср}}. \quad (2.6)$$

4. Тонкостенные трубы под действием внутреннего и внешнего давления коррозионных сред (длинная труба, плоская деформация):

$$t_{\text{пред}} = \frac{\sigma_{\text{ср}0} S_0}{v_{0\text{н}} + v_{0\text{в}}} \int_{\sigma_{\text{ср}0}}^{\sigma_{\text{ср.пр}}} \frac{\exp\left(-\frac{\sigma_{\text{ср}} V}{RT}\right)}{\sigma_{\text{ср}}^2} d\sigma_{\text{ср}}. \quad (2.7)$$

5. Тонкостенные трубы, работающие под внешним давлением с возникновением напряжения сжатия, под действием которого при

несовершенстве первоначальной цилиндрической формы создаются напряжения изгиба:

$$t_{\text{пред}} = \frac{S_0 \sigma_{\theta \text{кр}}}{(v_{0\text{в}} + v_{0\text{н}}) n_y} \int_{\sigma_{\theta 0}}^{\sigma_{\theta \text{кр} p}} \frac{\exp\left(-\frac{\sigma_{\theta} V}{2 RT}\right) d\sigma}{\sigma_{\theta}^2}, \quad (2.8)$$

где $S_0 = p_n D_n / 2\sigma_{\theta 0}$; $S_{\text{кр}} = p_n D_n / 2\sigma_{\theta \text{кр}}$; $n_y = \sigma_{\theta \text{кр}} / \sigma_{\theta 0}$; $\sigma_{\theta 0}$ и $\sigma_{\theta \text{кр} p}$ - окружные начальное и критическое напряжения.

Это выражение справедливо в пределах упругого деформирования металла, т.е. когда критическое напряжение $\sigma_{\theta \text{кр} p}$ не превышает предела текучести металла σ_T .

Представленные в [70] формулы (2.4), (2.5), (2.6), (2.7), (2.8) позволяют производить расчеты таких параметров, как: срок службы трубопровода в зависимости от коррозионной активности металла V_n и V_b , начальной толщины стенки S_0 и значения коэффициента использования несущей способности F_n ; σ_T - предела текучести, внутреннего p_b и наружного p_n давлений.

Но представленные модели работают в области постоянных внешнего и внутреннего давлений. В них также не учитывается влияние на время до разрушения трубы таких параметров, как: изоляционное покрытие, катодная защита, сезонные перепады температур и влажности, скачков внутреннего давления, а также не введено временной задержки развития коррозии (коррозионные дефекты, как правило, появляются не в начальный момент эксплуатации).

При учете переменных нагрузок невозможно вывести интегральные зависимости вида (2.4), (2.5), (2.6), (2.7), (2.8), т.к. подынтегральные параметры

(среднее напряжение, текущая толщина стенки или внутренний и наружный радиусы, температура) будут зависеть от времени и друг от друга.

В результате необходимо представить алгоритм расчета времени наступления предельного состояния, который учитывал бы недостающие параметры и их изменчивость во времени.

Перейдем к разработке модели оценки времени до наступления предельного состояния в условиях коррозионного износа при учете использования защитных средств и переменных параметров внешней и внутренней среды.

Представим в виде графовой модели факторы, влияющие на скорость внутренней и наружной коррозии.

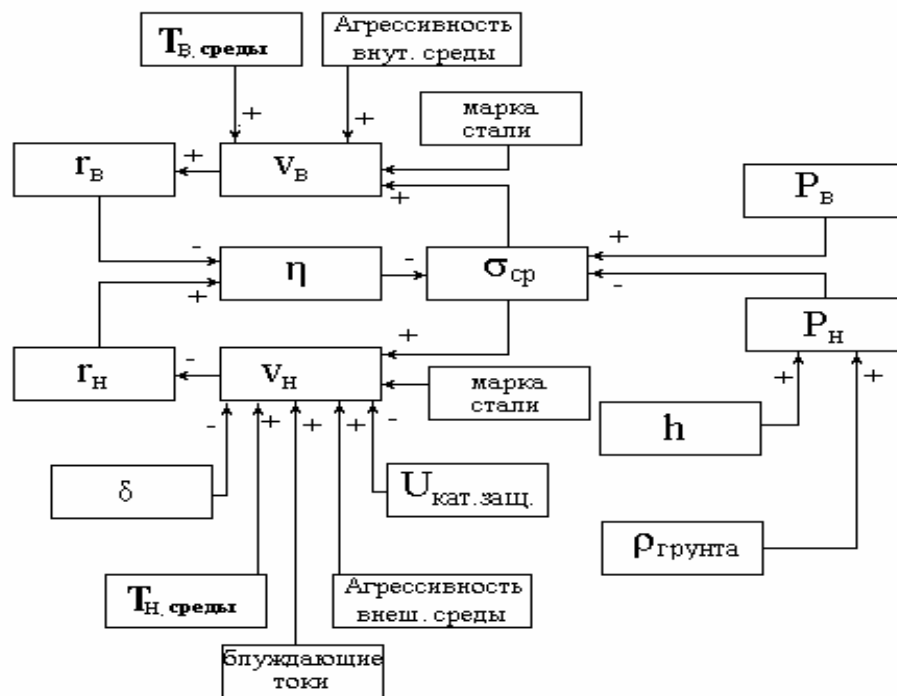


Рис. 2.1. Графовая модель коррозии трубопровода.

где $T_{в.среды}$, $T_{н.среды}$ - температура внутренней и наружной среды, соприкасающейся с коррозионной каверной; $r_{в}$ - внутренний радиус трубы; $r_{н}$ - наружный радиус трубы; $V_{в}$ - скорость внутренней коррозии; $p_{в}$ - давление внутреннее; $p_{н}$ - давление наружное; $V_{н}$ - скорость наружной коррозии; h -

глубина залегания; η - параметр толстостенности трубы, отношение наружного радиуса к внутреннему; $\sigma_{\text{ср}}$ - среднее напряжения в стенках трубопровода; $\rho_{\text{грунта}}$ - плотность грунта; δ - толщина изоляционного покрытия; $U_{\text{кат. защ}}$ - разность потенциалов при катодной защите.

Введем в базовое семейство моделей, описанных выше, неучтенные параметры.

Применительно к внутренней и наружной коррозии используем за исходные модели из [70] на базе (2.3):

$$v_{\text{н}} = v_{0\text{н}} \cdot \exp\left(\frac{\sigma_{\text{ср}} \cdot V}{R \cdot T}\right), \quad v_{\text{в}} = v_{0\text{в}} \cdot \exp\left(\frac{\sigma_{\text{ср}} \cdot V}{R \cdot T}\right), \quad (2.9)$$

где $v_{\text{н}}$, $v_{\text{в}}$ и $v_{0\text{н}}$, $v_{0\text{в}}$ - соответственно скорости наружной и внутренней коррозии напряженного и ненапряженного металла.

Определим влияние изоляционного покрытия и его износа на скорость коррозии.

Трубопроводы большого диаметра, обычно имеющие пленочную изоляцию, подвержены подпленочной коррозии из-за разгерметизации шва между смежными витками при нанесении изоляционной ленты. Вероятность разгерметизации повышается с увеличением температуры эксплуатации трубопровода, с понижением температуры окружающей среды в период нанесения изоляционного покрытия и ослаблением контроля за натяжением изоляционной ленты. Морщины и гофры в покрытии, приводящие к отслоению ленты в нахлесте, возникают в результате воздействия на покрытие вертикального давления грунта, поперечных и продольных перемещений трубопровода на искривленных участках эксплуатации. Если полимерные ленты в нахлесте не приклеены, то под ними трубопровод не защищен от коррозии [43].

Поэтому необходимо учесть два момента. Во-первых, влияние наличия изоляционного покрытия на скорость наружной коррозии. Во-вторых,

определимся с моделью старения изоляционного покрытия, а, следовательно, ослабления изоляционных свойств во времени.

Влияние изоляционных покрытий на процессы коррозии определим по их физико-химическим характеристикам и толщине нанесения на трубу. По данным [32], полученным в результате исследования трех видов покрытия (см. табл. 2.1) следует, что зависимость между скоростью коррозии (а значит и степенью защищенности) трубы и толщиной покрытия не является прямо пропорциональной, а зависит от свойств материала покрытия.

Таблица 2.1

Коррозия трубопроводной стали в почве после трех лет испытаний

Вид изоляционного покрытия и исходная толщина δ , мм	Потери, г/дм ²
Без покрытия	5,0250
Битуморезиновое:	
3,00	0,0522
6,00	0,0010
Полихлорвиниловое (ПХВ):	
Однослойное 0,35	0,0350
Двухслойное 0,70	0,0243
Полиэтиленовое:	
Однослойное 0,35	0,0549
Двухслойное 0,70	0,0360

$$v_{н.изол.} = v_n \exp\left(-\frac{a\delta}{1+b\delta}\right), \quad (2.10)$$

Экспоненциальная зависимость (2.10) удовлетворяет экспериментальным данным при соответствующих коэффициентах **a** и **b** для каждого типа покрытия и при условии использования не более 3-х слоев изоляции. При $\delta \rightarrow \infty$ скорость коррозии должна стремиться к 0, а формула (2.10) этого условия не отражает, хотя $v_{н.изол.}$ уменьшается в несколько тысяч раз по сравнению с v_n . Выбор формулы (2.10) обоснован тем, что на практике использование даже более 3-х слоев изоляции экономически неоправданно [9], а при изменении толщины изоляции в этих пределах формула удовлетворяет всем требованиям уменьшения скорости коррозии.

Для нахождения параметров формулы для каждого вида покрытия необходимо решить три системы линейных уравнений.

Решив системы уравнений, мы получили три зависимости для битуморезинового, ПВХ и полиэтиленового покрытия соответственно:

$$v_{\text{н.изол.}} = v_{\text{н}} \exp\left(-\frac{1,6393\delta}{1 + 0,025682\delta}\right); \quad (2.11)$$

$$v_{\text{н.изол.}} = v_{\text{н}} \exp\left(-\frac{103,38391\delta}{1 + 17,9608\delta}\right); \quad (2.12)$$

$$v_{\text{н.изол.}} = v_{\text{н}} \exp\left(-\frac{75,521\delta}{1 + 13,863\delta}\right). \quad (2.13)$$

Введем обозначение:

$$\delta_{\text{из}} = \exp\left(-\frac{a\delta}{1 + b\delta}\right). \quad (2.14)$$

В результате получен коэффициент, учитывающий влияние изоляции на скорость наружной коррозии в случае стопроцентной целостности покрытия.

Нужно учитывать тот факт, что изоляционное покрытие подвергается старению и различного рода повреждениям (отслоение, корни растений, действия третьих лиц и т.п.), для учета в модели износа изоляции предложено несколько моделей: на основе экспоненциальной, степенной и случайной зависимостей. Пример реализации расчета износа изоляции во времени для $t_{\text{из.мах}} = 25$ лет представлен на рис. 2.2, где 1- экспоненциальная зависимость, 2 – степенная зависимость и 3 - зависимость на основе псевдослучайной величины ($t_{\text{из.мах}}$ - срок службы изоляционного покрытия).

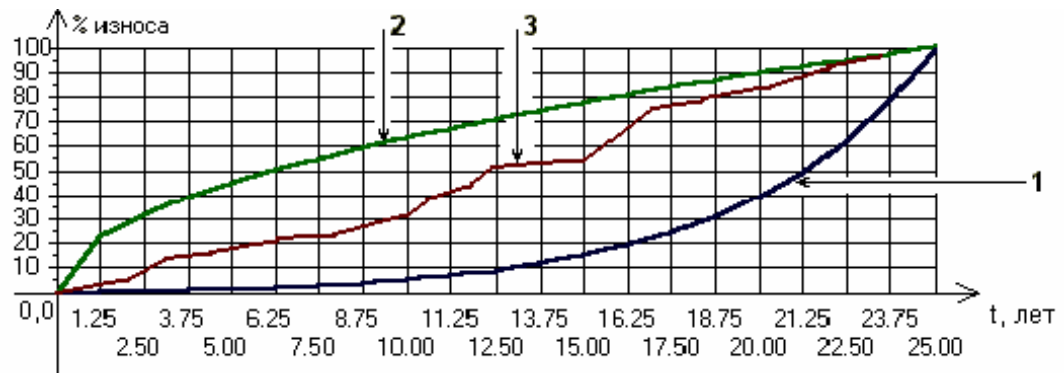


Рис. 2.2. Износ изоляционного покрытия в процентах за весь период срока его службы при $t_{\text{из. max}} = 25$ лет.

Экспоненциальная зависимость износа изоляции (график 1 на рис. 2.2) является самой "оптимистичной", степенная зависимость (график 2 на рис. 2.2) - "пессимистичной", поэтому при реальных расчетах будем, в основном, придерживаться зависимости, полученной на основе генерации псевдослучайной величины (график 3 на рис. 2.2).

Порядок расчета при оценке влияния изоляции на скорость коррозии:

1. На основе (2.11)- (2.13) (в зависимости от типа изоляции) определяем $v_{\text{н. изол}}$ в условиях 100% исправной изоляции;
2. В рассматриваемый момент времени определяем процент износа изоляции (пример на рис. 2.2), затем определяем текущую скорость наружной коррозии трубопровода, покрытого изоляцией с износом $I_{\text{изол}}$, %:

$$v_{\text{н. изн}} = v_{\text{н. изол}} + \frac{I_{\text{изол}} \cdot (v_{\text{н}} - v_{\text{н. изол}})}{100}. \quad (2.15)$$

В результате нами получены зависимости для определения скорости наружной коррозии с учетом изоляционного покрытия трех видов (в условиях их 100% целостности), а также получили зависимость (2.15), которая позволит учесть износ и "старение" изоляции в процессе эксплуатации.

Кроме изоляционного покрытия для предупреждения наружной коррозии повсеместно используется катодная защита трубопроводов, влияние которой также необходимо учесть.

Растворение металла трубы происходит в результате протекания сопряженных анодного и катодного процессов. При анодном процессе происходят гидратация, переход атомов металла в виде положительно заряженных ионов в раствор электролита и накопление на анодных участках некомпенсированных электронов. Катодный процесс заключается в присоединении свободных электронов ионами или молекулами, поступающими из раствора к катодным участкам металла.

Используем для последующих вычислений соотношение между плотностью тока (током диффузионного перенапряжения) и потерей массы вещества $m_{п.в.}$ вследствие процесса коррозии (переноса вещества) [93]:

$$i \left(\frac{\Gamma}{\text{м}^2 \cdot \text{сут}} \right) \approx 1,117 \frac{n}{W} \left(\frac{\text{А}}{\text{м}^2} \right), \quad (2.16)$$

где W - атомная масса вещества (металлические включения в трубе, который вступает в процесс коррозии); n - количество электронов в атоме вещества (для Fe $n = 2$ или $n = 3$). Используется соотношение следующим образом: определяется плотность тока на трубопроводе, затем полученная плотность тока делится на величину правой части уравнения (2.16), в результате получаем потерю массы металла в $\Gamma/(\text{м}^2 \cdot \text{сут})$. Преобразуем (2.16):

$$i \left(\frac{\Gamma}{\text{м}^2 \cdot \text{сут}} \right) = 0,365 \left(\frac{\text{кг}}{\text{м}^2 \cdot \text{год}} \right). \quad (2.17)$$

При этом скорость коррозии:

$$v = (m_{п.в.} / \rho_v) \cdot 10^3, \text{ мм/год}, \quad (2.18)$$

где $m_{п.в.}$ - потеря массы вещества, $\text{кг}/(\text{м}^2 \cdot \text{год})$; ρ_v - плотность вещества, подвергнутого коррозии, $\text{кг}/\text{м}^3$.

Катодная защита основана на уравнивании электрических потенциалов трубы, являющейся катодом, и дополнительного анода таким образом, чтобы ток, вызывающий коррозию трубы не протекал на границе раздела "металл-грунт". Она является эффективным практическим способом исключить наружную коррозию. Внешний ток прилагают к корродирующему металлу, на

поверхности которого действуют локальные элементы (см. рис. 2.3). Ток течет от вспомогательного анода (металлического или неметаллического проводника) к катодным и анодным участкам коррозионных элементов и возвращается в источник тока. Как только поляризация катодных участков внешним током достигнет потенциала анода, на всей поверхности металла трубы устанавливается одинаковый потенциал и локальный ток, вызывающий растворение металла на границе раздела "металл-грунт", больше не протекает. Таким образом, пока к металлу приложен внешний ток, он не может корродировать, но при меньшей разности потенциалов, подаваемой на катод и анод источником тока, необходимая величина внешнего тока не достигается, и полной защиты не происходит [93].

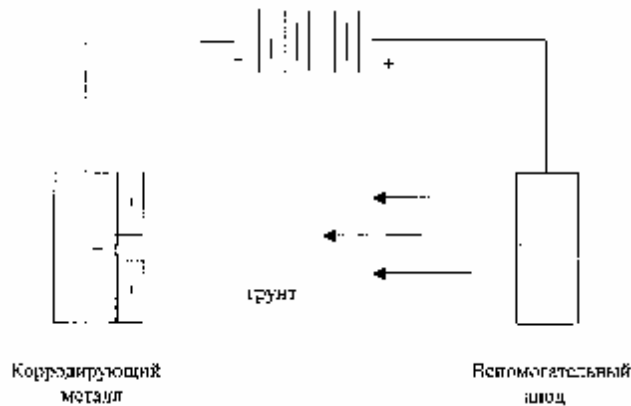


Рис. 2.3. Катодная защита - наложение внешнего тока на ток локального элемента.

Величина разности потенциалов, подаваемая на катод и анод, определяет степень защищенности катода от коррозии. Из-за небольшой величины токов, протекающих на границе раздела "металл-грунт" (порядка нескольких микроампер) требуемая величина разности потенциалов является небольшой. Это значение определено критерием СН 266-63 советских нормативных документов по электрохимической защите трубопроводов и составляет $U_{\text{опт}} = 1,09$ В для 100% защиты [32].

Таким образом, при наложении внешнего тока на единицу площади $j_{\text{внеш}}$, соответствующего этой разности потенциалов, металл трубопровода не будет

корродировать. При наложении большего тока скорость коррозии также остается равной нулю, потому что суммарный ток на границе раздела "металл-грунт" течет из грунта в металл, вследствие чего ионы металла не могут перейти в раствор. Приложение тока выше требуемого не дает положительных результатов, а напротив, может повредить структуру металла, вызвать растрескивание, повышение скорости коррозии в некоторых случаях.

Если приложенный ток ниже требуемого, частичная защита все же осуществляется. Принцип определения тока защиты и остаточного тока коррозии по приложенной разности потенциалов представлен на диаграмме (см. рис. 2.4). Значения $E_{кор}$ и $j_{кор}$ на этой диаграмме являются значениями потенциала коррозии и тока коррозии на единицу площади при отсутствии катодной защиты. При наложении оптимального защитного тока на единицу площади $j_{внеш}$ потенциал коррозии смещается до значения E_a , и ток коррозии становится равным нулю, некоторые значения $j_{внеш}$ представлены в табл. 2.2.

Таблица 2.2

Ориентировочные защитные плотности тока для стали в различных средах [93]

Тип среды, в которую помещена труба	j , А/м ²
серная кислота травильная (горячая)	400
грунты	0,01-0,5
морская вода, движущаяся	0,03 (конечная) 0,15 (начальная)
вода, насыщенная кислородом (горячая)	0,15
пресная вода, движущаяся	0,05

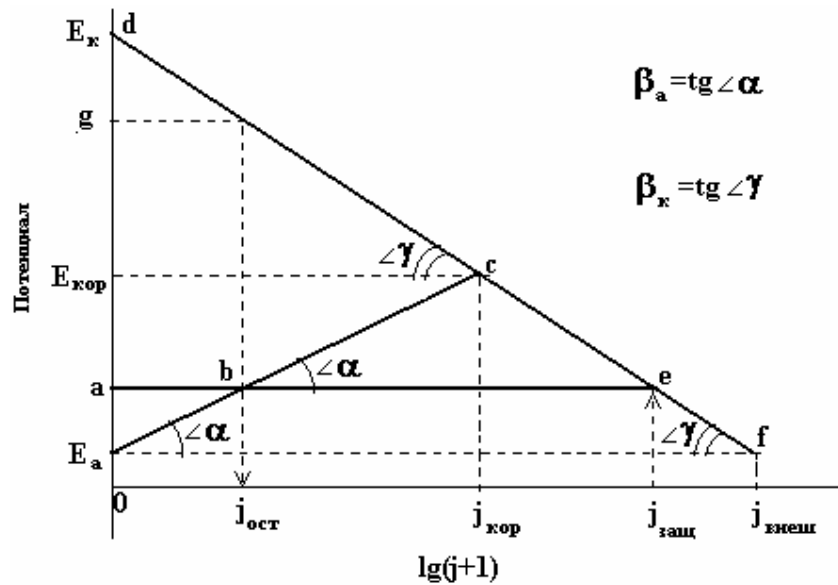


Рис. 2.4. Поляризационная диаграмма, иллюстрирующая принцип катодной защиты.

При наложении тока на единицу площади $j_{\text{защ}}$ потенциал коррозии $E_{\text{кор}}$ сместится до значения a , а коррозионный ток уменьшится до $j_{\text{ост}}$. При увеличении $j_{\text{защ}}$ потенциал a смещается в активную область и $j_{\text{ост}}$ уменьшается.

Прибавление единицы к величине тока на единицу площади при логарифмировании объясняется очень малыми значениями токов (порядка нескольких микроампер), логарифмирование которых сдвигает диаграмму по оси $\lg I$ в область $-\infty$. При использовании $\lg(j+1)$ начало координат переходит в нулевую точку.

Используя поляризационную диаграмму, можно получить зависимость между изменением потенциала коррозии вследствие наложения внешнего защитного тока и изменением тока коррозии. Для этого необходимо учесть, что зависимость эта не является прямо пропорциональной, так как изменение величины j по горизонтальной оси на диаграмме происходит логарифмически. Прямые $d-c$ и $b-c$ называются тафелевскими прямыми и имеют соответствующие величины тафелевского наклона β_k и β_a , которые определяются по формулам (2.19), (2.20). Для случая коррозии металла труб в

грунте эти коэффициенты равны [93]. В зависимости от активности грунта величина тафельского наклона может колебаться от 0,06 до 1,2.

Величины β_k и β_a отражают характер процесса коррозии на катоде и аноде [93]:

$$\beta_k = \operatorname{tg} \angle \gamma = \frac{E_k - E_a}{\lg(j_{\text{внеш}} + 1)}; \quad (2.19)$$

$$\beta_a = \operatorname{tg} \angle a = \frac{E_{\text{кор}} - E_a}{\lg(j_{\text{кор}} + 1)}. \quad (2.20)$$

Зная тафельские наклоны, можно найти значение тока коррозии $j_{\text{ост}}$ (*a-b*) при наложении тока защиты $j_{\text{защ}}$ (*b-e*). По диаграмме:

$$\lg(j_{\text{ост}} + 1) = \frac{E_{\text{ост}} - E_a}{\beta_a}. \quad (2.21)$$

Подставив (2.20) в (2.21) и выразив $j_{\text{ост}}$, получим

$$j_{\text{ост}} = (j_{\text{кор}} + 1)^{\frac{E_{\text{ост}} - E_a}{E_{\text{кор}} - E_a}} - 1. \quad (2.22)$$

Эта формула удовлетворяет требованию, при котором для $E_{\text{ост}} = E_a$ ток коррозии на единицу площади $j_{\text{ост}} = 0$, а также удовлетворяет требованию, при котором для $E_{\text{ост}} = E_{\text{кор}}$ ток коррозии на единицу площади $j_{\text{ост}} = j_{\text{кор}}$, т.е. равен величине тока на единицу площади для незащищенного трубопровода. Величина $(E_{\text{ост}} - E_a)$ - нехватка до оптимального значения разности потенциалов, считается как:

$$E_{\text{ост}} - E_a = U_{\text{опт}} - U, \quad (2.23)$$

где U – реальная разность потенциалов между катодом и анодом, отрезок *g-a* (при отсутствии защиты равна $E_{\text{кор}} - E_a$).

Так как тафельские наклоны равны для грунтовой коррозии, то

$$E_{\text{кор}} = (E_k - E_a)/2 + E_a = U_{\text{опт}}/2 + E_a. \quad (2.24)$$

Используем (2.16), (2.17), (2.18) для определения связи между плотностью тока и скоростью коррозии:

$$j = \frac{v \cdot 10^3 \rho_B \cdot 1,117 \frac{n}{W}}{0,365}, \quad (2.25)$$

где скорость коррозии в мм/год, ρ_B - плотность вещества, подвергнутого коррозии в кг/м³.

Подставив (2.23), (2.24), (2.25) в (2.22), мы получили формулу для оценки влияния катодной защиты на скорость наружной коррозии:

$$v_{н.кат} = \frac{0,365 \cdot 10^3 \cdot W}{\rho_B \cdot 1,117 \cdot n} \left[\left(\frac{v_H \cdot \rho_B \cdot 1,117 \cdot \frac{n}{W}}{0,365 \cdot 10^3} + 1 \right)^{\frac{2 \cdot (U_{опт} - U)}{U_{опт}}} - 1 \right], \quad (2.26)$$

где $0 \leq U \leq U_{опт}$; $U_{опт}$ - оптимальная разность потенциалов для 100% защиты от коррозии; U - реальная разность потенциалов между катодом и анодом; ρ_B - плотность корродирующего металлического включения; $v_{н.кат}$ - скорость наружной коррозии с учетом влияния катодной защиты; v_H - скорость наружной коррозии при отсутствии катодной защиты; W - атомная масса вещества (металлические включения в трубе, которые вступают в процесс коррозии); n - количество электронов в атоме вещества.

Особенности (свойства) использования формулы (2.26):

- при $U = U_{опт}$, $v_{н.кат} = 0$ мм/год;
- при $U = E_{кор} - E_a$, $v_{н.кат} = v_H$ мм/год.

В результате нами получена модель (2.26), позволяющая учесть влияние на скорость коррозии металлических включений в стенке трубы и "электрической" составляющей коррозии, тем самым снять вопрос учета влияния катодной защиты в общей модели оценки времени наступления предельного состояния.

Еще одной составляющей оказывающей влияние на скорость коррозии является влажность наружной и внутренней среды.

Коррозия может появиться в трубопроводе в том случае, если вода смачивает его стенки, при этом скорость коррозии определяется свойствами воды. При номинальном количестве воды, она может быть только в низких точках трубопровода и в секциях, идущих в гору. Трубопроводы, в которых находится воды более 30% подвергаются коррозии в любой точке. Вода потоком может быть "оторвана" от стен трубы. Скорость отрыва воды и вовлечения в поток варьируется от 0,01 до 0,9 м/с в зависимости от типа, размера трубы и перекачиваемой жидкости [86].

В базовой модели [70] принято, что при определении $V_{0В}$ и $V_{0Н}$ используются параметры внутренней и наружной среды эксплуатации. Следовательно, можно предположить, что обводненность учитывается.

В наружной среде коррозионная активность обводненной среды меняется в зависимости от температуры, учет данного факта заложим в температурном коэффициенте [см. формулу (2.33)].

Таким образом в модели определения начальных внутренней и наружной скорости коррозии по результатам аппаратной диагностики (см. пункт 2.3) ввод дополнительного коэффициента, учитывающего все выше описанное, не требуется, т.к. влияние обводненности и агрессивных составляющих войдет в сами оценки $V_{0В}$ и $V_{0Н}$.

В уравнениях (2.9) оценки скорости коррозии присутствует параметр $\sigma_{СР} = (\sigma_{\theta} + \sigma_r + \sigma_z) / 3$ - среднее напряжение, МПа, где σ_{θ} , σ_r , σ_z - окружное, радиальное и продольное напряжения в стенке трубы соответственно.

Для оценки среднего напряжения будем использовать в зависимости от исходных условий пролегания трубы одну из шести моделей нагружения трубопровода (модели №1-5 из работ д.т.н. Гутмана Э.М., модель №6 из работы чл.-корр. РАН Ключева В.В.):

1. Толстостенные трубы под действием внутреннего и внешнего давления (модель №1)

$$\sigma_{\theta} = \frac{p_B \cdot r_B^2 - p_H \cdot r_H^2}{r_H^2 - r_B^2} + \frac{r_B^2 \cdot (p_B - p_H) \cdot r_H^2}{r_H^2 - r_B^2} \cdot \frac{r_H^2}{r^2}; \quad \sigma_r = \frac{p_B \cdot r_B^2 - p_H \cdot r_H^2}{r_H^2 - r_B^2} - \frac{r_B^2 \cdot (p_B - p_H) \cdot r_H^2}{r_H^2 - r_B^2} \cdot \frac{r_H^2}{r^2};$$

$$\sigma_z = \frac{p_B \cdot r_B^2 - p_H \cdot r_H^2}{r_H^2 - r_B^2}, \quad (2.27)$$

r_B - внутренний радиус трубы; r_H - наружный радиус трубы; r - радиус произвольного слоя трубы ($r_H > r > r_B$);

2. Толстостенные трубы под действием продольной силы Q , испытывают одноосное напряженное состояние при внутренней коррозии (модель №2):

$$\sigma_{cp} = \frac{Q}{\pi \cdot [r_H^2 - (r_B + S_B(t))^2]} \quad (2.28)$$

где $S_B(t)$ - приращение внутреннего радиуса трубы;

3. Толстостенные трубы, нагруженные внутренним давлением p_B агрессивной среды и продольной силой Q , наличие которой не изменяет величину окружных и радиальных напряжений в стенке трубы (модель №3):

$$\sigma_{\theta} = \frac{p_B \cdot r_B^2}{r_H^2 - r_B^2} + \frac{r_B^2 \cdot p_B}{r_H^2 - r_B^2} \cdot \frac{r_H^2}{r^2}; \quad \sigma_r = \frac{p_B \cdot r_B^2}{r_H^2 - r_B^2} - \frac{r_B^2 \cdot p_B}{r_H^2 - r_B^2} \cdot \frac{r_H^2}{r^2};$$

$$\sigma_z = \frac{p_B \cdot r_B^2}{r_H^2 - r_B^2} + \frac{Q}{\pi \cdot (r_H^2 - r_B^2)} \quad (2.29)$$

4. Тонкостенные трубы (плоская деформация) под действием внутреннего и внешнего давления коррозионных сред (модель №4).

$$\sigma_{\theta} = \frac{(p_B - p_H) \cdot r}{S}; \quad \sigma_r \approx 0; \quad \sigma_z = \sigma_{cp} = \mu \cdot \frac{(p_B - p_H) \cdot r}{S}, \quad (2.30)$$

где S - толщина стенки, мм; μ - коэффициент Пуассона, безразм;

5. Тонкостенные трубы, работающие под внешним давлением с возникновением напряжения сжатия, под действием которого при несовершенстве первоначальной цилиндрической формы создаются напряжения изгиба (модель №5).

$$\sigma_{\text{ср}} = \frac{p_{\text{н}} \cdot D_{\text{н}}}{2 \cdot S(t)}, \quad (2.31)$$

где $D_{\text{н}}$ – наружный диаметр трубы; $S(t)$ – утончение стенки трубы во времени.

6. Тонкостенный трубопровод с учетом двухосного напряженного состояния металла трубы:

$$\sigma_z = 0,15 \cdot \frac{p_{\text{в}} \cdot D_{\text{в}}}{S_0} - \alpha \cdot E \cdot \Delta T \pm \frac{E \cdot (D_{\text{в}} + 2 \cdot \tilde{S}_0)}{2 \cdot \tilde{\rho}}, \quad (2.32)$$

где \tilde{S}_0 , $\tilde{\rho}$ – толщина стенки трубы и радиус упругого изгиба, учтенные как случайные величины; α , ΔT – коэффициент линейного расширения материала трубы и расчетный температурный перепад; E – модуль упругости; $D_{\text{в}}$ – внутренний диаметр трубы.

Эти модели охватывают большинство известных на практике случаев нагружения линейной части подземных трубопроводов, и тем самым позволяют рассмотреть процесс утончения трубопроводов в рамках нефтегазопроводной системы России.

Для учета влияния температурного воздействия на скорость коррозии нами предложено при расчете среднего напряжения в формулу определения продольного напряжения σ_z добавлять составляющую $\sigma_{\Delta T}$, которая представлена в работе д.т.н. Гумерова А.Г. и др.:

$$\sigma_{\Delta T} = \alpha \cdot E \cdot F \cdot \Delta T, \quad (2.33)$$

где E – модуль упругости материала трубы; F – площадь поперечного сечения трубы; α – коэффициент линейного расширения материала трубы; ΔT – разность температур металла трубы при укладке и в процессе эксплуатации.

Значения внутреннее давление учитывается при расчетах среднего напряжения на текущий момент времени в моделях (2.27), (2.28), (2.30), (2.32), поэтому один из источников модификации приведенных моделей в [70] – это

введение переменного внутреннего давления вместо применяемого постоянного в формулы определения среднего напряжения.

Пример реальной картины внутреннего давления представлен на рис. 2.5.



Рис. 2.5. Пример графика реально снятых показаний давления.

Учет реальных значений давления в каждый момент времени возможен двумя путями. Во-первых, это использование базы данных, которая накапливается на предприятии. Но для труб, заложенных в шестидесятые годы, такой вид учета начал вестись последние несколько лет. Поэтому, наиболее удобным, является использование модели изменений внутреннего давления. Нами выделено четыре типа функций, которые можно использовать для описания изменения внутреннего давления во времени (см. рис. 2.6), причем 1 и 2 зависимости являются "идеальными" моделями, а реальную картину на основе анализа экспериментальных данных отражают зависимости 3 и 4:

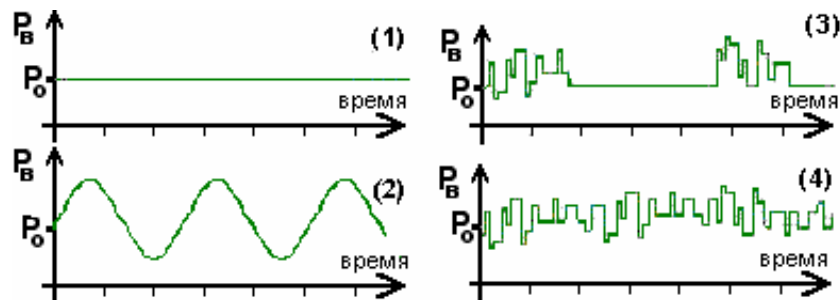


Рис. 2.6. Зависимости, представляющие модели изменения внутреннего давления.

На графике 1 рис. 2.6 внутреннее давление постоянно в течение всего срока $P_{в} = P_{0}$.

На графике 4 рис. 2.6 внутреннее давление определяется по следующей формуле:

$$p_b = p_0 + A \cdot \sin(\text{Rand} \cdot v \cdot t), \quad (2.34)$$

где p_0 - рабочее давление; A - амплитуда колебаний; Rand - случайная величина в диапазоне от 0 до 1; V - частота колебаний, час⁻¹; t - время, которое является в данном случае детерминированной величиной, т.е. p_b определяется через каждый промежуток времени $\Delta t = 1/v$, а течение данного промежутка является постоянным. График 3 на рис. 2.6 является комбинацией графиков 1 и 4, а график 2 на рис. 2.6 определяется по $p_b = p_0 + A \cdot \sin(v \cdot t)$.

В результате на производстве для определения внутреннего давления, удобно по экспериментальным данным определить параметры (2.34) и далее в расчете среднего напряжения использовать (2.34) для ускорения вычислений.

Для проверки наступления предельного состояния используются следующие зависимости:

1. По четвертой теории упругости предельное состояние (начало текучести металла) наступает в том случае, когда эквивалентные напряжения σ_i становятся равными пределу текучести металла трубы σ_T :

$$\sigma_i = \sqrt{\frac{1}{2} [(\sigma_\theta - \sigma_r)^2 + (\sigma_r - \sigma_z)^2 + (\sigma_\theta - \sigma_z)^2]} = \sigma_T. \quad (2.35)$$

2. Также определить момент перехода в предельное состояние можно на основе коэффициента несущей способности:

$$\sigma_{\text{ср.пр}} = \sigma_{\text{ср}0} / F_H. \quad (2.36)$$

3. Предельное среднее напряжение для тонкостенных труб определяют по формуле:

$$\sigma_{\text{ср.пр}} = \frac{(1 + m_\sigma) \sigma_T}{3\sqrt{1 - m_\sigma + m_\sigma^2}}, \quad (2.37)$$

где $m_\sigma = \sigma_z / \sigma_\theta$ - отношения главных напряжений (для длинной трубы при плоской деформации $m_\sigma = \mu = 0,3$; для трубы, закрытой днищами, $m_\sigma = 0,5$).

4. В случае оценки напряженного состояния трубопровода по (2.31) предельное состояние определяется:

$$\sigma_{\theta_k p} = n_y \frac{p_H D_H}{2S_0}, \quad (2.38)$$

где $n_y = \sigma_{\theta_{кр}} / \sigma_{\theta 0}$ - коэффициент запаса устойчивости; $\sigma_{\theta 0}$ и $\sigma_{\theta_k p}$ - окружные начальное и критическое напряжения, причем критическое напряжение $\sigma_{\theta_k p}$ не должно превышать предела текучести металла σ_T .

Кроме учета переменных нагрузок в модели оценки ВНПС участка трубопровода в условиях коррозионного износа, необходимо учесть тот факт, что коррозии в большинстве случаев не начинает развиваться сразу с момента ввода трубопровода в эксплуатации. До начала развития коррозии проходит некоторое время, которое необходимо определить.

Для определения момента инициации коррозии используем разработанную нами модель оценки времени предельного состояния следующим образом:

1. По результатам двух диагностик (имеем исходные данные по эксплуатации и две временные точки t_1 и t_2 , в которых известны глубины дефектов S_1, S_2), определяются начальные скорости коррозии для дефектов (алгоритм представлен на рис. 2.11)
2. Ведем расчет назад по времени с момента первой или второй диагностики до момента, когда глубины дефектов станут нулевыми, этот момент времени принимается за начало коррозии.
3. Для труб, не имеющих данных по диагностике их состояния, используем время начала коррозии и начальную скорость, определенные на схожих по условиям эксплуатации участках.

Пример расчета (см. рис. 2.7) при

$$S_1 = 1,6 \text{ и } S_2 = 2,7 \text{ мм при } t_1 = 16,866 \text{ и } t_2 = 18,719 \text{ лет : } v_{0B} \approx 0,58 \text{ мм/год.}$$

Момент начала коррозии $t=14,1453922$ лет с даты ввода трубопровода в эксплуатацию.



Рис. 2.7. Модель определения начала коррозии.

Покажем на примере порядок расчета времени наступления предельного состояния линейного участка магистрального трубопровода.

Разобьем время работы трубопровода на интервалы H_t ($H_t = 0,5/8766$ года, что соответствует тридцати минутам при расчете ВНПС при постоянном внутреннем давлении, и $H_t = \frac{1}{v} \cdot \frac{1}{8766}$ года при переменном внутреннем давлении). Далее принимаем, что на участке H_t скорость внутренней и внешней коррозии и среднее напряжение условно постоянны. Последовательно на каждом интервале времени будем определять текущее среднее напряжение, текущие скорости коррозии, далее сможем определить, на сколько углубятся коррозионные каверны за промежуток времени H_t и получим текущие значения радиусов внешнего и внутреннего с учетом коррозии. Расчет заканчивается, когда среднее напряжение достигает предельно допустимого значения. Структурные схемы расчета времени до наступления предельного состояния представлены на рис. 2.8.

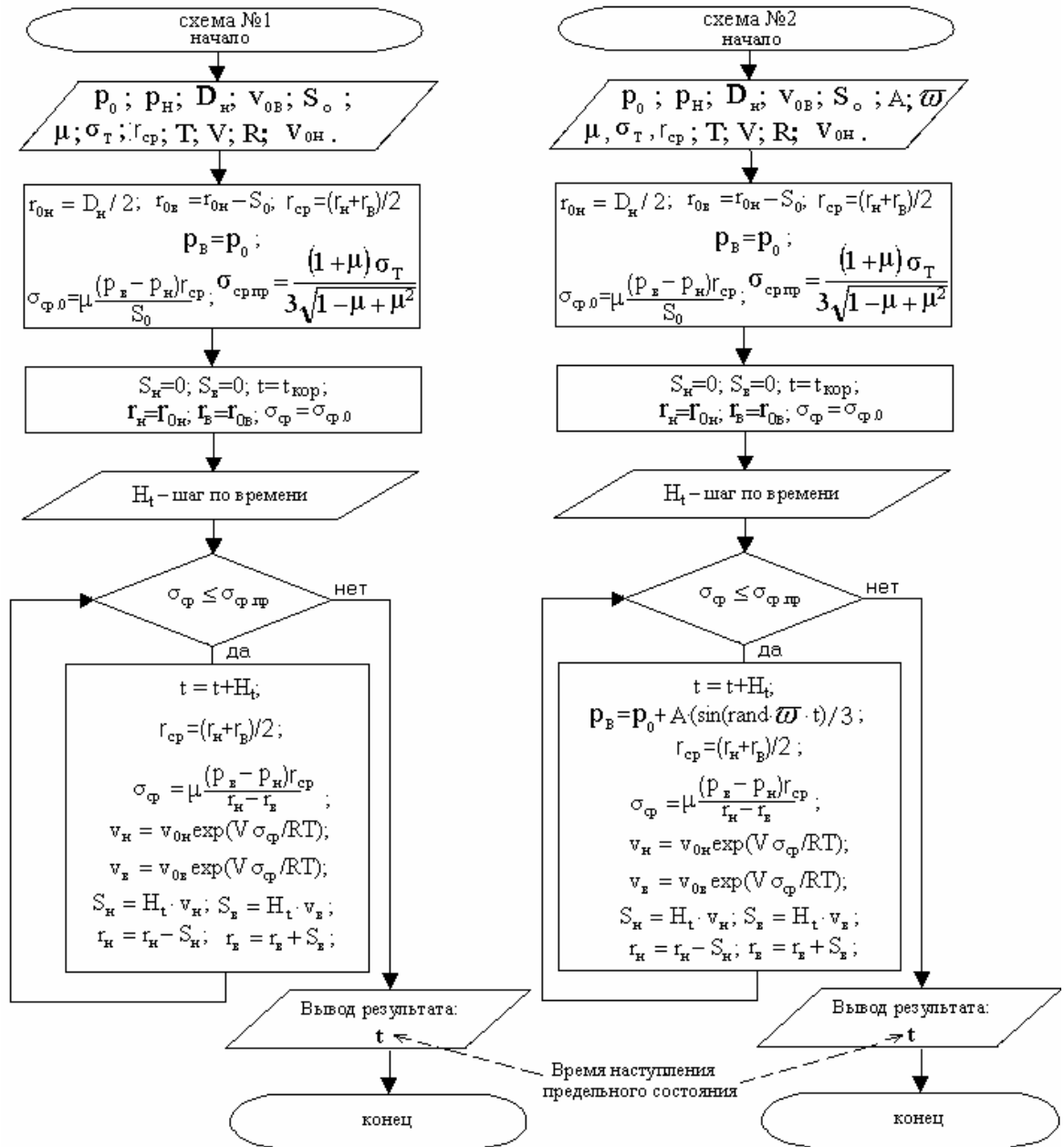


Рис. 2.8. Схемы расчета времени до наступления предельного состояния магистрального тонкостенного трубопровода по модели №4. Схема №1 – расчет с постоянным внутренним давлением. Схема №2 – расчет с переменным внутренним давлением.

Приведем пример моделирования по схемам, представленным на рис. 2.8.

Дата ввода трубопровода в эксплуатацию 01.01.1983. По данным внутритрубной диагностики глубина дефекта на 13.11.1999 = 1,8 мм; на 20.09.2001 = 2,9 мм. По алгоритму (см. рис. 2.11) определяем начальную

скорость коррозии: в период с 13.11.1999 по 20.09.2001 $v_{0B}=0,53216$ мм/год.
Дата начала коррозии равна 17.02.1996.

Прогнозирование проводилось при данных: $p_0=0,2129$ МПа; $p_H=0,11$ МПа;
 $D_H=1220$ мм; $S_o=14,5$ мм; $\sigma_T=363$ МПа; $\mu=0,35$; $T=293$ К; $V=7,1$ см³;
 $v_{0H}=0 \div 0,3$ мм/год; $A=1.0716$ МПа; $\nu = 00.8380$ час⁻¹; Переменное внутреннее
давление определяется по (2.34) (пример на рис. 2.9), среднее напряжение
определяется по (2.30).

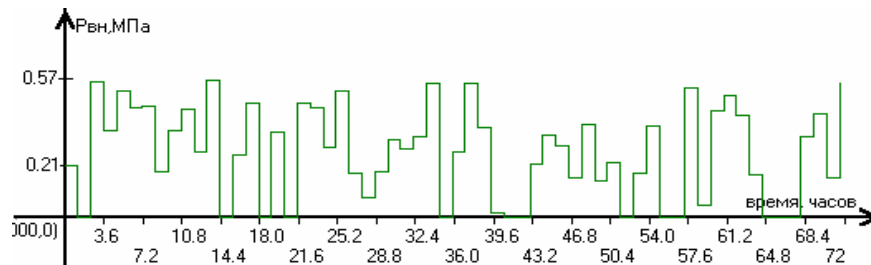


Рис. 2.9. Пример модели внутреннего давления.

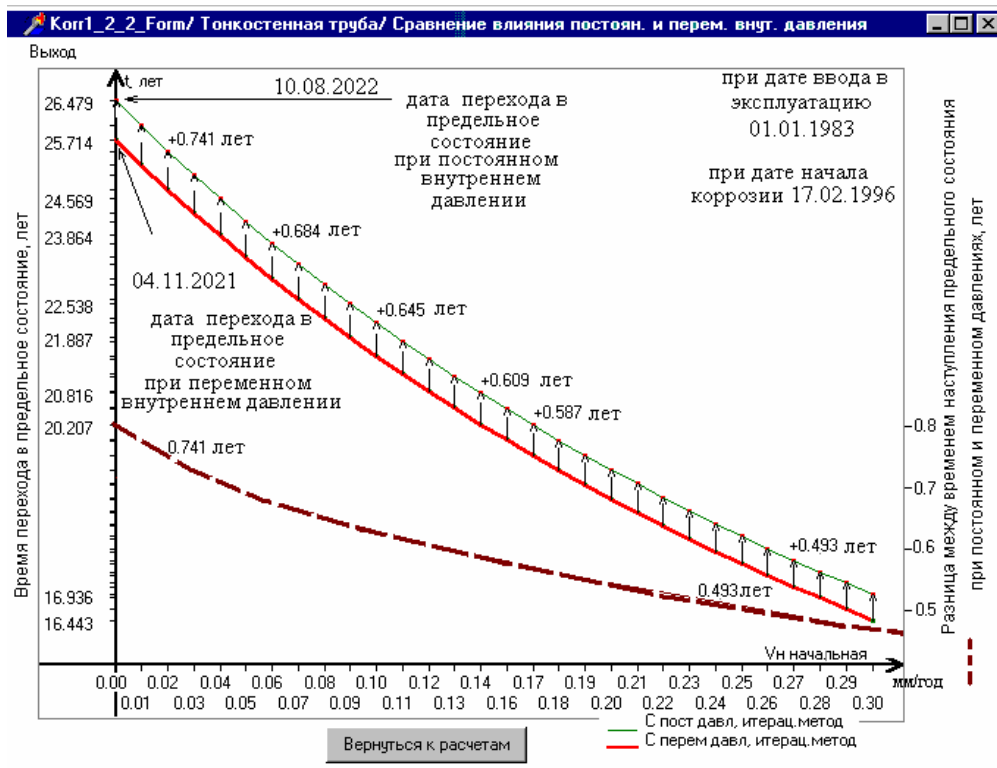


Рис. 2.10. Результат расчета.

На рис. 2.10 показаны результаты расчета, которые определяют время наступления предельного состояния участка трубопровода не только для одной точки, но показывает отличия ВПС в случае, если трубопровод будет

эксплуатироваться в условиях постоянного внутреннего давления и переменного, а также как отразится на ВНПС влияние скорости наружной коррозии в диапазоне $v_{0H} = 0 \div 0,3$ мм/год. Такое сопоставление удобно: видно, какой режим работы нужно выбрать для продления срока службы трубопровода. В качестве переменного параметра по оси X можно выбрать P_B , p_H , D_H , S_o , σ_T , μ , T , V , v_{0B} , A , V . В работе [26] обоснована необходимость создания математической модели, в работах [82], [79], [81] рассмотрены различные варианты и подходы при расчете ВНПС участка трубопровода, а также описаны блоки программно-аналитического комплекса.