

Концерн «Роснефтегаз»
ВНИИСПТнефть

УТВЕРЖДЕН
Первым заместителем
Главтранснефти
В. Х. Галюком
20 декабря 1991 г.

Руководящий документ
МЕТОДИКА
оценки работоспособности труб линейной части
нефтепроводов на основе диагностической
информации
РД 39-00147105-001-91

Методика разработана на основе теоретических и экспериментальных работ, выполненных в течение ряда лет во ВНИИСПНефть, обобщения опубликованных материалов других институтов и лабораторий страны (ВНИИнефтемаш, ЦВИИТмаш, ВНИИСТ, ВНИИТнефть, ИЭС АН УССР, ИМАШ АН СССР, ИШ АН УССР, УИИ, ЧГТУ, ЦСЛ "Трубнонадзор и др.).

Методика предназначена для специалистов, занимающихся диагностикой магистральных трубопроводов, прогнозированием их технического состояния, оценкой остаточного ресурса, разработкой рекомендаций по повышению их надежности при длительной эксплуатации.

Методика разработана докт.техн.наук Гумеровым А.Г., докт. техн.наук Зайнуллиным Р.С., канд.техн.наук Гумеровым Р.С., канд.техн.наук Гумеровым К.М., канд.техн.наук Сираевым А.Г., инж. Даминовым И.А., инж. Исламгуловым Р.Р., докт.техн.наук Шахматовым М.В., канд.техн.наук Ерофеевым В.В., инж. Айметовым Э.Г. инж. Богословским С.В., канд.техн.наук Сметаниным Ф.Е.

Методика разработана на основе теоретических и экспериментальных работ, выполненных в течение ряда лет во ВНИИСПТнефть, обобщения опубликованных материалов других институтов и лабораторий страны (ШНИИнефтемаш, ЦНИИТымаш, ВНИИСТ, ВНИИТнефть, ИЭС АН УССР, ИМАШ АН СССР, ИПИ АН УССР, УИИ, ЧГТУ, ЦСЛ "Трубонадзор" и др.).

Методика предназначена для специалистов, занимающихся диагностикой магистральных трубопроводов, прогнозированием их технического состояния, оценкой остаточного ресурса, разработкой рекомендаций по повышению их надежности при длительной эксплуатации

Методика разработана докт.техн.наук Гумеровым А.Г., докт.техн.наук Зайнуллиным Р.С., канд.техн.наук Гумеровым Р.С., канд.техн.наук Гумеровым К.М., канд.техн.наук Сираевым А.Г., инж. Даминовым И.А., инж. Исламгуловым Р.Р., докт.техн.наук Шахматовым М.В., канд.техн.наук Ерофеевым В.В., инж. Аймаевым Э.Г., инж. Богословским С.В., канд.техн.наук Сметаниным Ф.Е.

1. В В Е Д Е Н И Е

1.1. Работоспособность труб нефтепроводов определяется совокупностью следующих основных характеристик:

геометрическими и механическими характеристиками труб ;
физико-химическими характеристиками перекачиваемой нефти (или продукта) и почвы ;

видом и степенью защищенности нефтепровода от внешней и внутренней коррозии ;

нагрузками, действующими на трубы (внутренними и внешними),

1.2. Для поддержания технического состояния нефтепровода на достаточно высоком уровне и обеспечения постоянной работоспособности необходимо в процессе эксплуатации контролировать все указанные выше характеристики и параметры, периодически оценивать остаточный ресурс, ремонтно-профилактическими методами обеспечивать необходимые запасы по прочности и долговечности труб и деформированной части нефтепроводов.

1.3. В зависимости от назначения нефтепровода наиболее важными (контролируемыми работоспособность труб) являются либо одна, либо другие характеристики. Для магистральных нефтепроводов, по которым перекачивают подготовленные нефти, не агрессивные по отношению к металлу труб, наиболее важными характеристиками являются дефекты металла трубы и сварных швов. Они представляют собой концентраторы напряжений, в процессе эксплуатации приводят к развитию усталостных трещин и внезапному разрыву труб нефтепровода. Остальные характеристики и параметры (например, свойства металла и продукта) являются менее важными и их обычно уделяют для уточнения прочности и долговечности труб нефтепроводов.

1.4. Для промысловых нефтепроводов, по которым транспорти-

руют на относительно небольшие расстояния газо-жидкостные смеси (продукты скважин), неочищенную нефть, подтоварную воду и другие коррозионно-активные нефтесодержащие продукты, основными характеристиками, определяющими долговечность трубопровода, становятся физико-химические свойства продуктов перекачки и металла, степень защищенности трубы от коррозии, особенно внутренней. Основным видом разрушения таких труб является внутренняя коррозия (язвенная, рудничная и др.). Явления усталостного разрушения здесь не определяют долговечность труб, поскольку коррозионное повреждение труб происходит намного раньше усталостных разрушений.

1.5. Существуют отдельные участки магистральных и внутрипромысловых нефтепроводов, по которым перекачивается продукт умеренной агрессивности (например, увлажненная нефть). На этих участках факторы химической агрессивности и механических напряжений приводят к новому явлению - механохимическому разрушению. Ускоренное развитие разрушения (рост дефектов) происходит в местах концентрации напряжений (механические дефекты, сварные швы, конструктивные концентраторы напряжений типа тройников, штуцеров).

1.6. В данной методике рассматриваются главным образом магистральные нефтепроводы, их линейная часть, отдельные трубы, металл труб и сварные швы с точки зрения проблем прочности и долговечности. Поскольку изоляция магистрального трубопровода непосредственно не оказывает влияния на прочность, особенности изоляции в методике не рассматриваются. Имеется в виду, что нарушение изоляции влияет на прочность через дефекты (коррозионные язвы, общая коррозия, коррозионное растрескивание). Дефекты и их влияние на прочность и долговечность трубопровода в методике рассматриваются достаточно подробно.

1.7. Поскольку расчетная оценка остаточного ресурса требует

применения достаточно сложного математического аппарата, адекватного разнообразным физическим явлениям в процессе развития разрушения, в данной методике не ограничились простым изложением алгоритмов расчетов, а также привели краткие описания самих процессов, сопутствующих разрушению труб нефтепроводов.

2. ОСОБЕННОСТИ РАЗРУШЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

2.1. Анализ разрушений на магистральных нефтепроводах и исследования аварийных катушек показывают, что размеры разрушения труб нефтепроводов в длину не превышают 5-6 диаметров труб. Как известно, на газопроводах разрушение может распространяться на десятки, сотни метров и километры.

Разрушения в длину (трещина распространяется по длине трубы) всегда происходят от дефектов и под действием внутреннего давления. Дефекты бывают коррозионные, сварочные и механические (непротрещина, царапина, вмятина и др.). Такие разрушения происходят внезапно при эксплуатации под действием рабочих давлений, а также при гидроударах и гидромиспытаниях трубопроводов.

В ряде случаев разрушения происходят по кольцевому (монтажному) шву. Причиной таких разрушений всегда являются непровары и другие дефекты сварки в сочетании с переизгибом в осевом направлении трубы. Разрушения по кольцевому шву чаще происходят при калибровочном ремонте нефтепроводов во время подъема трубы. Возможны разрушения на подводных и балочных переходах в процессе эксплуатации.

2.2. Разрушения в длину трубы и по кольцевому шву нефтепровода с раскрытием трещины обычно имеют тяжелые экологические и экономические последствия. В ряде случаев не обходится без человеческих жертв. Ликвидация таких аварий возможна путем замены катушки.

На нефтепроводах нередко возникают скалывающиеся дефекты (скалыв), которые подлежат немедленной ликвидации по мере обнаружения. Скалывы могут иметь различное происхождение: коррозионное, сварочное, установочно-механическое.

2.3. Коррозионные свищи на магистральных нефтепроводах возникают при нарушении наружной изоляции. Отсутствии катодной защиты

или изменение полярности приводит к быстpому образованию и развитию коррозионных язв (питтингов) на всей длине стенки трубы. При периодическом контроле за состоянием изоляции нефтепровода существующими приборами контроля изоляции можно избежать появления спящей коррозионной болезни.

2.4. Сварочные свищи обычно возникают на кольцевых швах, если швы выполнялись газопрессовой сваркой (такой способ сварки в СССР применялся на первых магистральных нефтепроводах). При современных способах сварки с применением электрической дуги (ручная, контактная) появление таких дефектов маловероятно.

2.5. Усталостно-механические свищи — результат развития усталостных трещин от механических и других дефектов на стенке трубы. Это — наиболее опасные свищи — результат первого этапа усталостного разрушения трубы. При этом поверхностная трещина превращается в сквозную, и дальнейший рост трещины приводит ко второму этапу разрушения — ускоренному раскрытию трубы и аварии. При обнаружении таких дефектов следует немедленно снизить давление до минимального уровня.

2.6. Ликвидация свищей различного происхождения возможна без остановки перекачки, с использованием специальной техники и технологий. При этом необходимо соблюдение мер безопасности, регламентируемых в нормативных документах.

2.7. По механизмам и физической природе на магистральных нефтепроводах встречаются следующие виды разрушений: статическое разрушение, квазистатическое, усталостное, коррозионный износ, коррозионно-механическое растрескивание, сероводородное растрескивание,

Статическим называется такое разрушение, которое происходит при постоянном давлении или медленной однократной нагрузке. Статической прочностью трубы называется то максимальное давление, при котором происходит статическое разрушение трубы в данных ус-

лозиях. Статическое разрушение, как правило, наблюдается при испытаниях участков трубопроводов после строительства или капитального ремонта, при капитальном ремонте (подъем трубы из траншеи), при гидроударах, при повреждении трубопровода в процессе эксплуатации (сторонними организациями).

Квазистатическим называется разрушение после нескольких (не более десяти) циклов изменения давления или внешней нагрузки. Такое разрушение трубопровода, как правило, происходит при испытаниях или в начальный период эксплуатации (в течение первого месяца). Давление, приводящее к квазистатическому разрушению, несколько ниже давления, определяющего статическую прочность. Причинами квазистатического разрушения могут быть дефекты, повреждения или другие отклонения от проектных норм.

Малоцикловое разрушение происходит при значительном количестве перепадов давления или внешней нагрузки (от десяти до десятков тысяч). Такое разрушение все же характерно для длительно эксплуатируемых магистральных нефтепроводов. Причинами малоцикловых разрушений являются перепады давления, наличие дефектов и повреждений. При циклическом изменении давления от дефектов развиваются трещины. Точно предсказать место и время малоциклового разрушения затруднительно ввиду разброса характеристик металла (неоднородности механических свойств), разнообразия дефектов, случайности нагрузок и внешних факторов. Кроме того, разрешающая способность дефектоскопических и диагностических приборов в настоящее время низка. Поэтому стоит задача оценки ресурса труб и участков нефтепроводов с некоторым запасом или с некоторой вероятностью.

Малоцикловое разрушение происходит при давлениях, значительно ниже номинальных. Гидротестация при давлениях выше рабочего не гарантирует надежную эксплуатацию трубопровода длительного времени. Но в течение определенного (ограниченного) времени после гид-

Расчеты показателей работоспособности, регламентированные в настоящей методике, являются поверочными и не могут быть использованы при проектировании нефтепроводов.

3. ОЦЕНКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ ТРУБ НЕФТЕПРОВОДОВ

3.1. Характеристики труб, допускаемых для строительства магистральных нефтепроводов (МН), регламентируются специальными нормативными документами и ГОСТами /1-5 и др./ . Эти документы определяют диаметры труб, толщину стенок, допуски размеров, параметры сварных швов, допустимые сварочные дефекты, механические свойства металла труб, в том числе отношение пределов прочности и текучести, относительное удлинение, вязкость разрушения. Документы также определяют допустимые рабочие и испытательные нагрузки.

Как показывает практика эксплуатации магистральных нефтепроводов, трубы, удовлетворяющие требованиям указанных выше нормативных документов, действительно обеспечивают необходимую работоспособность нефтепроводов длительное время при условии, что все регламентированные параметры в процессе эксплуатации не выходят за пределы допусков. Однако обеспечить неизменность всех оговоренных документами параметров в процессе длительной эксплуатации не удается. Изменения претерпевают практически все указанные выше параметры — как геометрические, так и механические. Наиболее существенные изменения выражаются в том, что появляются всевозможные дефекты и металл стареет.

Дефекты появляются при транспортировке труб, строительстве и эксплуатации нефтепровода. Дефекты являются сторонними организациями, а также ремонтно-строительными управлениями во время ремонтных и профилактических работ на трассе. При длительной эксплуатации сказывается климатическая и тектоническая активность почвы. Большое количество дефектов имеет коррозионное происхождение, особенно в южных регионах страны.

3.2. Основные нормативно-технические документы по маг-

стральным нефтепроводам практически не учитывают того факта, что трубы работают в циклическом режиме. Перепады давления, происходящие по разным причинам, приводят, во-первых, к усталостному разрушению трубы на дефектах. Трубы с дефектами имеют определенный ресурс, выраженный в количестве перепадов давления. По исчерпанию ресурса усталостные трещины приводят к разрыву трубы и аварии на нефтепроводе. Большинство аварий имеет именно такую природу.

3.3. Во-вторых, при циклических режимах нагружения металл труб подвергается деформационному старению. При этом изменяется дислокационная структура металла и перераспределяются примесные атомы в кристаллах. В результате старения металла повышаются пределы прочности и текучести, значительно снижаются пластические характеристики (относительное растяжение δ и сужение ψ). Металл становится более хрупким, и это приводит к ускорению усталостного разрушения дефектных труб. Поскольку в вершине дефектов всегда наблюдается концентрация деформаций, там и старение протекает быстрее. Рекомендации по учету эффектов старения при эксплуатации описаны в методике /6/, более подробно суть явления старения изложена в обзоре /7/.

3.4. Таким образом, при оценке работоспособности труб нефтепроводов необходимо опираться на данные о реальной дефектности этих труб и данные о реальных механических характеристиках металла труб с учетом эффектов старения. Диагностическое оборудование должно давать возможность производить измерения всех основных параметров, определяющих работоспособность труб нефтепроводов и линейной части в целом. Настоящая методика позволяет оценивать работоспособность труб по данным о дефектах, свойствах металла в процессе эксплуатации, по внешним характеристикам участка нефтепровода с учетом перепадов давления, соотношения деформационной за-

цить данного участка.

3.5. Работоспособность труб в линейной части нефтепровода представляет собой очень широкое и комплексное понятие, охватывающее возможность выполнять свои рабочие функции без разрушений и аварий в течение длительного, но определенного и ограниченного времени. При этом должна быть обеспечена надежность, соответствующая объектам такого ответственного назначения, как магистральные нефтепроводы. Поэтому необходимо выбрать конкретный числовой параметр - критерий работоспособности. В качестве такого критерия целесообразно принять время безотказной работы в условиях эксплуатации данного участка с имеющимся набором дефектов. Этот же критерий позволяет назначить рациональные сроки технического диагностирования нефтепроводов. Результаты всех предыдущих обследований по диагностированию технического состояния М1 позволят следить за развитием опасных дефектов, установить закономерности изменения работоспособности участков трубопровода.

3.6. Время безотказной работы участка трубопровода определяют по следующему алгоритму:

1) Для всех обнаруженных дефектов, не удовлетворяющих требованиям действующих СНиПов для магистральных нефтепроводов, определяют характерные размеры, доступные данному методу. (с учетом $\sigma_{\text{н}} = 0,2 \sigma_{\text{н}}$)

2) Для этих дефектов рассчитывают коэффициенты концентрации напряжений K_t , коэффициенты интенсивности напряжений K_I . Если нет возможности определить K_I ввиду неопределенности радиусов r в вершинах концентраторов, соответствующие этим дефектам значения K_I принимают максимальными, но число циклов и время до зарождения трещины считают равным нулю. Иными словами, эти дефекты уподобляют трещинам. Погрешность такого расчета идет в запас прочности.

3) Определяют механические свойства металла трубы в данный момент времени и, если были измерены эти же свойства в прошлом (см. п. 7.6), экстраполируют их на ближайшие 5 лет. *Факт выбора 5 лет*

4) Определяют параметры режима нагружения за год путем обобщения данных за последние 2-5 лет. *Экстраполируют*

5) Определяют уровень повреждаемости трубопровода на каждом из обнаруженных дефектов в течение одного года и 5 ближайших лет эксплуатации.

6) Если на всех дефектах за ближайшие 5 лет степень повреждаемости меньше 0,33, то техническое состояние данного участка трубопровода за эти 5 лет эксплуатации будет удовлетворительным (с запасом по долговечности не менее 3). При этом ремонтные работы не требуются, следующее диагностирование необходимо проводить через 5 лет.

Если на некоторых дефектах уровень повреждаемости более 0,3, то эти дефекты следует ликвидировать. Можно также некоторое время эксплуатировать трубопровод без ремонтных работ. Это время t определяют из следующих двух условий:

1) накопление повреждаемости за это время t не должно превышать 0,33 (разрыв трубы происходит при накопленной повреждаемости, равной единице);

2) остаточное время до полного разрушения трубы должно быть не менее 3 лет (после истечения искомого срока безремонтной эксплуатации).

3.7. Таким образом, необходима методика определения повреждаемости трубы на обнаруженных дефектах в течение заданного срока эксплуатации. Для создания такой методики необходимо более подробно и конкретно рассмотреть все исходные параметры, указать методы их определения.

4. МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕТАЛЛА ТРУБ

4.1. Механические характеристики металла элементов конструкций и методы их определения описаны в большом объеме научно-технической литературы и нормативных документов /8-15 и др./ . Однако трубы нефтепроводов имеют некоторые особенности, которые вытекают из условий эксплуатации и которые накладывают специальные требования к методам определения механических свойств.

4.2. Механические характеристики металла труб определяют на специальных образцах несложной формы. Методика предусматривает испытание двух типов образцов: гладких и с надрезом (трещиной) (рис. 1). Обязательным условием является равенство толщине образцов и толщине стенки трубы h . Остальные размеры указаны на рисунках.

4.3. Гладкие образцы предназначены для определения следующих механических характеристик:

$\sigma_{0,2}$ - условного предела текучести на базе остаточной деформации 0,2 %;

σ_B - предела прочности (максимальное условное напряжение);

ψ_B - максимального относительного равномерного поперечного сужения (в момент достижения напряжения σ_B);

ψ_K - относительного поперечного сужения в момент разрыва

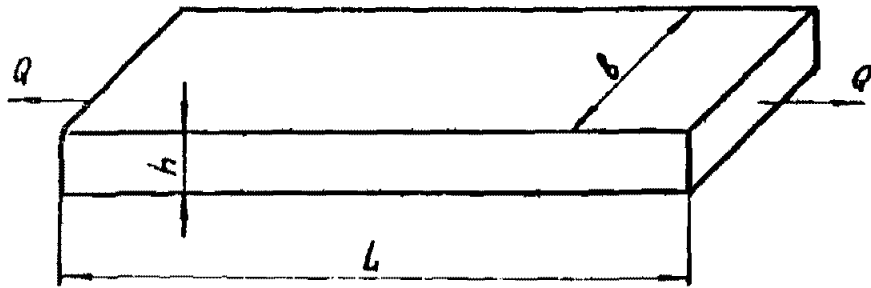
σ_K - условного напряжения в момент разрыва.

4.4. Все указанные величины определяют из диаграммы деформирования и разрушения гладкого образца (рис. 2). По измеренному значению растягивающей силы Q вычисляют условное напряжение по формуле

$$\sigma = Q / F_0,$$

где $F_0 = h \cdot b$ - исходное поперечное сечение образца;

h, b - толщина и ширина образца.



$$L \geq 5b, \quad b \geq 5t$$

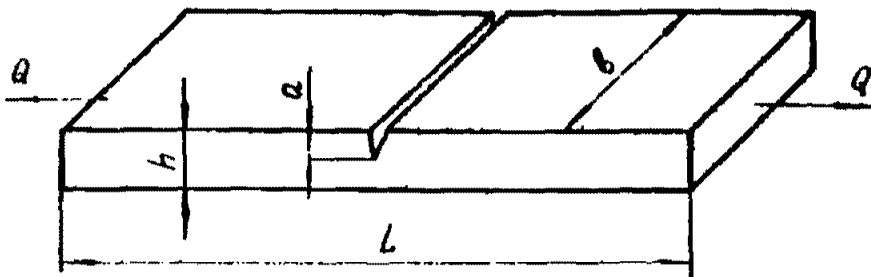


Рис. 1. Образец для изучения влияния механических характеристик металла труб

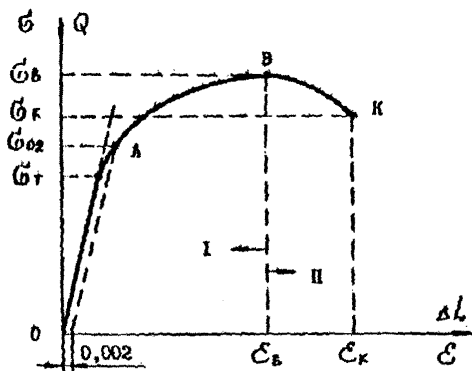


Рис. 2. Диаграмма деформирования материала:

- I - область равномерного деформирования;
- II - область растяжения с образованием шейки

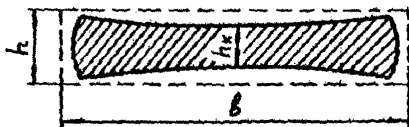


Рис. 3. К определению параметра ψ_k

- Пунктирный контур - сечение образца до испытаний;
- сплошной контур - сечение образца в изломе

По этой формуле находят величины σ_{02} , σ_B , σ_K в соответствующих точках А, В, К диаграммы.

Условные деформации ε определяют по формуле

$$\varepsilon = \Delta L / L,$$

где L - длина базового (расчетного) участка образца;

ΔL - изменение длины этого участка при деформировании образца.

4.5. Относительное сужение в момент разрыва ψ_K определяют по изменению толщины образца в изломе по формуле

$$\psi_K = \frac{\Delta h}{h} = \frac{h - h_K}{h},$$

где h - исходная толщина образца;

h_K - толщина образца в изломе, измеренная в середине поперечного сечения (рис. 3).

Максимальное равномерное относительное сужение ψ_B определяют по этой же формуле, но изменение толщины образца $\Delta h_B = h - h_B$ измеряют вдали от места разрыва (в неразрушенном сечении):

$$\psi_B = \frac{\Delta h_B}{h} = \frac{h - h_B}{h}.$$

Предложенный способ определения величин ψ_K и ψ_B отличается от стандартной методики /В/ и отражает условия деформирования металла трубы (условия плоской деформации по длине трубы). Параметры ψ_B и ψ_K характеризуют запас пластичности материала трубы.

4.6. По полученной диаграмме деформирования $\sigma - \varepsilon$ строят истинную диаграмму деформирования материала, которая учитывает изменение поперечного сечения образца при деформировании. Истинную деформацию e и истинное напряжение S определяют по формулам:

$$e = \ln(1 + \varepsilon); \quad S = \sigma(1 + \varepsilon).$$

4.7. Истинную диаграмму деформирования $S - \epsilon$ аппроксимируют следующими формулами:

$$\begin{aligned} S &= E \epsilon && \text{при } \epsilon \leq \epsilon_T, \\ S &= \sigma_T (\epsilon / \epsilon_T)^m && \text{при } \epsilon > \epsilon_T \end{aligned}$$

Здесь пределы упругости (пропорциональности) по напряжениям σ_T и деформациям ϵ_T вычисляют по формулам:

$$\begin{aligned} \sigma_T &= \left[\frac{\sigma_{02}}{(0,002 E + \sigma_{02})^m} \right]^{\frac{1}{1-m}} \\ \epsilon_T &= \sigma_T / E. \end{aligned}$$

Значение показателя степени m определяют из аппроксимирующей формулы (например, методом наименьших квадратов). Допускается оценка параметра m по формуле

$$m = \ln(1 + \epsilon_B),$$

где ϵ_B - условная деформация в момент достижения предела прочности σ_B (рис. 2).

4.8. Таким образом, величины σ_{02} , σ_B , ψ_A , ψ_K , m являются основными расчетными величинами, получаемыми из механических испытаний гладких образцов. Эти величины следует определять по трем образцам как среднее арифметическое полученных результатов.

4.9. Образцы с трещиной получают из гладких образцов нанесением поперечной трещины по ширине (рис. 1). Для этого предварительно наносят острый надрез на глубину $(\frac{h}{2} - 2)$ мм, затем установленным нагружением (циклическим изгибом или циклическим растяжением) вырабатывают трещину на глубину 2 мм. Суммарную глубину надреза плюс трещину уточняют после испытаний по излому. Для пластичных сталей (с относительным поперечным сужением ψ_K боль-

ше 0,3) допускается не выращивать усталостную трещину. При этом глубина надреза должна быть $0,5 h$, радиус скругления в вершине надреза должен быть не более 0,1 мм. Для этого вершину надреза обрабатывают специальным остро заточенным резцом-ножом.

4.10. Образцы с трещиной (надрезом) испытывают растягивающей нагрузкой до разрушения. По результатам испытаний определяют следующие величины:

Q_c - разрушающая нагрузка;

a - суммарная глубина надреза плюс трещины;

b, h - ширина и толщина образца (исходные значения).

Результаты испытаний образцов с трещиной обрабатывают следующим образом.

По излому образца определяют относительную глубину трещины

$$\eta : \quad \eta = a/h$$

Определяют среднее напряжение в нетто-сечении в момент разрушения $\sigma_{св}$:

$$\sigma_{св} = Q_c / (h - a)b.$$

Определяют параметр статической трещиностойкости $\alpha_{тр}$ при данном значении η :

$$\alpha_{тр} = \sigma_{св} / \sigma_{в}.$$

4.11. Учитывая, что при $\eta \rightarrow 0$ и $\alpha_{тр} \rightarrow 1$ значение $\sigma_{св} \rightarrow \sigma_{в}$ зависимость $\alpha_{тр}(\eta)$ аппроксимируют следующей формулой:

$$\alpha_{тр}(\eta) = 1 - (1 - \alpha_3) \frac{\eta(1 - \eta)}{\eta_3(1 - \eta_3)}.$$

Здесь α_3, η_3 - экспериментально полученные значения по п. 10 данного раздела.

Полученная зависимость $\alpha_{тр}(\eta)$ является характеристикой статической трещиностойкости динной стали с конкретными размерной толщиной h . Если же сталь с другой толщиной испытывать до у-

гую зависимость $\alpha_{TP}(\eta)$.

4.12. Подставляя в выражении $\alpha_{TP}(\eta)$ значение $\eta = 0,5$, получают одно число α_{05} :

$$\alpha_{05} = 1 - \frac{1 - \alpha_3}{4 \eta_3 (1 - \eta_3)}$$

4.13. Величина α_{05} является основной расчетной величиной, получаемой из статического разрушения образцов с трещиной. С целью повышения достоверности этой величины необходимо испытать не менее трех образцов с трещинами и найти среднее значение параметра α_{05} .

4.14. В режиме циклического нагружения основными характеристиками трещиностойкости являются параметры C_6 , n_6 или C_e , n_e в соответствии с формулами Париса-Махутова по п. 4.1. Для экспериментального определения этих величин изготавливают образцы с трещиной по рекомендациям п. 4.8 с той лишь разницей, что исходную суммарную глубину надреза + трещины устанавливают равной приблизительно $a = h/3$. Число таких образцов должно быть не менее 5.

4.15. Образцы с трещиной нагружают циклическим растяжением в отнулевом режиме ($\sigma_{\min}/\sigma_{\max} = 0$). Максимальное номинальное напряжение должно соответствовать условию

$$\Delta K \approx 0,5 K_c,$$

где K - коэффициент интенсивности напряжений или деформаций;
 K_c - предельное значение этого коэффициента (при нагрузке, соответствующей условию $K = K_c$, происходит разрушение образца с трещиной);

ΔK - размах изменения коэффициента K при испытаниях.
 При отнулевом режиме испытаний $K_{\min} = 0$, поэтому

$$\Delta K = K_{\max} - K_{\min} = K_{\max}.$$

Значения параметра K определяют по формулам п. 5.10, характеристики K_c - по рекомендациям п. 8.4.

4.16. В процессе циклических испытаний образцов с трещиной наблюдают за ростом трещины и по результатам наблюдений строят зависимость $a-N$, как показано на рис. 4.

Далее на кривой выбирают две точки со значениями $a_1 \approx 0$, и $a_2 \approx 0,5h$; графически находят соответствующие производные, как показано на рис. 4:

$$\left. \frac{da}{dN} \right|_{a_1} = A_1 ; \quad \left. \frac{da}{dN} \right|_{a_2} = A_2 .$$

Параметры циклической трещиностойкости вычисляют по форму.

$$n = \frac{\ln(A_1/A_2)}{\ln(\Delta K_1/\Delta K_2)} ;$$

$$c = \frac{A_1}{(\Delta K_1)^n} = \frac{A_2}{(\Delta K_2)^n} .$$

Здесь значения ΔK_1 и ΔK_2 уточняют по формулам п. 5.1 подставляя в них выбранные значения a_1 и a_2 .

4.17. По алгоритму п. 4.16 можно определять как силовые параметры циклической трещиностойкости C_s , n_s , так и деформационные C_e , n_e . При этом вся разница в том, что вместо K берут в первом случае K_{Ie} - коэффициент интенсивности напряжений (КИН), во втором случае берут K_{IIe} - коэффициент интенсивности деформаций (КИД). Значения K_{Ie} и K_{IIe} вычисляют по формулам п. 5.10.

4.18. В предложенном эксперименте самое трудное - следить

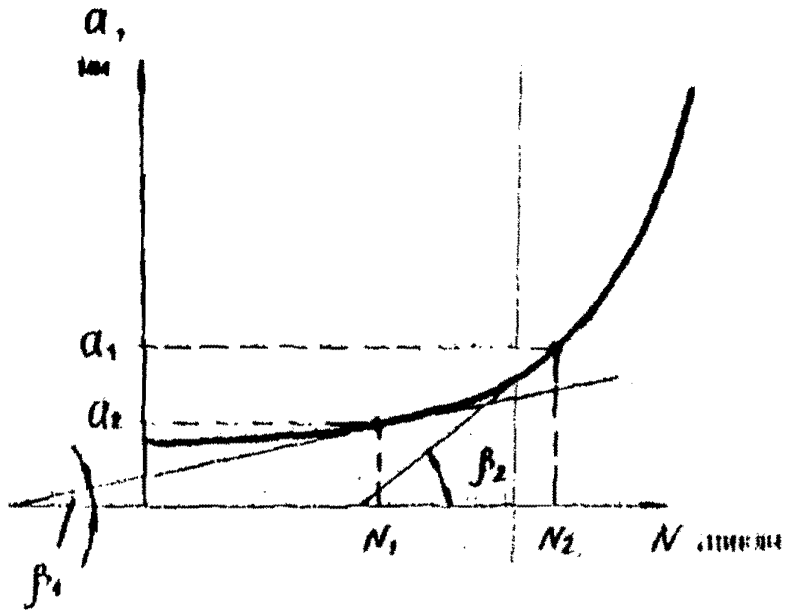


рис. 4. К определению характеристик циклической трещиностойкости металла труб

$$A_1 = \left. \frac{da}{dN} \right|_{a=a_1} = \lg \beta_1 ;$$

$$A_2 = \left. \frac{da}{dN} \right|_{a=a_2} = \lg \beta_2 .$$

за ростом трещины и правильно определить значение α . Для повышения достоверности измерения глубины трещины существуют специальные методы /13,14/.

4.19. Приближенные значения искомым параметров для сталей, применяемых в магистральных нефтепроводах, допускается определять по формулам:

$$n_e = 1 + m;$$

$$C_e = \frac{1}{2\pi [-500 \ln(1 - \psi_k)]^{m+1}}.$$

4.20. Расчетные механические характеристики для некоторых сталей, применяемых в нефтепроводах, приведены в прилож. 2.

5. ХАРАКТЕРИСТИКИ ДЕФЕКТОВ ТРУБ

5.1. Разрушение конструкций главным образом происходит в местах концентрации напряжений и деформаций. Одним из основных источников концентрации напряжений и деформаций являются дефекты. Поэтому изучению концентрации напряжений на дефектах элементов конструкций посвящено много работ и публикаций [16-20 и др.]. На нефтепроводах также встречается большое разнообразие всевозможных дефектов различного происхождения. С точки зрения оценки прочности и ресурса дефекты следует разделить на два класса: классические (неострые) и трещиноподобные (острые). Для этих классов дефектов вводятся различные количественные характеристики концентрации напряжений.

5.2. Для неострых дефектов (с конечным радиусом кривизны в вершине) мерой концентрации напряжений является α_s - теоретический коэффициент концентрации напряжений, вычисленный в предположении, что труба находится в упругом состоянии, включая зону дефекта. Параметр α_s следующим образом связан с напряжением:

$$\alpha_s = \sigma_{\max} / \sigma_{\text{нетто}},$$

где $\sigma_{\text{нетто}}$ - среднее напряжение в нетто-сечении;

σ_{\max} - максимальное напряжение в вершине дефекта.

Значения $\sigma_{\text{нетто}}$ следующим образом связаны с номинальным напряжением σ_n в неповрежденной трубе:

$$\sigma_{\text{нетто}} = \frac{\sigma_n h}{h-a},$$

где h - номинальная толщина стенки трубы;

a - глубина повреждения или дефекта;

$(h-a)$ - остаточная толщина стенки.

5.3. Значения параметра α_s приводятся в справочниках по

концентрации напряжений /10-20/. Для некоторых характерных дефектов, повреждений и конструктивных концентраторов напряжений, встречаемых на трубопроводах, значения параметра α_c и особенности распределения напряжений в упругом состоянии приведены в прилож. 3 к данной методике.

5.4. При анализе фактического распределения напряжений и деформаций в зоне дефектов и повреждений необходимо учитывать уругопластические деформации в зоне концентрации, вводя в расчеты уругопластические коэффициенты концентрации деформаций и напряжений K_ϵ , K_σ :

$$K_\epsilon = \epsilon_{\max} / \epsilon'_{\text{нетто}} ; \quad K_\sigma = \sigma_{\max} / \sigma'_{\text{нетто}} ,$$

где ϵ_{\max} и σ_{\max} - максимальные истинные уругопластические деформация и напряжение в вершине концентратора ;

$\epsilon'_{\text{нетто}}$ и $\sigma'_{\text{нетто}}$ - средние условные деформация и напряжение в нетто-сечении.

Для нетто-сечения условные и истинные значения деформаций и напряжений практически равны между собой ($\epsilon_{\text{нетто}} \approx \epsilon'_{\text{нетто}}$; $\sigma_{\text{нетто}} \approx \sigma'_{\text{нетто}}$).

5.5. Взаимосвязь между параметрами α_c , K_ϵ , K_σ выражается приближенной формулой Нейбера /17/, погрешность которой идет в завис. прочности:

$$K_\epsilon K_\sigma = \alpha_c^2 .$$

Это же выражение можно переписать так:

$$\sigma_{\max} \epsilon_{\max} = \sigma_y \epsilon_y ,$$

где σ_y , ϵ_y - определяем в п. 5.4 ;

σ_{\max} , ϵ_{\max} - максимальные условные напряжения и деформация в вершине дефекта (в поврежденном сечении, что верно для абр. труб, деталей).

5.6. Значения $\epsilon_{\text{нетто}}$ и $\sigma_{\text{нетто}}$ взаимосвязаны диаграммой деформирования:

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{\text{нетто}} &= E \epsilon_{\text{нетто}} \\ \epsilon_{\text{нетто}} &= \sigma_{\text{нетто}} / E \end{aligned} \right\} \quad \text{при } \sigma_{\text{нетто}} \leq \sigma_T;$$

$$\left. \begin{aligned} \sigma_{\text{нетто}} &= \sigma_T (E \epsilon_{\text{нетто}})^{1/m} \\ \epsilon_{\text{нетто}} &= \frac{\sigma_T}{E} \left(\frac{\sigma_{\text{нетто}}}{\sigma_T} \right)^{1/m} \end{aligned} \right\} \quad \text{при } \sigma_{\text{нетто}} > \sigma_T.$$

5.7. Деформации в вершине дефекта ϵ_{max} определяются из формулы п. 5.4:

$$\epsilon_{\text{max}} = \epsilon_{\text{ш}} = K_{\epsilon} \epsilon_{\text{нетто}}.$$

5.8. Коэффициенты концентрации упругопластических деформаций рассчитывают по формулам:

$$K_{\epsilon} = \alpha_{\epsilon} \left(\frac{\sigma_{\text{нетто}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{1-m}{1+m}} \quad \text{при } \sigma_{\text{нетто}} \leq \sigma_T$$

$$K_{\epsilon} = \alpha_{\epsilon} \left(\frac{\sigma_{\text{нетто}}}{\sigma_T} \right)^{\frac{2}{1+m}} \quad \text{при } \sigma_{\text{нетто}} > \sigma_T.$$

5.9. Для трещиноподобных (острых) дефектов (трещин, непроваров, острых царапин и др.) теоретический коэффициент концентрации напряжений велик (досетки и более), т.к. радиус скругления в вершине дефекта близок к нулю (менее 0,1 мк). Описывать концентрацию напряжений в таких дефектах с помощью параметра α_{ϵ} нецелесообразно, т.к. этот параметр очень чувствителен к радиусу скругления ρ , который, в свою очередь, трудно измерить и практически неопределен.

5.10. Основными характеристиками концентрации напряжений в окрестности трещиноподобных дефектов являются:

K_I - коэффициент интенсивности напряжений ;

K_{Ie} - коэффициент интенсивности деформаций,

которые вычисляются по следующим формулам:

$$K_I = \sigma_{\text{брутто}} \sqrt{a} Y(\eta) ; \quad \text{при } \sigma_{\text{нетто}} \leq \sigma_T I ;$$

$$K_{Ie} = (K_I / \sigma_T I)^{Pe}$$

$$K_{Ie} = \left(\frac{K_I}{\sigma_T I} \right)^{Pe} \left(\frac{\sigma_{\text{нетто}}}{\sigma_T I} \right)^{\frac{1-m}{(1+m)m}} \quad \text{при } \sigma_{\text{нетто}} > \sigma_T I .$$

Здесь a - глубина дефекта (трещины) ;

$\eta = a/h$ - относительная глубина дефекта ;

$Y(\eta)$ - поправочная функция, учитывающая геометрические особенности дефекта ;

I - коэффициент, учитывающий двухосность напряженного состояния труб ;

$\sigma_{\text{брутто}}$, $\sigma_{\text{нетто}}$ - средние напряжения по брутто- и нетто-сечениям.

Pe - показатель, зависящий от механических характеристик металла, вычисляют по формуле:

$$Pe = \frac{2 - 0,5(1-m)(1 - \sigma_{\text{нетто}}/\sigma_T I)}{1+m}$$

5.11. Напряжения (средние) в брутто- и нетто-сечениях труб определяют по формулам:

$$\sigma_{\text{брутто}} = \frac{p(D - 2h)}{2h} ;$$

$$\sigma_{\text{нетто}} = \frac{p(D - 2h)}{2(h - a)} ,$$

где p - давление в трубе ;

D - наружный диаметр трубы.

5.12. Поправочный множитель на двучленность напряженного состояния I приближенно вычисляют по формуле

$$I = 1,43 - m (0,36 + 0,8 m) \text{ при } m < 0,54;$$

$$I = 1 \text{ при } m \geq 0,54$$

или по графику на рис. 5, где показатель упрочнения M определяется из диаграммы деформирования металла трубы по п. 4.7.

5.13. Поправочная функция $Y(\eta)$ определяется по формулам и графиком, приведенным в справочниках по механике разрушения /21-25 и др./ . Для некоторых характерных трещиноподобных дефектов зависимости $Y(\eta)$ приведены в прилож. 3.

Конкретный вид функции $Y(\eta)$ зависит от геометрических особенностей дефекта. Для продольной длинной трещины функция

$Y(\eta)$ рассчитывается по графику на рис. 6 или по формуле

$$Y(\eta) = 1,99 - \eta (0,41 - \eta (18,7 - \eta (38,49 - \eta \cdot 53,85)))$$

5.14. Таким образом, основными расчетными характеристиками дефекта являются глубина дефекта a , теоретический коэффициент концентрации напряжений α_G , коэффициент интенсивности напряжений K_I . Расчетные характеристики некоторых дефектов и повреждений, встречаемых на трубопроводах, приведены в прилож. 3.

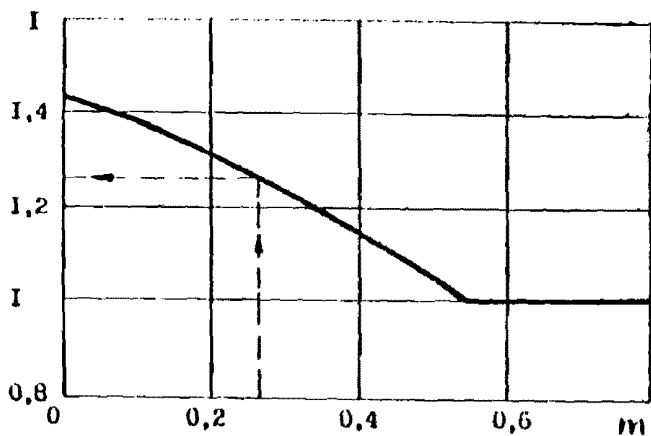


Рис. 5. Зависимость коэффициента I от показателя упрочнения металла m

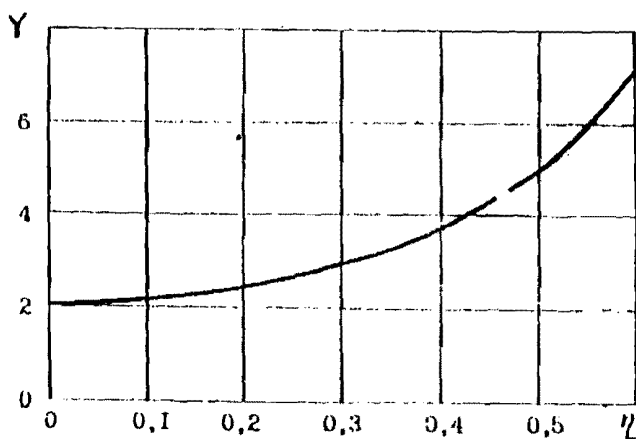


Рис. 6. График зависимости $Y(l)$ для длиной продольной поверхностной трещины

6. ХАРАКТЕРИСТИКИ НАГРУЖЕННОСТИ ТРУБОПРОВОДА

6.1. Нагрузки складываются из внутреннего давления и внешних сил. Внутреннее давление P создает в линейной части трубопровода окружные (кольцевые) и осевые (продольные) напряжения $\sigma_{окр}$, $\sigma_{ос}$, которые вычисляются по формулам:

$$\sigma_{окр} = \frac{P(D-2h)}{2h} = 2\sigma_{ос}.$$

Внешние нагрузки имеют различную природу (изгибные, термические напряжения, давление грунта и транспортных средств, давление опор, ветра, воды на балочных и водных переходах и др.). Соотношение между напряжениями, создаваемыми давлением перекачиваемого продукта и внешними силами, может быть различно. Поэтому нагрузки необходимо контролировать в процессе эксплуатации, а напряжения от всех нагрузок следует рассматривать в совокупности.

6.2. Особенностью эксплуатации магистральных нефтепродуктопроводов является то, что в них происходят перепады внутреннего давления, вызванные изменениями режимов перекачки, отключениями одной или нескольких насосных установок. Общий вид изменений внутреннего давления показан на рис. 7. Здесь показан пример нагрузки некоторого участка трубопровода за один год. Номинальное рабочее давление в течение месяцев январь-июль было равно 4,5 МПа, а затем в период с сентября по декабрь рабочее давление поддерживалось на уровне 3,7 МПа.

В течение этого года наблюдались перепады давления, нижние уровни которых показаны точками. Продолжительности пребывания трубы под этими пониженными давлениями не показаны, т.к. для оценки долговечности важен сам факт перепада давления и значительно менее важна продолжительность. На графике зафиксирован всего 41 перепад давления.

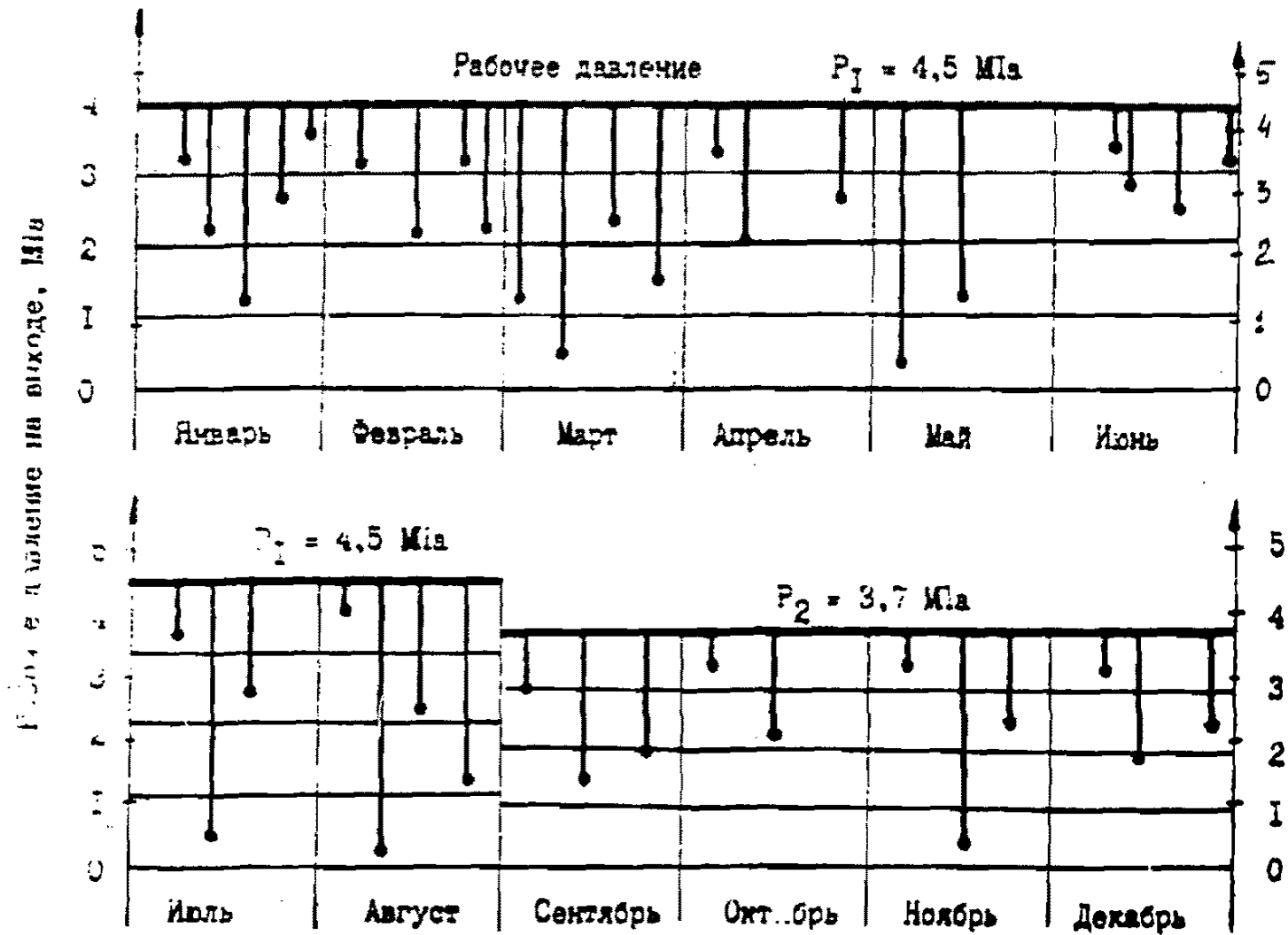


Рис. 7. Спектр нагруженности участка нефтепровода на выходе НПС за 1 год

6.3. Спектр нагруженности удобно описать в виде таблицы, пример которой показан ниже (табл. I). Здесь указано время Δt (промежуток), в течение которого даны характеристики нагруженности, рабочее давление $P_{\text{раб}}$, которое поддерживается в течение данного времени. Далее указаны числа перепадов давления N_i

Таблица I

Характеристики спектра нагруженности
трубопровода на выходе НПС за 1989 год

Время эксплуатации Δt , лет	01.09-08.09 0,67	09.09-12.09 0,33
Рабочее давление $P_{\text{раб}}$, МПа	4,5	3,7
Число перепадов давления		
N_{25}	9	4
N_{50}	11	4
N_{75}	6	2
N_{100}	4	2

N_{25} - число перепадов давления, при которых снижение давления составляет до 25 % от рабочего;

N_{50} - число перепадов, при которых снижение давления составляло от 25 до 50 %;

N_{75} - перепады от 50 до 75 %;

N_{100} - перепады от 75 % до полного снятия давления.

Например, в марте месяце произошел перепад давления до 2,7 МПа. Этот перепад надо отнести к N_{50} , т.к. давление 2,7 относится к диапазону от 25 до 50 % рабочего давления 4,5 МПа.

6.4. Таким образом, основными исходными данными по нагруженности являются значения $P_{\text{раб}}$, N_{25} , N_{50} , N_{75} , N_{100} . Индексом числа N могут быть другие, например, N_{20} , N_{40} , N_{60} , N_{80} , N_{100} или N_{33} , N_{56} , N_{100} в зависи-

мости от выбранных диапазонов в шкале давления.

В табл. 2 приведены характеристики спектра нагруженности трубопровода за 5 лет эксплуатации.

Таблица 2

Характеристика нагруженности трубопровода
на выходе от ИС
(пример)

Годы	Длительность периода, лет	Рабочее давление, МПа	Число перепадов давления			
			N_{25}	N_{50}	N_{75}	N_{100}
1985	1	5,1	13	19	7	3
1986	1	5,4	15	20	14	1
1987	0,5	5,5	10	11	9	3
	0,5	4,9	7	7	5	2
1988	1	4,6	15	21	7	5
1989	0,66	4,5	9	11	5	4
	0,33	3,7	4	4	2	1

6.5. В данном наборе исходных данных отсутствуют величины, характеризующие внешние нагрузки, которые будут различны для различных точек участка трубопровода. Способ задания этих нагрузок зависит от их характера и природы, а сами силы и напряжения определяются в каждом отдельном случае своими специфическими методами. Одним из способов задания внешних нагрузок является способ, аналогичный п. 6.4, если вместо давления записать максимальное напряжение от внешних нагрузок $\sigma_{\text{внеш}}$. Если внешняя нагрузка изменяется во времени, то можно ввести числа N с соответствующими индексами. Например, число $N_{100} = 100$ означает, что за год напряжение от внешней нагрузки испытывает 100 перепа-

дов до уровня 0,4-0,6 атм.

6.6. В табл. 2 даны характеристики спектра нагруженности трубопровода на выходе НИС. Для анализа остаточного ресурса на участке трубопровода необходимо располагать аналогичными характеристиками для ряда других точек участка. В качестве таких точек можно выбрать, например, начало, конец и наиболее низкие точки по рельефу. Можно также выбрать точки через каждые 4-5 км, включая начало и конец участка (выход НИС и вход в следующий). Все эти характеристики можно собрать по специальной методике, пользуясь данными периодического опроса давления на всех НИС, поступающие в диспетчерские службы управления, и раскладки соответствующих участков трубопровода.

6.7. Давление в произвольной точке участка может быть определено по формуле

$$P = P_1 - (L - L_1) \frac{P_1 - P_2}{L_2 - L_1} + \gamma g (H_1 - H),$$

где P_1, P_2, P - давление в начале, в конце, в произвольной точке участка;

L_1, L_2, L - километровые отметки этих точек;

H_1, H_2, H - высотные отметки этих точек;

γ - плотность перекачиваемой нефти;

$g = 9,8 \text{ м/с}^2$ - ускорение свободного падения.

Значения P_1 и P_2 регулярно поступают в диспетчерские службы; L_1, H_1, L_2, H_2 - фиксированные данные соответствующих станций в начале и в конце участка; L, H - характеристики, известные из раскладки трубопровода. Обработка значений с целью получения характеристик спектра может проводиться автоматически с помощью персональных ЭВМ.

7. СТАРЕНИЕ МЕТАЛЛА ТРУБ

7.1. В процессе длительной (10–30 лет) эксплуатации нефтепроводов происходит старение металла труб, которое обусловлено накоплением необратимых микропластических деформаций, деформационным старением и наводороживанием /6,7/.

7.2. Основными механизмами процесса старения являются генерация дислокаций и вакансий, распад цементита, образование новых карбидных частиц, скопление проникших в металл атомов водорода в коллекторах и локализация их, фрагментация перлитных зерен и др.

7.3. Процесс старения металла труб сопровождается значительными структурными превращениями, которые приводят к охрупчиванию стали. Механизмы охрупчивания связаны со скоплением примесных атомов на границах зерен, блокировкой дислокаций атомами углерода и азота, фрагментацией цементитных пластин, контактным и барьерным торможением дислокаций и т.д.

7.4. Структурные изменения, которыми сопровождается старение металла труб, являются основными причинами изменения механических свойств трубных сталей в процессе эксплуатации. При этом в основном изменяются пластические свойства металла труб (см. прилож. 2).

7.5. В общем виде математически описать явление старения металла можно с помощью некоторых функций изменения основных механических характеристик, описанных в разделе 4 настоящей методики:

$$\sigma_{02} = f_{02}(t);$$

$$\sigma_B = f_B(t);$$

$$\psi_E = f_{\psi_E}(t);$$

$$\psi_K = f_{\psi_K}(t);$$

$$m = f_m(t);$$

$$\sigma_{05} = f_{\sigma_{05}}(t).$$

где t - время эксплуатации в годах;

$f_{\sigma}, \dots, f_{\alpha}$ - эмпирические функции.

7.6. Эти функции можно определить из анализа результатов систематических исследований механических свойств металла в период эксплуатации трубопровода. Некоторые данные, полученные в результате изучения явления старения металла трубопроводов, приведены в прилож. 2. Функции изменения механических свойств металлов в результате старения удобнее выбрать в виде полиномов n -го порядка (повышение порядка аппроксимирующих полиномов целесообразно).

$$\sigma_{\sigma} = \sigma_{\sigma}^0 + a_{\sigma} t + b_{\sigma} t^2;$$

$$\psi_{\kappa} = \psi_{\kappa}^0 + a_{\psi} t + b_{\psi} t^2.$$

и т.д.

Тогда параметрами старения следует считать коэффициенты этих полиномов: $a_{\sigma}, b_{\sigma}; a_{\psi}, b_{\psi}; a_{\alpha}, b_{\alpha}; a_{\tau}, b_{\tau}; a_{\eta}, b_{\eta}$. Величинами с верхними индексами "0" (например $\sigma_{\sigma}^0, \psi_{\kappa}^0$ и т.д.) соответствуют механическим свойствам "молодого" металла трубы (в начале эксплуатации).

Для получения параметров старения можно, например, на участке трубопровода выбрать одну контрольную трубу и периодически следить за механическими свойствами этой трубы. С этой целью, в частности, можно раз в 5 лет из этой трубы вырезать катушку длиной 2 м и подробно измерять все механические свойства в лаборатории и по одной и той же методике. Тогда можно получить все необходимые данные об изменении механических свойств металла труб данного трубопровода.

Более точные параметры старения металла можно получить, выполнив специальные эксперименты над металлом труб.

Некоторую общую картину о старении трубных сталей можно

лучить с помощью рекомендаций /6/ и обзора /7/.

На рис. 8 в качестве примера приведены зависимости параметров σ_T , ψ_k , KCV от времени эксплуатации магистральных нефтепроводов из стали марки И7ГС. Соответствующие параметры аппроксимирующих полиномов приведены в табл. 3.

Таблица 3

Параметры аппроксимирующих полиномов
для стали И7ГС

Механические свойства	Исходные значения	Коэффициенты по ф-ле п. 7.6	
		α	β
σ_T , МПа	354	0,65	0
ψ_k	0,685	-0,403	0,642
KCV, $\frac{МДж}{см^2}$	0,7	-0,014	0

7.7. Предлагаемая расчетная методика позволяет по известным функциям по п. 7.5 учитывать изменение механических характеристик металла трубы при оценке статической прочности и остаточного ресурса участков магистральных нефтепроводов.

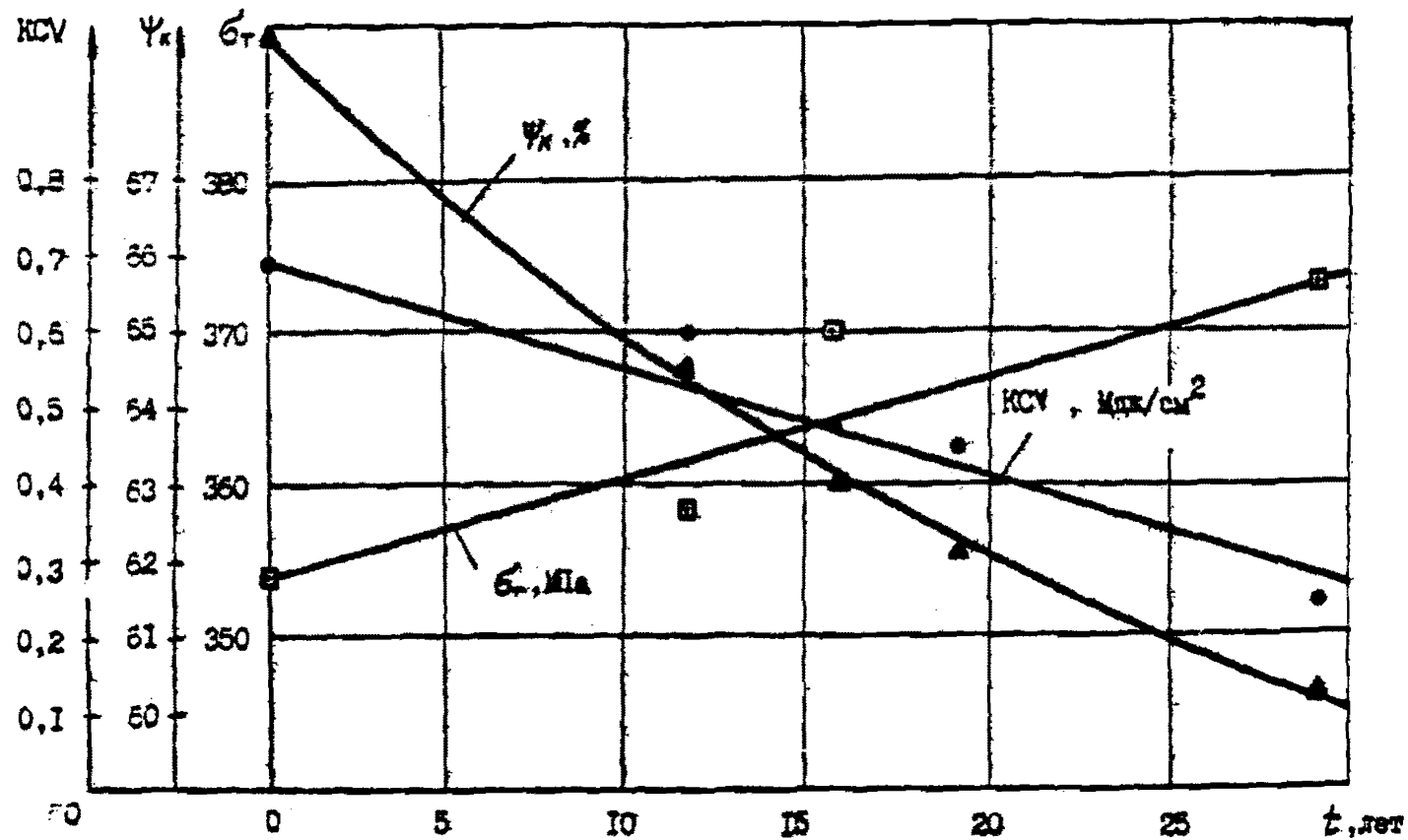


Рис. 8. Зависимость механических характеристик стали I7C от времени эксплуатации.

В. КРИТЕРИИ СТАТИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ТРУБ С ДЕФЕКТАМИ

Критерии прочности и методы расчета элементов конструкций, в том числе труб нефтепроводов, изложены в многочисленных справочниках, монографиях и нормативных документах /9-11, 13-15, 25-36 и др./. В данной методике собраны все критерии, приемлемые для труб магистральных нефтепроводов. Считается, что статическое разрушение трубы с дефектом происходит при достижении хотя бы одного из следующих условий разрушения.

В.1. Среднее условное напряжение в нетто-сечении достигает предела прочности металла:

$$\sigma_{\text{нетто}} = \sigma_{\text{в}}, \quad \text{т.е.} \quad \sigma_{\text{в}} = \frac{P(\delta - 2h)}{2(h-a)}$$

где $\sigma_{\text{нетто}}$ определяется по формуле п.5.11.

В.2. Зарождение трещины в вершине дефекта (но не полное разрушение трубы) происходит при достижении критической деформации в вершине дефекта:

$$e = e_k,$$

где предельную деформацию e_k приближенно вычисляют по известному значению относительного поперечного сужения Ψ_k :

$$e_k = \ln \frac{1}{1 - \Psi_k}.$$

Значение Ψ_k определяют по п. 4.5.

В.3. Разрушение трубы с трещиной происходит при выполнении условия разрушения по параметру статической трещиностойкости $\alpha_{\text{тр}}$:

$$\sigma_{\text{ср}} = \alpha_{\text{тр}} \cdot \sigma_{\text{в}},$$

где $\sigma_{\text{ср}} = \sigma_{\text{нетто}}$;

$\sigma_{\text{нетто}}$ определяют по формуле п.5.11;

$\alpha_{\text{тр}}$ вычисляют в соответствии с формулой п.4.11:

$$\alpha_{\text{тр}} = 1 - (1 - \alpha_{05})^4 \eta (1 - \eta).$$

$$\eta = \frac{a}{h} \quad 1 - \alpha_3$$

8.4. Разрушение трубы с трещиной происходит при выполнении определенного условия по коэффициенту интенсивности деформации:

K_{Ic} :

$$K_{Ic} = K_{Ics},$$

где значение K_{Ic} вычисляют по формулам п.5.10;

значение K_{Ics} вычисляют по следующему алгоритму;

по формуле п.4.12 определяют $\alpha_{0.5}$;

расчитывают σ_{netto}^* и σ_{brutto}^* по формулам:

$$\sigma_{netto}^* = \alpha_{0.5} \sigma_b ;$$

$$\sigma_{brutto}^* = 0,5 \sigma_{netto}^* ,$$

далее применяют расчетные формулы:

$$K_{Ic} = 5 \sigma_{brutto}^* \sqrt{0,5 h} ;$$

$$P_{ec} = \frac{2 - 0,5(1-m)(1 - \sigma_{netto}^* / \sigma_{rI})}{1 + m} ;$$

$$K_{Ics} = \left(\frac{K_{Ic}}{\sigma_{rI}} \right)^{P_{ec}} ; \quad \text{при } \sigma_{netto}^* \leq \sigma_{rI}$$

$$K_{Ics} = \left(\frac{K_{Ic}}{\sigma_{rI}} \right)^{P_{ec}} \left(\frac{\sigma_{netto}^*}{\sigma_{rI}} \right)^{\frac{1-m}{(1+m)m}} \quad \text{при } \sigma_{netto}^* > \sigma_{rI} .$$

Здесь параметры σ_r , m определяют из раздела 4, параметр I определяют по п. 5.12.

8.5. Для вычисления статической прочности трубы с конкретным дефектом следует определять наименьшее давление в трубе, при котором удовлетворится хотя бы одно из условий разрушения перечисленных в настоящем разделе.

9. КРИТЕРИИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ПРОЧНОСТИ ТРУБ С ДЕФЕКТАМИ
ПРИ ОТСУТСТВИИ КОРРОЗИИ
(ЭТАП ЗАРОЖДЕНИЯ ТРЕЩИНЫ)

9.1. Циклическая прочность и долговечность элементов конструкций с дефектами и без дефектов рассчитываются по методикам, изложенным в работах /9, 10, 13, 14, 15, 29, 30, 34, 37 и др./ . Циклическая прочность трубы с дефектом в неагрессивной среде определяется числом циклов (перепадов) нагрузки до разрушения трубы. Общее число циклов до разрушения N состоит из двух слагаемых:

N_3 - числа циклов до зарождения трещины в вершине дефекта ;

N_p - числа циклов на этапе развития (роста) трещины:

$$N = N_3 + N_p.$$

9.2. Число циклов до зарождения трещины определяется уравнениями Коффина-Менсона. Эти уравнения устанавливают взаимосвязь между амплитудой изменения истинных деформаций в вершине дефекта, механическими характеристиками металла и числом циклов N_3 .

9.3. Существует 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 этими крайними случаями. Поэтому целесообразно выбрать меньшее (или среднее) число циклов N_3 из двух крайних ситуаций.

9.4. Режимы циклического нагружения различаются также симметричностью (коэффициентом асимметрии). Коэффициентом асимметрии по напряжениям R_σ и деформациям R_ϵ называется отношение соответствующих величин (напряжений и деформаций) в вершине дефекта в момент минимальной и максимальной нагрузки в цикле:

$$R_c = \frac{\sigma_{\min}}{\sigma_{\max}}; \quad R_e = \frac{\epsilon_{\min}}{\epsilon_{\max}}$$

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

9.5. Для жесткого симметричного режима нагружения число циклов до зарождения трещины N_3 определяется из уравнения:

$$\epsilon_a = \frac{1}{4} \ln \frac{1}{1-\psi_k} N_3^{-\alpha_1} + \frac{\sigma_{-1}}{E},$$

где ϵ_a — амплитуда истинных деформаций в вершине дефекта;
 σ_{-1} — предел усталости металла при симметричном нагружении;
 E — модуль упругости;
 ψ_k — величина, известная из п. 4.5;
 α_1 — показатель жесткого циклического нагружения.

9.6. Параметр α_1 определяется [37] из графика на рис. 9.6 или по приближенной формуле

$$\alpha_1 = 0,5 \quad \text{при } \sigma_B \leq 700 \text{ МПа};$$

$$\alpha_1 = 0,5 + 0,0002 (\sigma_B - 700) \quad \text{при } \sigma_B > 700 \text{ МПа}.$$

9.7. Предел усталости для сталей, применяемых на нефтепроводах, можно определить приближенно:

$$\sigma_{-1} = 0,4 \sigma_B.$$

9.8. Для мягкого симметричного режима нагружения число циклов N_3 определяется из следующего уравнения [37]:

$$\epsilon_a = \ln \frac{1}{1-\psi_B} N_3^{-\alpha_2} + \frac{\sigma_{-1}}{E},$$

где ϵ_a , E , σ_{-1} — те же величины, что и в п. 9.5;

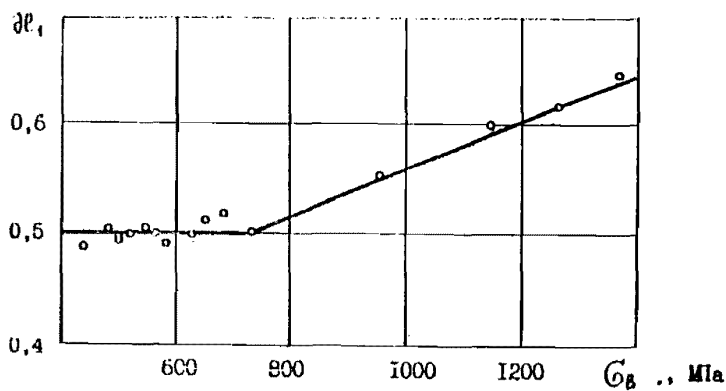


Рис. 9. К определению параметра β_1

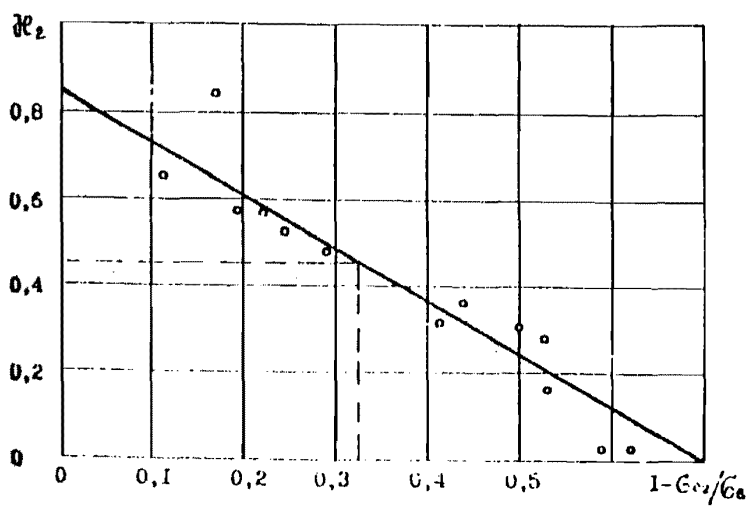


рис. 10. К определению параметра β_2

Ψ_B - величина, известная из п. 4.5 ;

$\partial \mathcal{R}_2$ - показатель мягкого циклического нагружения,

9.9. Параметр $\partial \mathcal{R}_2$ определяется из графика на рис. 10 по приближенной формуле

$$\partial \mathcal{R}_2 = 1,2 \frac{\sigma_{\text{ср}2}}{\sigma_B} - 0,35 .$$

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

Циклы нагрузки характеризуются следующими параметрами:

e_a - амплитудой деформаций в вершине дефекта ;

$e_{\text{ср}}$ - средней деформацией в той же точке.

С увеличением каждого из этих параметров значение N_3 уменьшается. Если хотим сохранить постоянным значение N_3 при увеличении параметра $e_{\text{ср}}$, то надо эквивалентно снизить амплитуду деформаций e_a .

Можно построить зависимости типа $e_a = f(e_{\text{ср}})$ при условии что $N_3 = \text{const}$. Эти зависимости имеют монотонно убывающий характер. Приблизительно эти зависимости можно принять линейными (хотя они несколько выгнуты). Погрешность такого приближения невелика в запас долговечности. На рис. 11 показаны такие изолинии, соответствующие условиям $N_3 = 0$; $N_3 = \text{const}$; $N_3 = 10^6$ ($0 < \text{const} < 10^6$).

Таким образом, по заданному несимметричному циклическому нагружению можно приблизительно найти эквивалентное симметричное нагружение, соответствующее одинаковому числу циклов $N_{\text{ср}}$ этого на графике (рис. 11) следует найти точку А с координатами $(e_{\text{ср}}, e_a)$; от точки В через точку А провести прямую и найти точку С. Координаты точки С соответствуют искомому параметрам эквивалентного симметричного нагружения $(0, \tilde{e}_a)$.

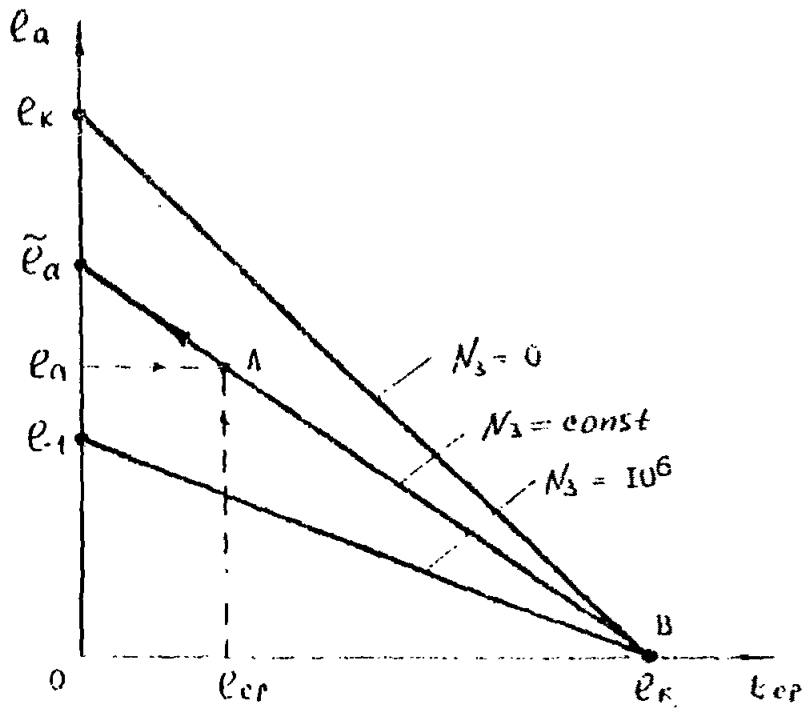


Рис. II. К определению эквивалентных характеристик симметричного нагружения;

$$\sigma_{-1} = \sigma_{-1} / E$$

9.11. Исходя из предыдущих соображений, для определения при несимметричном нагружении необходимо выполнить следующие операции:

найти параметры эквивалентного нагружения:

$$\tilde{e}_{ср} = 0;$$

$$\tilde{e}_a = \frac{e_a}{1 - e_{ср}/e_k};$$

по значению \tilde{e}_a найти числа циклов N_3 из формул п.п. 9.8, соответствующие жесткому и мягкому нагружениям;

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

9.12. Значения $e_{ср}$ и e_a для использования формул п.п. 9.11 определяются следующим образом:

$$e_{ср} = \frac{e_{max} + e_{min}}{2}; \quad e_a = \frac{e_{max} - e_{min}}{2}.$$

Здесь e_{min} и e_{max} - наименьшая и наибольшая деформации в вершине дефекта в процессе циклического изменения давления (грузки).

10. КРИТЕРИИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ТРЕЩИНСТОЙКОСТИ ПРИ ОТСУТСТВИИ КОРРОЗИИ (ЭТАП УСТАЛОСТНОГО РОСТА ТРЕЩИНЫ)

10.1. Для оценки числа циклов N_p от момента зарождения трещины до момента, когда трещина становится сквозной, существуют кинетические диаграммы усталостного разрушения. Эти диаграммы связывают между собой скорость роста трещины da/dN и изменение за один цикл напряженно-деформированного состояния в вершине трещины. Поскольку напряженно-деформированное состояние в вершине трещины описывается через коэффициенты интенсивности напряжений K_I и деформаций $K_{I\epsilon}$, то кинетические диаграммы усталостного разрушения выражаются функциями типа:

$$\frac{da}{dN} = f_c (\Delta K_I);$$

$$\frac{da}{dN} = f_e (\Delta K_{I\epsilon}).$$

Общий вид этих зависимостей показан на рис. 12.

10.2. Существует несколько характерных областей изменения напряженно-деформированного состояния.

В области $\Delta K_I < K_{Ih}$ трещина практически не развивается (на базе 10^7 циклов не наблюдается роста трещины). Величина K_{Ih} является пороговой величиной для роста трещины.

В области $\Delta K_I > \Delta K_{Ic}$ трещина не может существовать, при $\Delta K_I = \Delta K_{Ic}$ происходит полное разрушение (дело).

Величина K_{Ic} является предельной величиной для роста трещины.

Область $K_{Ih} < \Delta K < K_{Ic}$ можно условно разделить на три области (рис. 12). Во второй подобласти диаграмма усталостного разрушения удовлетворительно описывается степенными выражениями

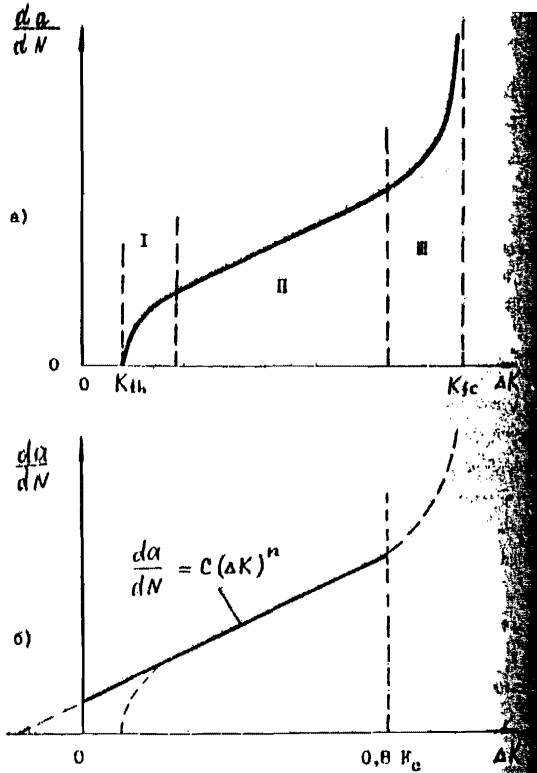


Рис. 12. Испытания и расчетная диаграммы усталости разрушения

предложенными П.Пэрисом

$$\frac{da}{dN} = C_B (AK_I)^{n_B}$$

И.А.Махутовым

$$\frac{da}{dN} = C_E (AK_{Ic})^{n_E}$$

Соответственно параметры C_B , n_B и C_E , n_E называются параметрами циклической трещиностойкости металла трубы. Эти параметры определяются по рекомендациям п.4.14-4.19.

В подобластях I и III формулы Пэриса и Махутова приводят к значительным погрешностям,

10.3. При оценке циклической долговечности нельзя ошибаться (или допускать погрешность) в сторону завышения числа N_p , т.к. это может привести к катастрофическим последствиям при принятии решений по результатам расчета. Погрешности в сторону завышения числа N_p допустимы, т.к. они идут в запас долговечности. Поэтому в настоящей методике, во-первых, предлагается уравнения Пэриса-Махутова продолжить в область малых ΔK_I (или ΔK_{Ic}), что показано на расчетной диаграмме усталостного разрушения (рис. 12,б). Во-вторых, предлагается не рассматривать подобласть II для этого считается долговечность исчерпанной, как только ΔK_I (или ΔK_{Ic}) по мере роста трещины доходит до границы II подобластей кинетической диаграммы циклического разрушения.

10.4. На рис. 12,б показана расчетная диаграмма циклического разрушения, которая ограничивается значением $K_I = 0,8 K_{Ic}$, где K_{Ic} - характеристика статической трещиностойкости по напряжению, определяемая по рекомендациям п. 3.4.

10.5. Расчетную кривую целесообразно выразить через ΔK_{Ic} (аналогичный подход) и ограничиваться значением $\Delta K_{Ic} = 0,6 K_{Ic}$.

где K_{Icc} - характеристика статической трещиностойкости по деформациям, определяемая также по рекомендациям п. 8.4.

Поскольку материалы труб обладают значительным запасом пластичности (это - требования строительных норм и правил), кроме того рабочие напряжения близки к пределу текучести (упругость σ_T), то деформационный подход обладает преимуществом по сравнению с оловым подходом по п. 10.4.

10.6. В соответствии с расчетной диаграммой циклического разрушения, число циклов N_p на этапе роста трещины при циклическом нагружении определяется по формуле

$$N_p = \int_{a_0}^{a_c} \frac{da}{C_e (\Delta K_{Ie})^{ne}}$$

где a_0 - исходная глубина дефекта + трещины;

a_c - критическая глубина, удовлетворяющая хотя бы одному из условий статического разрушения (см. раздел 8) или условию

$$\Delta K_{Ie} = 0,8 K_{Icc}$$

10.7. Уравнение 10.6 сложно пользоваться при ручном счете, но с помощью ЭВМ-программы никаких трудностей в вычислении значения N_p не встречается. При этом по мере численного интегрирования одновременно проверяются все условия разрушения, оговоренные в разделах 8 и 10. По выполнению хотя бы одного из этих условий прекращается интегрирование и выданы на печать значения a_0 и N_p (см. разд. 15).

10.8. При вычислении числа N_p по формуле 10.6 значения рассчитываются с применением рекомендаций п. 5.10.

II. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ, ДОЛГОВЕЧНОСТИ И ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБ С ДЕФЕКТАМИ

II.1. Как отмечалось выше, реально трубопроводы эксплуатируются нестабильно и разнообразно. Изменяются рабочее давление, температура, внешние нагрузки и т.д. При оценке долговечности (в годах) и ресурса (в процентах) в таких сложных условиях эксплуатации применяют принцип линейного суммирования повреждений. По этому принципу при эксплуатации трубопровода в сложном циклическом режиме происходит накопление повреждений в дефектных местах. Как только на каком-то дефекте накопится суммарное повреждение, равное 1 (или 100 %), то здесь и происходит разрыв трубы.

II.2. Если труба испытывает простое циклическое нагружение (рабочее давление и амплитуда перепадов постоянные), то повреждение за 1 год (Π_1) определяется так:

$$\Pi_1 = N_1 / N^k,$$

N_1 - число перепадов давления за этот год;

N^k - общее число циклов, которое может выдержать труба с заданным дефектом при данном режиме эксплуатации, включающее оба этапа усталостного разрушения - этап зарождения и этап роста трещины:

$$N^k = N_z + N_p$$

II.3. Если труба в течение года испытывает сложное нагружение (N_1 циклов с рабочим давлением P_1 и перепадами ΔP_1 (рис. 1); N_2 цикла с рабочим давлением P_2 и перепадами ΔP_2 (рис. 1)), то повреждение за этот год складывается из двух частей:

$$\Pi_1 = \frac{N_1}{N_1^k} + \frac{N_2}{N_2^k},$$

N_1^k - число циклов, которое может выдержать труба в режиме 1;

N_2^R - максимальное число циклов, которое может выдержать труба в режиме 2.

Величины N_1^R и N_2^R вычисляются по отдельности, в предположении, что нагружение простое (по режиму I или режиму 2).

II.4. Соответственно, для примера нагружения, приведенного в п. 6.3, повреждение за один год определяется следующим образом:

$$\begin{aligned} \Pi_1 &= \left(\frac{N_{25}}{N_{25}^R} + \frac{N_{50}}{N_{50}^R} + \frac{N_{75}}{N_{75}^R} + \frac{N_{100}}{N_{100}^R} \right) P_1 + \\ &+ \left(\frac{N_{25}}{N_{25}^R} + \frac{N_{50}}{N_{50}^R} + \frac{N_{75}}{N_{75}^R} + \frac{N_{100}}{N_{100}^R} \right) P_2 = \\ &= \left(\frac{9}{N_{25}^R} + \frac{11}{N_{50}^R} + \frac{5}{N_{75}^R} + \frac{4}{N_{100}^R} \right) P_{=2,5} + \\ &+ \left(\frac{4}{N_{25}^R} + \frac{4}{N_{50}^R} + \frac{2}{N_{75}^R} + \frac{2}{N_{100}^R} \right) P_{=3,1}, \end{aligned}$$

Здесь N_{25}^R - максимально возможное число циклов при рабочем давлении 4,5 МПа и 3,7 МПа соответственно, если перепады давлений составляют 25 % от рабочего. Аналогично определяются числа N_{75}^R , N_{100}^R .

II.5. Если в течение эксплуатации режим перекачки продукта сохраняется (в среднем), то время, в течение которого данный факт не приводит к разрушению трубы, определяется по формуле

$$t = 1/\Pi_1,$$

где Π_1 - повреждение, накапливаемое за один год;

t - время эксплуатации без разрушения (в годах).

II.6. Если режим эксплуатации меняется, то можно говорить только о накопленном повреждении Π и остаточном ресурсе R

$$R = 1 - \Pi .$$

Величина Π определяется как сумма ежегодных повреждений в течение всего срока эксплуатации:

$$\Pi = \sum_1^n \Pi_i .$$

Здесь Π и R - величины, не больше единицы, выражены в процентах к исходному ресурсу. Умножив их на 100 %, получим процентное выражение этих величин.

II.7. Таким образом, для определения остаточного ресурса надо знать (хотя бы оценочно) режим работы трубопровода в прошлом. Если по остаточному ресурсу хотим определить остаточное время работы до разрушения, то надо задаться режимом эксплуатации (хотя бы приближенно) в последующем.

II.8. Задавшись остаточным ресурсом R , можно решить и обратную задачу - определить допустимый режим эксплуатации, обеспечивающий заданное время безаварийной работы участка нефтепровода.

II.9. С целью восстановления ресурса R выполняют ремонтно-профилактические и ремонтно-восстановительные работы (заварка дефектов, снижение концентрации напряжений с помощью усилительных элементов, восстановление свойств металла термообработкой в зонах сварки и др.).

II.10. При оценке остаточного ресурса на практике возникают вопросы о выборе мероприятий по увеличению ресурса и оценке их эффективности. Некоторые методы для решения данных вопросов приведены в прилож. 4.

12. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЕРОЯТНОСТИ РАЗРУШЕНИЯ И НАДЕЖНОСТИ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА

12.1. Точное определение остаточного ресурса (в годах или процентом) участка нефтепровода является практически неразрешимой задачей. Можно говорить только о вероятности разрушения (или не разрушения) за определенный промежуток времени, т.к. все исходные параметры, определяющие прочность и долговечность, также не могут быть определены точно. Все характеристики металла, нагрузки, дефектов и др. исходные параметры испытывают разброс. Металл неоднороден не только на большом участке трубопровода, но и в пределах одной трубы. Сварные швы по своей природе всегда неоднородны. Размеры дефектов определяются приблизительно. Точность измерения зависит от используемых приборов и методов измерения. Давление в трубопроводе подвержено случайным изменениям. Внешние нагрузки, температурные напряжения, монтажные напряжения практически не поддаются учету в процессе эксплуатации. Поэтому в практических расчетах вводят десятикратный запас по долговечности (по числу циклов или по времени до разрушения).

12.2. Существует и другой подход - моделирование этих случайных величин и статистическая обработка результатов расчетов с помощью ЭВМ. Такой подход целесообразен по нескольким причинам. Во-первых, определение значений N^* требует сложных расчетов и интегрирования с неопределенными пределами. Выполнить такие расчеты вручную громоздко и затруднительно. Во-вторых, моделированием случайных процессов при разрушении можно выявить степень влияния тех или иных исходных параметров на получаемый результат. По этим данным можно определить требования к диагностическому оборудованию, к точности измерений (см. пример 2 разд. 16).

12.3. В предлагаемой методике используется второй подход к применению ЭВМ. При этом все исходные случайные величины принимаются

яются нормально-распределенными со своими средними значениями (математическими ожиданиями) и разбросами (дисперсиями). Результаты расчетов - число циклов до разрушения N^k , повреждаемость за один год Π_i , время до разрушения на данном дефекте t_i - так же получаются случайными нормально-распределенными числами. Выполнив для каждого дефекта большое число (но не менее 50) расчетов и обработав статистически полученные результаты, находим средние значения и дисперсии для величин N^k , Π_i , t_i .

12.4. Далее можно найти основные характеристики надежности:

вероятность безотказной работы участка нефтепровода в течение заданного времени и гамма-процентный ресурс данного участка (долговечность участка при заданной вероятности сохранения работоспособности). При определении характеристик надежности считается, что все случайные величины (исходные и результирующие) приблизительно описываются нормальными законами распределения вероятности. Метод случайного моделирования разрушения со случайными исходными характеристиками позволяет находить наиболее важные и определяющие параметры при сборе исходной информации и динамическом обследовании трубопровода.

12.5. Поскольку участок трубопровода может иметь большое количество дефектов и отказ участка происходит при разрушении хотя бы на одном из дефектов, вероятность безотказной работы всего участка (линейной части) определяется как произведение таких вероятностей безотказности (надёжности) для каждого дефекта:

$$P(t) = P_1(t) \cdot P_2(t) \cdot P_3(t) \dots \cdot P_n(t).$$

$P(t)$ - вероятность безотказной работы всего участка и времени в течение t ;

$P_1(t), P_2(t), \dots$; эмпирические параметры для дефектов 1, 2, ... по отдельности.

12.6. Вероятность неразрушения трубы с заданным дефектом $P_i(t)$ определяется по следующим двум параметрам:

\bar{t} - среднее время разрушения от данного дефекта (математическое ожидание времени разрушения);

Δt - разброс времени разрушения (среднее квадратическое отклонение).

По параметрам \bar{t} , Δt и заданному времени t определяется квантиль U_t :

$$U_t = \frac{t - \bar{t}}{\Delta t}.$$

По значению квантиля U_t можно найти искомую вероятность разрушения от данного дефекта $P_i(t)$ по табл. 4.

Таблица 4

U_t	$P_i(t)$	U_t	$P_i(t)$
0	0,5	-1,751	0,95
-0,126	0,55	-1,881	0,97
-0,253	0,60	-2,054	0,98
-0,385	0,65	-2,170	0,985
-0,524	0,70	-2,326	0,99
-0,674	0,75	-2,576	0,995
-0,842	0,80	-2,748	0,997
-1,036	0,85	-3,090	0,999
-1,282	0,90	-3,291	0,9995
-1,645	0,95	-3,719	0,9999

12.7. Методика и программа позволяют определить наиболее опасные дефекты, вероятность безотказной работы участка трубопровода в течение заданного промежутка времени.

Поскольку заложенные в программу формулы (см.разделы 9,10) дают некоторый запас по долговечности, то и вероятность безотказности по данной программе получается несколько заниженная, что идет также в запас по долговечности.

В разделе 15 даны примеры использования методики.

13. ТЕКСТ ЭВМ-ПРОГРАММЫ ОЦЕНКИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ УЧАСТКА ТРУБОВОДА

13.1. Ниже приведен текст ЭВМ-программы на алгоритмическом языке ФОРТРАН-4. Программа отлажена на ЭВМ ЕС-1045. Время обработки программы (трансляция, редактирование, решение) не более 15 минут для 30 дефектов.

```

DIMENS ION POW(1000), CNP(100), SNP(100), AN(100), APD(1000), NM
*, ALNO(100), TT(1000), TV(1000), NOMP(1000), TPRED(1000), TRP(10
YYY(X)=.99-X*(0.41-X*(10.7-X*(30.40-X*03.05)))
DO 1 L=1,100
1  CNP(L)=0
   READ(1,4) NSAP
   READ(1,4) CD,FD,OH,SH
   READ(1,4) CSOZ,SSOZ,CGB,SSB
   READ(1,4) CZK, SZK, CATR, BATR
   READ(1,4) CP, SP
   READ(1,4) L1, L2, L3, L4, L5
   READ(1,4) CNP(L1), CNP(L2), CNP(L3), CNP(L4), CNP(L5)
   READ(1,4) SNP(L1), SNP(L2), SNP(L3), SNP(L4), SNP(L5)
   READ(1,4) T1, T2
   READ(1,4) NCL
100  FORMAT (X, 1001.4)
101  FORMAT (X, 2011.4, 1010)
103  FORMAT (X, 11010.3)
104  FORMAT (X, 10F7.1)
222  FORMAT (
WRITE(1,100) CD,OH,CN,SH
WRITE(1,100) CSOZ,SSOZ,CNR,SSB
WRITE(1,100) CZK, SZK, CATR, BATR
WRITE(1,100) CP, SP
WRITE(1,100) L1, L2, L3, L4, L5
WRITE(1,100) CNP(L1), CNP(L2), CNP(L3), CNP(L4), CNP(L5)
WRITE(1,100) SNP(L1), SNP(L2), SNP(L3), SNP(L4), SNP(L5)
WRITE(1,100) T1, T2
WRITE(1,100) NCL
IX=461439700
DO 0 N=1, NSAP
CALL GAUSS (IX, 0.1, 1.0, R)
0  CONTINUE
   J=J+1
30  READ(1,4) NOK, CAB, SAK, CALS, SALS
   WRITE(1,222)
   IF (NOK .LE. 0) GO TO 31
   WRITE(1,100) NOK, CAB, SAK, CALS, SALS
   J=J+1
   IF (CALS .LE. 0) CALS=100
   DO 0 N=1, 30
0  TRP(N)=0
   DO 20 ICL=1, 4CL
21  CALL GAUSS (IX, NO, OD, P)

```

```

IF(D,LE,0.) GO TO 21
22 CALL GAUSS (IX,SH,CH,H)
IF(H,LE,0.) GO TO 22
40 CALL GAUSS (IX,SA0,CAB,AB)
IF(AB,LE,0) GO TO 40
IF(H,LE,AB) GO TO 22
41 CALL GAUSS (IX,SA1S,CALB,ALB)
IF(ALS,LE,1.) GO TO 41
23 CALL GAUSS (IX,SB02,C502,S02)
IF(S02,LE,0.) GO TO 23
CALL GAUSS (IX,SB,CSB,SB)
IF(SB,LE,S02) GO TO 23
24 CALL GAUSS (IX,SK,CZK,ZK)
IF(ZK,LE,0.) GO TO 24
IF(ZK,GE,1.) GO TO 24
25 CALL GAUSS (IX,SA1H,CATH,ATH)
IF(ATH,LE,0.) GO TO 25
IF(ATH,GE,1.) GO TO 25
26 CALL GAUSS (IX,SP,OP,PI)
IF(PI,LE,0.) GO TO 26
SSN=SB*(1+1.55*ZK)
SM=0.4*SB
ZR=ZK+((SB-S02)/(SB-S02+1.4*SB*ZK))
W=ALOG(1/(1-ZR))
E=210000
X=1/(1-W)
Y=(R.002*E+S02)*W
ST=(S02/Y)*W
LN=ALOG(1/(1-ZR))
LK=ALOG(1/(1-ZK))
ET=ST/E
POV(1CL)00,
DO 4 L=1,100
IF(CNP(L),LE,0) GO TO4
36 CALL GAUSS ( X,CNP(L),CNP(L),AN(L))
IF(AN(L),LE,0) GO TO 36
K2=PI*(1-0.01*L)
SN1=PI*(0-2*H)/(2*H)
SN3=SN1+H/(H-AJ)
K=2/(1+W)
KE1=ALS**K
T=(1-0)/(1+W)
IF(SN3,LT,ST) XF1=KE1*(SN3/ST)**1
K1=K*3*K1/F
LN2=V2*(0-2*H)/(2*H)
SN4=LN2*H/(H-AJ)
KE2=ALS**K
IF(SN4,LT,ST) XF2=KE2*(SN4/ST)**1
E2=SN4*K22/E
XIT=0.5*0.5022*(SB-700)
IF(SB,LT,700) XIT=0.5
XIX=1.2*802/5H-C.55
FCF=(F1+X2)*0.5
EA=(K1-F2)*0.5
E1=FA/(1-FCF/EK)
T=ALOG(1/(1-ZR))
T2=(1+LN1-SN1)/E)VF
A17=0.50
IF(YT,LE,0.) GO TO 3
A1=A1/(Y1)*0.1/XIT)
CONTINUE

```

```

X=(1-SM/F)/YM
AAM=N,Ed
Y(YH,LF,0,1) GO TO B
AJN=1/(YM)**(1/KW)
8 CONTINUE
A3=(AJN+AST)*0.8
I(F,OE,FK) A3=0
I(SN3,OE,SH) A3=0
A=0
I(SN3,OE,SR) GO TO 2
Y(1,43)=0.50*W-0.5*W*W
I(W,OT,0,54) Y(1)=1
OT=AT*Y1
Z=(1+N)/(N*(1+N))
O=0.54H
I=0/1
Y(YV,YY(X))
WNO=BN*ATR
WNO=BYO*(1-X)
XUW=XC=YC+SUXT(F,FOI+C)
PKC=(2-N,0*(1-N))*(1-SNO/ST1)/(1+N)
KFC=(XC/ST1)**FC
I(SNO,OT,ST1) XEC=XEC+(SNO/ST1)**2
PI=3.14159
(D=1/(D+PI+(-D**ALDO(1-ZN))**(1+N))
I=N+1+K
A=P
A=N
84 A=A+0.1
A=A/H
Y=YY(X)
SN3=SN/(1-X)
SN4=SN2/(1-X)
I(SN3,OE,58) GO TO 2
SDA=SQRT(C,021+A)
X1=NRH(1+V+SQA)
A(1)=N*X*(1-X)*(1-ATR)
YD=AT*BN*(1-X)*V+SQA
I(YO,LF,X1) GO TO 2
FCO1=(2-0.5*(1-N)*(1-SN3/ST1))/(1+N)
KE1=(X/ST1)**FCO1
I(SN3,OE,ST1) KE1=KE1*(SN3/ST1)**2
X2=BN*V+SQA
FCO2=(2-0.5*(1-N)*(1-SN4/ST1))/(1+N)
KE2=(X/ST1)**FCO2
I(SN4,OE,ST1) KE2=KE2*(SN4/ST1)**2
U(1*KE)-AT
A=AP*V,OP,1/(CC-(DNE)*CEN)
I(XE),LT.(V,0*KKC) GO TO 84
2 CONTINUE
A=43*AP
POV(ICL)=POV(ICL)-AN(LI/AG)
4 CONTINUE
TT(ICL)=1/POV(ICL)
DO 7 M=1,36
A=N
7 I(TT(ICL),LE,AN) TREP(N)=TREP(N)+1
C I(NCL,0,1) GO TO 7
C A) T(EH,FP) D,N,SGZ,SB,ZN,ATR,PI,AG,ALD,TT(ICL)
20 CONTINUE

```


14. ОБЪЕМ НАЗНАЧЕНИЯ В ЗАДАЧЕ ПРОГРАММЕ

- $D, \sigma_D, \delta D$ - случайный диаметр D , его среднее значение (математическое ожидание), разброс (среднее квадратическое значение), мм;
- $H, \sigma_H, \delta H$ - те же величины для толщины стенки h , мм;
- $SO_2, CSO_2, \delta SO_2$ - то же для предела текучести на базе $0,2\%$ $\sigma_{0.2}$, МПа;
- $SB, \sigma_{SB}, \delta SB$ - то же для предела текучести σ_B , МПа;
- $ZK, \sigma_{ZK}, \delta ZK$ - то же для полного поперечного сужения χ_k ;
- $ATR, \sigma_{ATR}, \delta ATR$ - то же для параметра трещиностойкости α_{tr} ;
- $P, \sigma_P, \delta P$ - случайное давление рабочее P , его среднее значение, разброс, МПа;
- L_1, L_2, L_3 - перепады давления (дискретные значения), %;
- $AN(L)$ - случайное число перепадов давления N_L на L %;
- $CNP(L)$ - среднее число перепадов давления на L %;
- $SNP(L)$ - разброс числа перепадов давления на L %;
- T_1 - минимально допустимая долговечность трубы с дефектом t_1 , год;
- T_2 - нормативная долговечность трубы с дефектом t_2 , год;
- NSI - объем выборки случайных чисел для статистической обработки при машинном моделировании разрушения трубы с дефектами;
- IX - любое нечетное положительное целое число, используемое при генерации случайных чисел;
- $NSAP$ - вспомогательное целое число в диапазоне $(10; 100)$;

- NOM - номер дефекта на обследуемом участке трубы ;
 $A\phi, SA\phi, SA\phi^0$ - случайная глубина дефекта (A_0 , ее среднее значение, разброс, мм ;
 $ALS, CALS, SALS$ - то же для коэффициента концентрации напряжений α_0 ;
 $TBER(K)$ - число случайных разрушений трубы с данным дефектом в течение K лет эксплуатации (получается при численном моделировании процесса разрушения) ;
 P_1, P_2 - верхнее и нижнее значения давления при циклическом изменении, МПа ;
 SSK - истинное напряжение разрушения S_k , МПа ;
 SM_1 - предел усталости металла σ_{-1} , МПа ;
 ZB - равномерное поперечное сужение Ψ_b ;
 W - параметр (показатель) деформационного упрочнения металла m ;
 E - модуль упругости металла, МПа ;
 EB - равномерная деформация разрушения ϵ_b ;
 EK - полная деформация разрушения ϵ_k ;
 ET - условная деформация текучести ϵ_T ;
 ST - условный предел текучести σ_T , МПа ;
 $POY(KL)$ - случайное повреждение, накопленное за один год на данном дефекте N_k ;
 SM_1 - номинальное напряжение при максимальном давлении P_1 цикла σ_{max} , МПа ;
 SM_2 - номинальное напряжение при минимальном давлении P_2 цикла σ_{min} , МПа ;
 SM_3 - напряжение в нетто-сечении σ_{netto} при давлении P_1 , МПа ;

- SN4 * напряжение в нетто-сечении σ_{netto} при давлении P_2 , МПа ;
- XE1 - коэффициент интенсивности деформаций K_{ϵ} при давлении P_1 ;
- XE2 - то же при давлении P_2 ;
- E1 * деформация в вершине дефекта ϵ_{max} при давлении P_1 ;
- E2 - то же (ϵ_{min}) при давлении P_2 ;
- XIT * параметр \mathcal{R}_1 для жесткого нагружения ;
- XIM * параметр \mathcal{R}_2 для мягкого нагружения ;
- ЕСР - средняя деформация в вершине дефекта при циклическом нагружении $\epsilon_{\epsilon p}$;
- EA * амплитуда деформаций ϵ_a ;
- EE - эквивалентная (приведенная к симметричному нагружению) амплитуда деформаций $\tilde{\epsilon}_a$;
- A3T * случайная долговечность до зарождения трещины N_3 при жестком нагружении (число циклов) ;
- A3M * то же при мягком нагружении ;
- A3 * то же при реальном нагружении трубопровода ;
- AP - случайная долговечность этапа роста трещины (число циклов N_p) ;
- YI * поправочный коэффициент на двухосность напряженного состояния I ;
- C * глубина надреза плюс трещины на образце a ;
- X * относительная глубина дефекта η ;
- SNO * предельное номинальное напряжение по брутто-сечению трубы σ_0 , МПа ;
- SNc * то же по нетто-сечению σ_{sc} , МПа ;
- Xc * предельный коэффициент интенсивности напряжений K_{Ic} (вязкость разрушения) ;

- P_{EC} - параметр P_a ;
 X_{EC} - предельный коэффициент интенсивности деформаций K_{Iec} ;
 C_c - параметр циклической трещиностойкости C_e ;
 N_e - то же n_e ;
 Y_1 - поправочная функция Y ;
 X_1 - коэффициент интенсивности напряжений при давлении P_1 ;
 X_2 - то же при давлении P_2 ;
 A_0 - полная долговечность трубы с дефектом (число циклов) ;
 $TT(ICL)$ - случайная долговечность, лет ;
 T_c - средняя долговечность трубы с длиной дефекта l , лет ;
 T_S - среднее квадратическое отклонение долговечности Δt , лет ;
 $T_{5\phi}$ - долговечность с вероятностью неразрушения 5%, лет ; $t_{5\phi}$;
 $T_{9\phi}$ - то же с вероятностью неразрушения 90%, лет ; $t_{9\phi}$;
 T_{99} - то же с вероятностью 99%, t_{99} ;
 T_{999} - то же с вероятностью 99,9% ;
 $TPRED(I)$ - t_{90} для дефекта с номером I

15. РАБОТА С ЭВМ-ПРОГРАММОЙ

Для работы с ЭВМ-программой необходимо подготовить набор исходных данных по форме, показанной на рис. 13. Набор исходных данных должен состоять из ряда строк:

1 строка: $NSAP$ - любое целое число от 10 до 30.

2 строка: CD - диаметр трубы;

SD - разброс диаметра (отклонения);

CH - толщина стенки;

SH - отклонения толщины стенки.

3 строка: $CO2$ - средний предел текучести металла;

$SO2$ - отклонения предела текучести;

COB - предел прочности;

SOB - отклонения предела текучести.

4 строка: CZK - среднее значение Ψ_k ;

SZK - отклонения Ψ_k от среднего;

$CATR$ - среднее значение α_{tr} ;

$SATR$ - отклонения α_{tr} от среднего.

5 строка: CP - среднее рабочее давление;

SP - средние отклонения рабочего давления.

6 строка:

$L1$
 $L2$
 $L3$
 $L4$
 $L5$ } - процентные выражения по шкале давления

7 строка:

$CNP(L1)$
 $CNP(L2)$
 $CNP(L3)$
 $CNP(L4)$
 $CNP(L5)$ } - средние числа перепадов давления соответствующие уровням давления до $L1$, $L2$, ..., $L5$ перепада

В строка: $\left. \begin{array}{l} SNP(L1) \\ SNP(L2) \\ SNP(L3) \\ SNP(L4) \\ SNP(L2) \end{array} \right\} - \text{разбросы чисел перепадов давлений, соответствующие } L1, L2, \dots, L5 \text{ процентам.}$

9 строка: $T1$ - допустимая долговечность трубы с дефектом;
 $T2$ - достаточная долговечность.

10 строка: NCL - число случайных чисел, достаточное для статистической обработки (не менее 50 и не более 100).

Далее должен быть подготовлен блок данных, соответствующих

данным. В этом блоке для каждого дефекта выделяется строка.

Каждая строка состоит из 5 следующих чисел:

MOM - номер дефекта;

$CA\phi$ - измеренная глубина дефекта;

$SA\phi$ - погрешность измерения глубины дефекта;

$CA\alpha$ - вычисленное значение α_c для дефекта;

$SA\alpha$ - погрешность определения α_c для дефекта.

Последняя строка в блоке данных должна содержать значение

$M = 0$, что является признаком конца счета.

На рис. 13 приведены подготовленные исходные данные для сле-

дующего случая:

$$D = 1220 \pm 4 \text{ мм};$$

$$h = 12 \pm 0,5 \text{ мм};$$

$$G_{02} = 332 \pm 5 \text{ МПа};$$

$$G_k = 579 \pm 4 \text{ МПа};$$

$$\psi_k = 0,4 \pm 0,01;$$

$$\alpha = 0,77 \pm 0,07;$$

$$p = 5 \pm 0,1 \text{ МПа};$$

$$\Delta P_i = 0,1P ; 0,2P ; 0,3P ; 0,4P ; P ;$$

$$N_i = 100 \pm 10 ;$$

$$t_1 = 5 \text{ лет} ;$$

$$t_2 = 10 \text{ лет}.$$

Обрабатываемых случайных чисел в каждой выборке 100.

Блок данных о дефектах характеризует всего 16 дефектов со следующими параметрами:

$N \text{ п/п}$	$a_0, \text{ мм}$	α_c
1	$0,5 \pm 0,05$	$2 \pm 0,5$
2	$2,5 \pm 0,05$	$2,5 \pm 0,5$
3	$1,5 \pm 0,15$	$4 \pm 0,5$
4	$0,5 \pm 0,5$	3 ± 1
5	$3,5 \pm 0,15$	$3 \pm 0,5$
...
15	$3 \pm 0,5$	100 ± 10
16	$8 \pm 0,5$	100 ± 10

В результате счетов получаем распечатку, состоящую из нескольких блоков, разделенных пустой строкой. Первый блок – повторение исходных данных для контроля правильности : с подготовки, за исключением характеристик дефектов. Этот блок состоит из 9 строк.

Каждый последующий блок состоит из 6 строк. Из них первая строка содержит пять чисел (номер дефекта, глубина дефекта, разброс глубины, значения α_c , разброс $\Delta(\alpha_c)$). Вторая, третья, четвертая и пятая строки содержат 20 чисел, означающих вероятность разрушения трубы с данным дефектом (в %) за 50 лет эксплуа-

тации. Например, двенадцатое число по порядку равно 16. Это означает, что за двенадцать лет данный дефект приведет к разрушению с вероятностью 0,16 (или 16 %). Тогда вероятность неразрушения будет равна 0,84. Шестая строка содержит 7 чисел (номер дефекта, среднее время разрушения \bar{t} , среднее квадратичное отклонение (разброс) времени разрушения Δt , четыре времени, за которых вероятность неразрушения составит соответственно 0,5; 0,9; 0,99; 0,999).

Последний блок – самый ценный и наглядный. Он представляет собой таблицу, в которой каждому дефекту соответствует одна строка. При этом, дефекты расположены не в порядке обработки машиной, а в порядке их опасности. Первый столбец соответствует номерам дефектов; второй – глубине дефектов; третий – значению \bar{t} ; четвертый – времени t_{90} (времени, в течение которого с вероятностью 0,10 не произойдет разрушения); пятый столбец – комментарии по поводу опасности и допустимости дефекта; шестой столбец – знаки опасности (если их нет, то дефект не опасен).

На рис. 14 показаны фрагменты распечатки результатов решения (показаны три блока: первый – соответствующий дефекту № 3; последний). Из распечатки видно, что наиболее опасные дефекты № 16, 11, 8, 7, 6, 5, которые необходимо срочно ликвидировать, т.к. они могут привести к разрушению в любой момент. Дефекты № 10, 10 также следует ликвидировать, хотя они могут "поработать" некоторое небольшое время (0,965 и 3,03 лет соответственно). Дефект № 3 можно допустить к работе, т.к. время до разрушения больше 8 лет. Дефекты № 13, 9, 2, 4 не опасны в течение 10 лет. Дефекты № 14, 12, 1 не опасны в течение всего срока эксплуатации (который принят 33 года).

В распечатке результатов имеются сообщения:

100	4,000	12,00	0,0000				
100	0,000	0,7700	4,220				
100	0,4000-01	0,7700	0,7000-01				
100	0,1000						
100	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
100	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00	10,00
100	10,00						

ПОВТОРЕНИЕ
ИСХОДНОЙ
ИНФОРМАЦИИ

3	1,000	0,1000	4,0000	0,5000				
10	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
10	10,0	10,0	20,0	20,0	30,0	40,0	50,0	60,0
10	60,0	60,0	70,0	70,0	80,0	90,0	100,0	110,0
10	80,0	80,0	87,0	80,0				
3	21,42	0,00	21,42	7,404				0,00

10	0,00	100,0	0,0000+00	ТРЕБУЕТСЯ РЕМОНТ	
11	0,00	12,0	0,0000+00	ТРЕБУЕТСЯ РЕМОНТ	
12	0,00	3,00	0,0000+00	ТРЕБУЕТСЯ РЕМОНТ	
13	0,00	2,00	0,0000+00	ТРЕБУЕТСЯ РЕМОНТ	
14	4,00	3,00	0,0000+00	ТРЕБУЕТСЯ РЕМОНТ	
15	3,00	3,00	0,0000+00	ТРЕБУЕТСЯ РЕМОНТ	
16	2,00	100,0	0,0000	ТРЕБУЕТСЯ РЕМОНТ	
17	1,00	10,0	3,00	ТРЕБУЕТСЯ РЕМОНТ	
18	1,00	4,00	7,40	СОСТОЯНИЕ ДОПУСТИМОЕ	
19	0,000	12,0	12,4	СОСТОЯНИЕ ХОРОШЕЕ	
20	0,00	2,00	14,3	СОСТОЯНИЕ ХОРОШЕЕ	
21	0,000	3,00	10,0	СОСТОЯНИЕ ХОРОШЕЕ	
22	2,00	2,00	20,0	СОСТОЯНИЕ ХОРОШЕЕ	
23	0,000	2,00	23,4	СОСТОЯНИЕ ХОРОШЕЕ	
24	0,000	2,00	33,0	СОСТОЯНИЕ ХОРОШЕЕ	
25	0,000	2,00	30,0	СОСТОЯНИЕ ХОРОШЕЕ	

Рис. 14. Фрагменты распечатки результатов решения:
 а) - блок 1; б) - блок 2 для дефекта № 3;
 в) - блок 3

- " требуется ремонт" - если $\bar{t} < 5$ лет ;
 " состояние допустимо" - если $5 \leq \bar{t} \leq 10$ лет ;
 " состояние хорошее" - если $\bar{t} > 10$ лет.

Вероятность неразрушения в течение заданного времени t на-
 дем на примере дефекта № 3.

Для дефекта № 3 $\bar{t} = 21,42$ года ; $\Delta t = 10,89$ лет.

Отсюда можно найти вероятность неразрушения для любого задан-
 ного времени по табл. 4 раздела 12. Например, за пять лет получим
 квантиль

$$u_5 = \frac{t - \bar{t}}{\Delta t} = \frac{5 - 21,42}{10,89} = -1,507,$$

По табл. 4 находим $P(5) = 0,93$. Таким образом, вероятность
 того, что дефект № 3 в течение 5 лет не приведет к разрушению,
 равна 0,93.

16. ПРИМЕРЫ ОЦЕНКИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ТРУБ
И УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА ПРИ ОТСУТСТВИИ
КОРРОЗИИ

Пример I. Определить поврежденность и допустимое время эксплуатации участка трубопровода, содержащего ряд дефектов. Трубопровод имеет следующие характеристики:

диаметр трубы $D = 1220 \pm 4$ мм;

толщина стенки $h = 12 \pm 0,5$ мм.

Механические характеристики металла трубы:

предел текучести $\sigma_{0,2} = 392 \pm 5$ МПа;

предел прочности $\sigma_B = 579 \pm 4$ МПа;

полное поперечное сужение $\Psi_K = 0,4 \pm 0,04$;

параметр статической трещиностойкости $\alpha_{0,5} = 0,77 \pm 0,7$.

Режим нагружения:

рабочее давление $P = 5,0 \pm 0,1$ МПа;

спектральные числа $N_{10} = N_{20} = N_{30} = N_{40} = N_{100} = 100 \pm 10$.

Это означает, что за один год происходит приблизительно 100 ± 10 перепадов давления на 10, 20, 30, 40, 100 % соответственно.

В процессе обследования участка обнаружено 16 различных дефектов (царапины, трещины, впадины, выгибы и т.д.), характеристики которых приведены в табл. 6. Подготовка данных по этому примеру показана в разделе 15.

Таблица 5

Характеристики дефектов на участке трубопровода

№ п/п	Вид дефекта	Глубина дефекта d_f , мм	Коэффициент концентрации напряжений α_f
1.	Язва корроз.	$0,5 \pm 0,05$	$2 \pm 0,5$
2.	" "	$2,5 \pm 0,05$	$2,5 \pm 0,5$
3.	Царапина	$1,5 \pm 0,15$	$4 \pm 0,5$
4.	" "	$0,5 \pm 0,5$	3 ± 1
5.	Вмятина + царапина	$3,5 \pm 0,15$	$3 \pm 0,5$
6.	" "	$4,5 \pm 0,05$	$3 \pm 0,5$
7.	Вмятина	$6 \pm 0,5$	$2 \pm 0,5$
8.	" "	$8 \pm 0,5$	$3 \pm 0,5$
9.	Подрев	$0,5 \pm 0,05$	10 ± 1
10.	Непрояр	$2,5 \pm 0,15$	10 ± 1
11.	Вмятина + царапина	$5,5 \pm 0,5$	10 ± 1
12.	Язва корроз.	$0,5 \pm 0,05$	2 ± 1
13.	Царапина	$1,5 \pm 0,15$	3 ± 1
14.	Язва корроз.	$2,5 \pm 0,5$	$2 \pm 0,5$
15.	Трещина	$3 \pm 0,5$	100 ± 10
16.	" "	$8 \pm 0,5$	100 ± 10

Расчеты по этим данным выполнены на ЭВМ. Полученные результаты занесены в табл. 6, где приняты следующие обозначения:

\bar{t} - средняя долговечность (математическое ожидание);

Δt - разброс долговечности (среднее квадратическое отклонение);

t_{50} - время (в годах), за которое разрушение не происхо-

Таблица 6

Результаты решения задачи (пример I)

№	t , лет	Δt , лет	t_{50} , лет	t_{90} , лет	t_{99} , лет	U_5	$P(5)$
1	93,3	4,53	33	33	33	-20,8	1,0
2	57,3	33,0	33	15,5	0	-1,60	0,94
3	21,4	10,9	21,4	7,5	0	-1,50	0,93
4	68,2	31,4	33	28,0	0	-2,01	0,975
5	21,5	22,3	21,5	0	0	-0,74	0,77
6	15,3	18,4	16,3	0	0	-0,61	0,74
7	45,9	39,2	33	0	0	-1,12	0,87
8	0,25	1,45	0,25	0	0	-3,27	0,0
9	22,2	4,52	20,2	14,3	9,5	-3,72	0,9999
10	4,92	1,43	4,92	3,09	1,6	+0,05	0,52
11	0,17	0,27	0,17	0	0	+17,8	0,0
12	87,3	22,3	33	33	33	-3,69	0,9998
13	55,2	33,4	33	12,4	0	-1,50	0,93
14	88,3	21,8	33	33	33	-3,82	1,0
15	3,57	2,03	3,57	0,9	0	0,70	0,24
16	0	0	0	0	0		0,0

Примечание: в таблице использованы дополнительные условия: $t_{50} \leq 33$; $t_{90} \leq 33$; $t_{99} \leq 33$.

- t_{90} — та же, с вероятностью 90 %;
- t_{99} — та же, с вероятностью 99 % (вероятность разрушения 1 %);
- $P(5)$ — локальная надежность трубы (вероятность неразрушения трубы на данном дефекте в течение 5 лет);
- U_5 — квантиль, соответствующая долговечности 5 лет.

Из этих результатов видно, что с вероятностью более 90 % могут работать трубы с дефектами № 1, 2, 3, 4, 9, 12, 13, 14. Дефекты № 5, 6, 7, 8, 10, 11, 15, 16 необходимо немедленно ликвидировать. Тогда надежность данного участка в течение 5 лет эксплуатации сохранится на уровне не ниже 79 % (см. п. 12.5). Это означает, что вероятность того, что на этом участке не произойдет разрушения в течение 5 лет, равна 0,79. Если ликвидировать также дефект № 3, то надежность участка поднимется до уровня не ниже 95 %.

Таким образом, с помощью разработанной методики можно качественно оценить необходимость и эффективность технических мероприятий по повышению надежности нефтепроводов путем диагностирования и выборочных ремонтных работ.

Пример 2. Оценить количественно влияние исходных параметров параметров долговечности трубы, рассмотренной в примере 1.

Задачу решали следующим образом.

1. С помощью ЭВМ определяли долговечность труб с дефектами жестко заданных (без разбросов) исходных параметрах. Получили для каждого дефекта так называемые базовые долговечности также без разбросов.

2. Для каждого из этих дефектов с помощью той же ЭВМ-программы определяли долговечность, соответствующую измененным (также без разбросов) исходным параметрам. Исходные параметры изменяли последовательно, каждый на 1 %.

3. Для каждого дефекта задавали такие же исходные параметры, как и в п. I, но не жестко, а с разбросом 1 %. С помощью ЭВМ определяли разбросы долговечности Δt (средние квадратические отклонения).

В табл. 7 приведены полученные результаты для двух дефектов: трещины с параметрами $a_0 = 2$ мм, $\alpha_c = 3$ и для трещины глубиной 2 мм. Приведены относительные величины по отношению к t_{δ} :

$$\delta(\bar{t}) = \frac{\bar{t} - t_{\delta}}{t_{\delta}} \cdot 100\% ; \quad \delta(\Delta t) = \frac{\Delta t - t_{\delta}}{t_{\delta}} \cdot 100\% .$$

Таблица 7

Зависимость параметров долговечности от исходных данных

Исходные параметры	Царапина		Трещина	
	$\delta(\bar{t}), \%$	$\delta(\Delta t), \%$	$\delta(\bar{t}), \%$	$\delta(\Delta t), \%$
Z	-4,71	1,40	-1,10	0,11
h	4,73	2,21	3,20	0,21
C_{02}	-12,5	2,22	1,48	0,04
C_{δ}	0,06	3,72	2,10	0,11
Ψ_K	1,68	0,45	1,95	0,13
α_{TC}	0,11	0,06	0,40	0,04
ρ	-3,45	1,81	-1,65	0,12
N	-0,91	0,25	-0,91	0,04
a_0	-1,11	0,40	1,25	0,03
α_c	-3,68	2,13	0,01	0

Например, в строке, соответствующей C_{02} для царапины $\delta(\bar{t}) = -12,5$ и $\delta(\Delta t) = 2,22$. Это означает, что усиление

предела текучести на 1 % при постоянных других исходных параметрах приводит к снижению долговечности на 12,6 %; разброс предела текучести, равный 1 % от абсолютной величины, приведет к разбросу долговечности 3,22 % от базовой долговечности.

Из табл. 7 следует, что для трубы с царапиной по влиянию на долговечности исходные параметры располагаются в следующем порядке: σ_{02} , σ_{01} , h , D , P , α_c , ψ , a_0 , N , α_{tr} ; для трубы с трещиной эти же параметры располагаются в другом порядке: h , σ_0 , ψ , P , σ_{02} , a_0 , D , N , α_{tr} , α_c . Практически все параметры для царапины (кроме α_{tr} и N) являются важными, т.к. изменение их на 1 % вызывает изменение долговечности более 1 %. Для царапины наиболее "влиятельный" параметр - σ_{02} , для трещины - h .

Наибольший разброс долговечности вызывается для царапины неопределенностью предела прочности σ_0 . Для трещины наибольший разброс долговечности вызывается разбросом толщины стенки h .

Пример 3. Оценить зависимость параметров долговечности от перепадов рабочего давления ΔP . Все исходные параметры трубы те же, что и в Примере 1.

Рассмотрим два дефекта: царапина ($\alpha_c = 3 \pm 1$) и трещина, Глубина дефектов одинакова: $a_0 = 2 \pm 0,5$ мм. Нагрузка циклическая с минимальным давлением, равным рабочему: $P_1 = P_{\text{раб}} = 5 \pm 0,1$ МПа. Минимальное давление P_2 варьировалось в диапазоне от 0 до $P_{\text{раб}}$.

В табл. 8 приведены результаты решения.

Из табл. 8 следует вывод: чем меньше перепады давления, тем больше долговечность трубы. Это наблюдается и на практике.

Таблица 8

Зависимость параметров долговечности
от перепадов рабочего давления

$\frac{\Delta P}{P_{\text{раб}}}$	Царапина		Трещина	
	t , лет	Δt , лет	t , лет	Δt , лет
1	59,78	36,65	12,21	5,10
0,8	63,94	35,15	15,23	6,38
0,6	73,03	30,92	21,52	9,09
0,4	86,19	21,33	37,81	16,24
0,2	-	-	76,21	22,93

17. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА БЕЗДВИЖНЫХ ТРУБ ПРИ СТАТИЧЕСКОМ НАГРУЖЕНИИ В КОРРОЗИОННЫХ СРЕДАХ

17.1. Необходимыми данными для расчета являются: предел текучести σ_{tr} , предел прочности σ_b , относительное сужение ψ , удлинение δ , найденные по результатам испытаний образцов, вырезанных из труб действующего нефтепровода. Считается также известными скорость коррозии v_c , толщина стенки h , диаметр d а также рабочее давление P .

17.2. Расчет на прочность производится в соответствии с действующими нормативными документами [1 и др.]. В результате расчетов определяется допускаемое рабочее окружное напряжение $[\sigma_{\theta}]$. Найденное значение окружного напряжения сопоставляется с действующим значением окружного напряжения, которое будем называть начальным окружным напряжением $\sigma_{\theta 0}$. Очевидно, что должно выполняться условие прочности

$$\sigma_{\theta 0} < [\sigma_{\theta}].$$

17.3. Скорость утонения стенки трубы от действия коррозионной среды определяется уравнением [40]:

$$\frac{dh}{dt} = v_c (K_{ст} \epsilon_i + 1) \exp(K_n \psi \sigma_i),$$

- где v_c - скорость коррозии;
- σ_i - интенсивность напряжений;
- ϵ_i - интенсивность деформаций;
- $\psi \approx \sigma_{tr} / \sigma_b$ - параметр жесткости напряженного состояния стенки трубы;
- σ_{tr} - шравой тензор напряжений;
- $K_{ст}$ - константа стали;
- K_n - константа рабочей среды.

17.4. Остаточный ресурс (время до наступления предельного состояния) трубы определяется интегрированием уравнения п. 17.3 в пределах от 0 до t_p и от σ_{00} до $[\sigma_0]$. Здесь t_p - остаточный ресурс трубы или время, в течение котор σ_0 окружае напряжения σ_0 достигнут своего предельного значения $[\sigma_0]$:

$$\sigma_0 = [\sigma_0].$$

17.5. Константы K_n и $K_{ст}$ определяются экспериментально /40/. Допускается определение константы K_n по формуле

$$K_n = V / RT,$$

где V - мольный объем стали;

R - универсальная газовая постоянная;

T - абсолютная температура.

Для выполнения ориентировочных расчетов допускается принимать значение $K_{ст} = 5 \dots 10$ для низкоуглеродистых и низколегированных сталей.

17.6. В пределах упругости уравнение п. 17.3 имеет следующи вид:

$$\frac{dh}{dt} = v_0 \exp(K_n \psi_0 \sigma_0).$$

В этом случае остаточный ресурс приближенно равен

$$t_p = t_0 \exp(-K_n \psi_0 \sqrt{\sigma_{00} / [\sigma_0]} [\sigma_0]),$$

где $t_0 = \frac{h_0}{v_0} \left(1 - \frac{\sigma_{00}}{[\sigma_0]}\right).$

Отношение t_p / t_0 указывает на степень снижения ресурса трубы из-за усиления коррозии от действия механических напряжений. Для труб из низкоуглеродистых и низколегированных сталей это отношение достигает значений 0,4...0,8. Поскольку коррозия преимущественно имеет локализованный характер, то допускается за предельное окружае напряжение принимать фактическое значение

предела текучести $[\sigma_0] = \sigma_{02}$.

Уравнение для t_p настоящего φ , получено путем аппроксимации численных результатов, полученных на ЭВМ.

18. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБ
С ДВУХСТАМИ ПРИ СТАТИЧЕСКОМ НАГРУЖЕНИИ
В КОРРОЗИОННЫХ СРЕДАХ

18.1. Наличие дефектов в стенке трубы приводит к повышению уровня напряженности металла и, следовательно, к снижению ресурса. Многие из дефектов вызывают в металле локальные пластические деформации, усиленные в соответствии с уравнением п. 17.3 скорость повреждаемости.

18.2. Для оценки влияния концентрации напряжений на разрушающее окружное напряжение трубы σ_{θ}^* вводится коэффициент $\alpha_{гр}$, характеризующий чувствительность стали к дефектам и представляющий собой отношение разрушающих напряжений трубы с дефектом к разрушающему напряжению бездефектной трубы $\sigma_{\theta 0}^*$:

$$\alpha_{гр} = \sigma_{\theta}^* / \sigma_{\theta 0}^*$$

Для консервативной оценки прочности (в запас прочности) труб допускается определение параметра $\alpha_{гр}$ на плоских образцах, вырезанных из труб с острым надрезом или трещиной (см. п. 4.9-4.13).

18.3. Предельное разрушающее окружное напряжение $\sigma_{\theta 0}^*$ бездефектной трубы определяется по формуле

$$\sigma_{\theta 0}^* = \frac{\sigma}{\sqrt{3}} C \left(\frac{m}{e\sqrt{3}} \right)^m = 1,15 C (0,21 m)^m,$$

где $e = 2,72$; C и m — константы кривой упрочнения стали.

Для трубных сталей

$$C = 80 \dots 1100 \text{ МПа}; \quad m = 0,12 \dots 0,3.$$

18.4. Предельное окружное напряжение с учетом коррозионного повреждения стенки определяется по формуле

$$\sigma_{\theta}^* = \alpha_{гр} \sigma_{\theta 0}^* (1 - \eta m e^{0,3}),$$

где $\eta = \sigma / h_0$:

- α - глубина коррозионного повреждения ;
- $m_p = e/D$;
- e - протяженность коррозионного повреждения ;
- D - диаметр трубы,

18.5. По величине скорости коррозии v_0 и критических напряжений определяется величина t_0 :

$$t_0 = \frac{h_0}{v_0} \left(1 - \frac{\sigma_{00}}{\sigma_0^*} \right).$$

Если дефект до начала эксплуатации ослабил и стенку, то величину t_0 рассчитывают по формуле

$$t_p = \frac{h_0}{v_0} (1 - \eta_0) \left(1 - \frac{\sigma_{00}}{\sigma_0^*} \right),$$

где η_0 - относительная глубина исходного дефекта (см.л. 4.10).

18.6. Остаточный ресурс трубы с дефектом, контактирующим с коррозионной средой, приближенно рассчитывается по формуле

$$t_p = t_0 \frac{\exp(-K_H \Psi_0 C \varepsilon_{iKr}^m \sqrt{K_C \sigma_{00} / \sigma_0^{*2}})}{\sqrt[2m]{K_C \sigma_{00} / \sigma_0^{*2}} K_{eK} \varepsilon_{iKr} + 1}$$

где K_C - коэффициент концентрации напряжений при упруго-пластическом деформировании, определяется следующим образом:

$$K_C = \alpha_s \frac{2m}{1+m} \bar{\sigma}_{00}^{\frac{m-1}{m+1}} \quad \text{при } \bar{\sigma}_{00} \leq 1;$$

$$K_C = \alpha_s \frac{2m}{1+m} \quad \text{при } \bar{\sigma}_{00} = \frac{\sigma_{00}}{\sigma_{02}} > 1.$$

18.7. При наличии в стенке трубы трещиноподобного дефекта остаточный ресурс определяется по формуле

$$t_p = t_0 \frac{\exp(-K_H \Psi_0 C \varepsilon_{iKr}^m)}{K_{eK} \varepsilon_{iKr} + 1}$$

Здесь за величину $\mathcal{E}_{i_{кр}}$ можно принимать значение параметра упрочнения m .

18.8. При выводе формул для t_p в п. 18.6 и 18.7 предельное состояние принималось по моменту наступления неустойчивого разрушения трубы. Поэтому паденное значение t_p необходимо разделить на коэффициент запаса прочности n_t , который допускается принимать равным 1.

19. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБ
В УСЛОВИЯХ МАЛОЦИКЛОВОЙ КОРРОЗИОННОЙ
УСТАЛОСТИ

19.1. Нестационарность нагружения обуславливается пульсацией давления при транспортировке газожидкостной смеси, различием режимов работы поставщиков нефти, проведением плановых ремонтно-профилактических работ, обслуживанием подводных линий электропередач и линий связи, аварийными ситуациями и др. Анализ нестационарности нагружения оборудования проводится по суточным диаграммам изменения давления (см. разделы 2' и 6).

19.2. Долговечность при нестационарном нагружении определяется с использованием гипотезы линейного суммирования повреждений

$$\sum_i \frac{N_i}{N_i^*} = 1,$$

где N_i - число циклов нагружения с перепадом давления ΔP_i за время эксплуатации;

N_i^* - предельно возможное число перепадов давления ΔP_i .

19.3. Число циклов до разрушения N^* определяется в соответствии с рекомендациями /4/ или по формуле

$$N^* = \left(\frac{K_{кк} K_{нс} \bar{\epsilon}_{пР}}{4 \bar{\epsilon}_н K_{\epsilon} - 1,6 / K_{тв}} \right)^{\frac{1}{m_n}},$$

где $\bar{\epsilon}_н = \epsilon_n / \epsilon_T$ - относительная деформация;

ϵ_T - деформация текучести;

$K_{тв} = \sigma_{0,1} / \sigma_B$;

$K_{нс}$ - коэффициент, зависящий от схемы напряженного состояния, который для труб допускается принимать равным $1/\sqrt{3}$;

$K_{кк}$ - коэффициент, учитывающий влияние рабочей среды на пластичность металла; $1, k_{кк} = \psi_{кк} / \psi_k$;

$\Psi_{кс}$ - относительное сужение образца при испытаниях в данной рабочей среде ;

$\Psi_{к}$ - относительное сужение образца при испытаниях на воздухе ;

$\bar{\epsilon}_{пр}$ - относительная пластичность металла, определяемая по формуле:

$$\bar{\epsilon}_{пр} = \frac{1}{\epsilon_T} \ln \frac{1}{1 - \Psi_{к}}$$

19.4. Показатель степени M_u в уравнении п. 19.3 в нейтральных средах принимается равным 0,5. В коррозионно-активных рабочих средах значение M_u устанавливается на основании рекомендаций /4/ или экспериментально. В табл. 9 приведены значения для некоторых сред, взятые из работы /4/.

Таблица 9

Значения показателя M_u в уравнении п. 19.3

№ пп	Рабочая среда	M_u
1.	Воздух при плюс 20 °С	0,50
2.	Воздух при минус 40 °С	0,59
3.	3 %-й раствор HCl	0,54
4.	3 %-й раствор HCl + нефть /1:3/	0,53
5.	Нефть	0,52

19.5. В соответствии с рекомендациями /4I/ коэффициент запаса долговечности составляет $n_N = 10$. Таким образом, поделив значение N^* на величину n_N , находим остаточный ресурс трубы

$$N_r = N^* / n_N$$

19.6. При отсутствии данных по фактическим свойствам металлов труб действующего нефтепровода допускается рассчитывать ресурс по формуле (1.19.5 по сертификатным значениям механических характеристик). Однако в этом случае необходимо установить число циклов нагружения за предыдущее время эксплуатации N_0 . При этом остаточный ресурс трубы будет равен разнице величин N^* и N_0 , деленной на коэффициент запаса k_n :

$$N_r = \frac{N^* - N_0}{k_n}.$$

20. ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБ ПО КРИТЕРИЮ
ЦИКЛИЧЕСКОЙ ТРЕЩИНСТОЙКОСТИ В КОРРОЗИОННЫХ
СРЕДАХ

20.1. В условиях циклического нагружения конструктивных элементов с исходными трещинами контролирующим процесс разгачтия трещин является размах коэффициента интенсивности напряжения или деформации K (с. л. 10.1):

$$\frac{da}{dN} = f(\Delta K).$$

20.2. Наличие коррозионной среды ускоряет процесс роста трещины. Для оценки циклической трещиностойкости в коррозионных средах предлагается следующая формула /40/:

$$\frac{da}{dN} = C_e (\Delta K_{Ie})^{n_e} + V_0 (K_{ст} \epsilon_i + 1) \frac{V^{K_q-1}}{V_0^{K_q}} \exp(K_n \psi_0 \sigma_i),$$

где V - частота нагружений при испытаниях;

V_0 - условная частота нагружения, соответствующая статическому нагружению;

K_q - коэффициент, определяемый экспериментально (приближенно $K_q \approx 1$).

При циклическом нагружении и росте трещины значения величин ϵ_i , σ_i , K_{Ie} меняются. Поскольку в вершине трещины концентрация деформаций велика, то в расчетах можно полагать, что ϵ_i и σ_i достигают предельных значений, определяемых по формулам:

$$\epsilon_i = \epsilon_{пр} = \ln \frac{l}{1 - \psi_k};$$

$$\sigma_i = \sigma_{пр} = C \epsilon_{пр}^m$$

20.3. Остаточный ресурс трубы определяется путем интегрирования уравнения п. 10.10. Найденное значение N_r необходимо разделить на соответствующий коэффициент запаса долговечности n_n . Допускается принимать $n_n = 10$.

21. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА В УСЛОВИЯХ КОРРОЗИИ

Пример 1. В результате обследования технического состояния участка трубопровода диаметром 0,72 м установлено: $h_0 = 14$ мм; $\sigma_T = 260$ МПа; $\sigma_B = 460$ МПа; $v_0 = 0,12$ мм/год.

Трубопровод под действием внутреннего давления $P_p = 5,1$ МПа. Определить остаточный ресурс трубы.

В соответствии с действующими нормативами [1] допускаемое напряжение $[\sigma]$ равно: $[\sigma] = 173$ МПа.

При толщине стенки $h_0 = 14$ мм начальное окружное напряжение

$$\text{составляет: } P \cdot (D / h) / 2b$$

$$\sigma_{\theta 0} = \frac{5,1 (0,72 - 2 \cdot 0,014)}{2 \cdot 0,014} = 126 \text{ МПа.}$$

Находим значения параметра t_0 в соответствии с формулой п. 17.6, приведенной в методике:

$$t_0 = \frac{14}{0,12} \left(1 - \frac{126}{173} \right) = 31 \text{ год. } t_0 = \frac{h_0}{v_0} \left(1 - \frac{\sigma_{\theta 0}}{[\sigma]} \right)$$

Определяем остаточный ресурс трубы t_{op} :

$$t_{op} = t_p = 31 \exp \left(- \frac{7}{8,31 \cdot 300} 0,5 \cdot 173 \cdot \frac{126}{173} \right) = 25 \text{ лет.}$$

Здесь остаточный ресурс сосуда рассчитан при температуре эксплуатации $T = 300$ К и без учета концентраторов напряжений. Для выполнения расчетов могут быть использованы графики рис. 15, построенные по результатам численных расчетов на ЭВМ.

Поскольку в трубопроводах имеют место концентраторы напряжений (взрыв врезки отводов, дефекты сварки и др.), то фактическая долговечность может быть заметно меньше найденной.

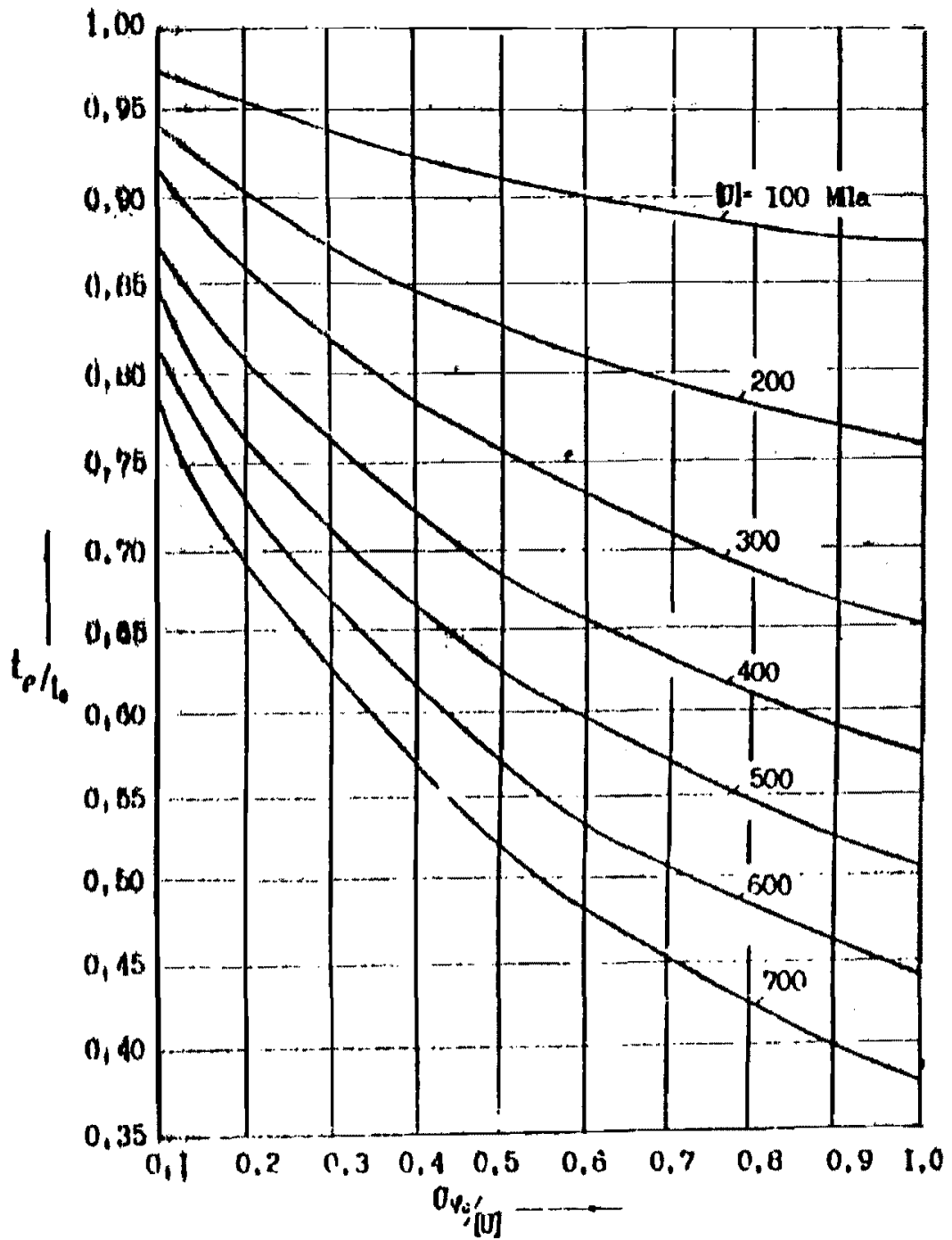


Рис. 15. Зависимость t_p/t_0 от $\sigma_{v0}/[G]$

для толстостенных цилиндров под действием
внутреннего давления

$$(\psi = 0,5)$$

Пример 2. Определить остаточный ресурс трубы с исходными данными примера I при наличии концентраторов напряжений в зоне дефекта сварки. Расчетами установлено, что теоретические коэффициенты концентрации напряжений α_c для двух дефектов равны: $\alpha_c = 2,2$ и $\alpha_c = 7,0$. Найдено также для данной стали: $K_{ст} = 0,0$; $C = 860$ МПа и $m = 0,25$.

Определяем коэффициент концентрации напряжений при упруго-пластических деформациях (см. формулы п. 18.6):

$$K_c = \alpha_c \frac{\frac{2m}{1+m} \sigma_{00}^{\frac{m-1}{1+m}}}{\sigma_T} = (2,2)^{1+0,25} \cdot \frac{0,25-1}{260} = 2,04,$$

при $\alpha_c = 2,2$;

$$K_c = (7,0)^{0,4} (0,515)^{-0,6} = 3,23$$

при $\alpha_c = 7,0$. Значение K_c при $\frac{\sigma_{де}}{\sigma_T} = 0,67 = 1/n_T$, где n_T — коэффициент запаса прочности по пределу текучести, можно определять по рис. 16.

По формуле п. 13.3 методики определяем разрушающее окружное напряжение трубы без учета концентратора:

$$\sigma_{вкр}^{ом} = \frac{2}{3} C \cdot \left(\frac{m}{e\sqrt{3}} \right)^m = \frac{2}{3} \cdot 860 \cdot \left(\frac{0,25}{2,72 \cdot 3} \right)^{0,25} = 477,3 \text{ МПа.}$$

Экспериментально установлено следующее значение параметра α_T $\alpha_T = 0,5$. Тогда разрушающее окружное напряжение трубы с дефектом будет равно: $\sigma_{вкр} = 238,7$ МПа. При этом коэффициент запаса прочности по предельному напряжению $n_{кр} = \sigma_{вкр}/\sigma_{00}$ составит:

$$n_{кр} = 238,7/134 = 1,78.$$

По формуле п. 18.1 определяем значение t_0 :

$$t_0 = \frac{14}{0,12} \left(1 - \frac{1}{1,78} \right) = 51,1 \text{ года.}$$

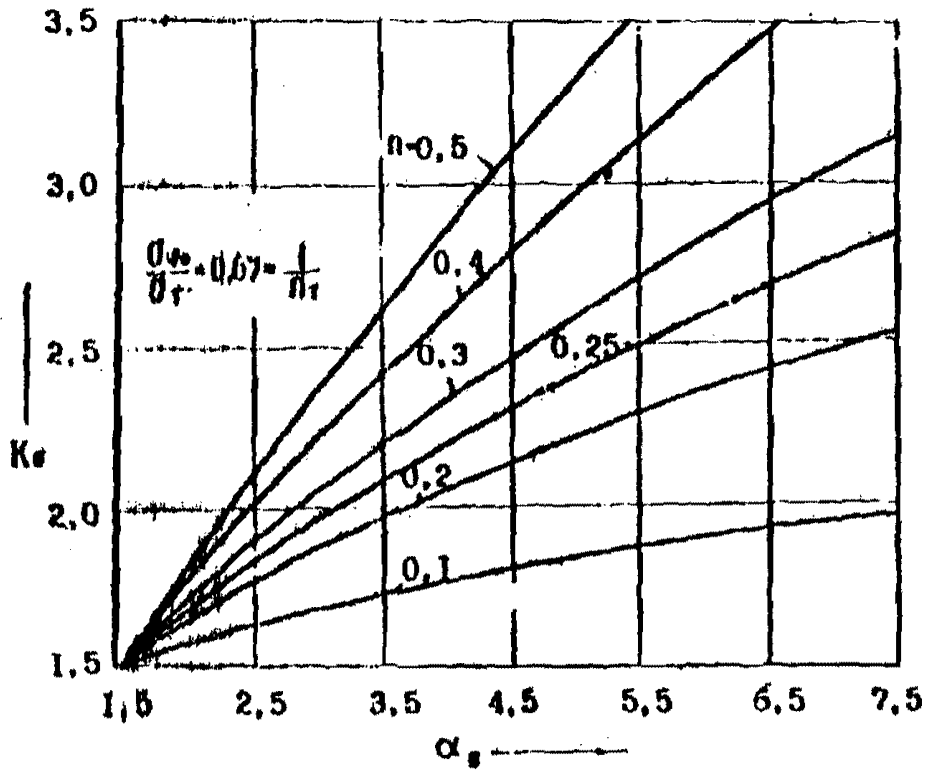


рис. 10. зависимости K_6 от α_6

По формуле п. 18.6 определим значения t_p :

$$t_p = t_0 \frac{\exp(-K_n \Psi_n)}{2m \sqrt{K_n / n_{kr}} \cdot K_{cr} \sigma_{kr} + 1} =$$

$$= 51,1 \frac{\exp\left(-\frac{7}{8,31 \cdot 300} \cdot \frac{1}{2} \cdot 830 \left(\frac{0,25}{1,3}\right)^{0,25} \cdot \sqrt{\frac{1,04}{1,75}}\right)}{\sqrt{\frac{2,04}{1,75}} \cdot 5 \cdot \frac{0,25}{1,3} + 1} = 13 \text{ лет.}$$

Аналогично находим t_p при $\alpha_\epsilon = 7,0$: $t_p = 9,6$ года.

Остаточный ресурс трубы определяется делением значения на коэффициент запаса n_ϵ :

$$t_{op} = \frac{t_p}{n_\epsilon} = \frac{13}{2,0} = 6,5 \text{ года}$$

при $\alpha_\epsilon = 2,2$ и

$$t_{op} = \frac{9,6}{2,0} = 4,8 \text{ года}$$

при $\alpha_\epsilon = 7,0$.

Величина отношения t_0/t_p представляет собой коэффициент снижения ресурса от наличия концентратора напряжений $K_{ук}$. Для ориентировочных расчетов можно для оценки $K_{ук}$ пользоваться рис. 17 и 18.

При отсутствии данных по α_{Tp} остаточный ресурс трубы с концентраторами можно определять, принимая $n_{кр} = n_B = 2,4$, но при этом определяя t_0 по формуле:

$$t_0 = \frac{h_0}{v_0} \left(1 - \frac{\sigma_{os}}{[\sigma]}\right).$$

Для рассмотренного примера

$$t_0 = \frac{11}{0,12} \left(1 - \frac{124}{173}\right) = 25 \text{ лет.}$$

На основании рис. 17 находим значения $K_{\text{ук}}$ при $\alpha_6 = 2,0$ и $\alpha_6 = 7,0$; $K_{\text{ук}} = 2,6$ и $3,7$.

Остаточный ресурс соответственно равен:

$$t_{\text{ор}} = 23/2,6 = 10 \text{ лет}$$

при $\alpha_6 = 2,2$ и

$$t_{\text{ор}} = 26/3,7 = 7 \text{ лет}$$

при $\alpha_6 = 7,0$,

Пример 4. По данным обследования технического состояния участка трубопровода с параметрами предыдущих примеров на внутренней поверхности обнаружен протяженный продольный трещиноподобный дефект с максимальной глубиной $a = 3,0$ мм. По данным испытаний на трещиностойкость установлено, что $\alpha_{7p} = 1,0$. Поскольку дефект протяженный, равнонапряженное напряжение трубы рассчитываем по формуле п. 18.4, полагая $m_2 = 1,0$.

$$\sigma_{\text{окр}} \approx \alpha_{7p} \sigma_{\text{ор}}^* (1 - \eta m_2^3) = 477,3 (1 - 0,215) = 375 \text{ МПа.}$$

При этом $n_{kr} = 2,8$.

Параметр t_0 рассчитывается по формуле п. 18.5:

$$t_0 = \frac{t_{\text{ор}}}{\sigma_{\text{окр}}} (1 - \eta) \left(1 - \frac{1}{n_{kr}}\right) = \\ = \frac{11}{0,12} (1 - 0,215) \left(1 - \frac{1}{2,8}\right) = 58,9 \text{ года.}$$

По рис. 17 определяем $K_{\text{ук}} = 3,75$ при $\alpha_6 > 5,0$.

Долговечность трубопровода с дефектом равна:

$$t_p = \frac{58,9}{3,75} = 15,72.$$

При этом значении t_p остаточный ресурс трубопровода составляет:

$$t_{\text{ор}} = 15,72/2 = 7,86 \text{ года.}$$

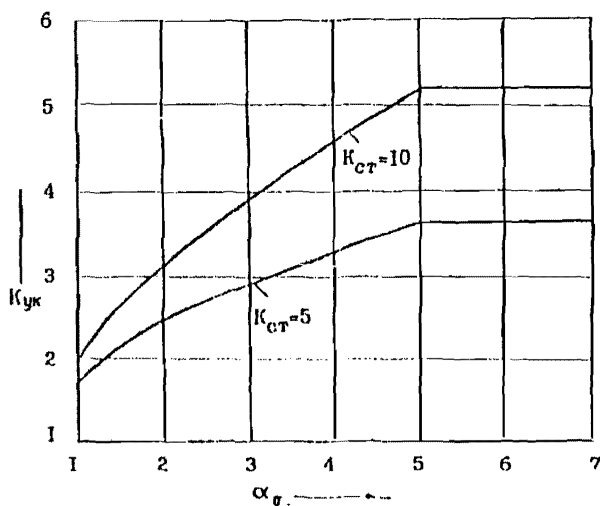


Рис. 17. Зависимости коэффициента усиления коррозии $K_{ук}$ от теоретического коэффициента концентрации напряжений α_{σ} для низкоуглеродистых сталей
(Ст.3, 20, 22К)

Примечание: Графики построены при значениях:

$$\begin{aligned} \sigma &= 360 \text{ МПа}; & m &= 0,25; \\ \psi &= 0,5; & n_{кр} = n_B &= 2,4; \\ \sigma_{икр} &= \frac{\sigma}{3}; & \sigma_T &= 260 \text{ МПа}; \\ \sigma_B &= 360 \text{ МПа} \end{aligned}$$

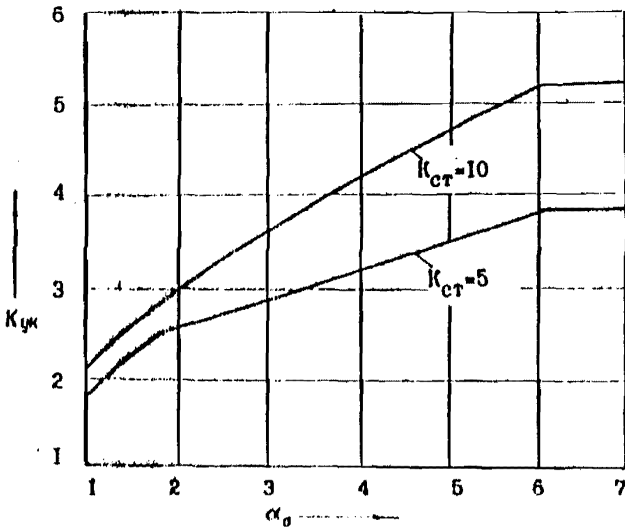


Рис. 18. Зависимость коэффициента усиления коррозии $K_{ук}$ от теоретического коэффициента концентрации напряжений для низколегированных сталей

Примечания: Графики построены при значениях:

$$S = 1000 \text{ МПа}; \quad m = 0,2;$$

$$\psi = 0,5; \quad n_{кр} = n_B = 2,4;$$

$$\sigma_{i,кр} = \frac{S}{3}; \quad \sigma_T = 350 \text{ МПа};$$

$$\sigma_B = 550 \text{ МПа}$$

Пример 4. Определить остаточный ресурс трубы с параметрами предыдущих примеров, работающей при малоцикловом нагружении. Труба работает при отнулевом цикле нагружения $\Delta P_{\max} = P_r$. По данным механических испытаний образцов, вырезанных из стенки трубы:

$K_{T\sigma} = \sigma_T / \sigma_B = 260/460 = 0,565$; $\psi = 0,55$. Коэффициент концентрации напряжений в продольных сварных швах равен: $\alpha_\sigma = 2,2$.

По формуле п. 5.10 определяется коэффициент концентрации упруго-пластических деформаций K_ϵ :

$$K_\epsilon = \alpha_\sigma \frac{2}{1+m} \left(\frac{\sigma_{\theta\theta}}{\sigma_T} \right)^{\frac{1-m}{1+m}} = 2,2 \left(\frac{2,0}{1,25} \right)^{\frac{1-0,75}{1+0,75}} \cdot \frac{134}{260} \left(\frac{0,75}{1,25} \right)^{\frac{0,75}{1+0,75}} = 2,38$$

Число циклов до зарождения трещины определяется по формуле п. 19.3.

Относительная номинальная деформация $\bar{\epsilon}_n$ равна

$$\bar{\epsilon}_n = \epsilon_n / \epsilon_T = \sigma_{\theta\theta} / \sigma_T = 134/260 = 0,515.$$

Предельная относительная деформация определяется по формуле:

$$\bar{\epsilon}_{инр} = \frac{\ln \frac{1}{1-\psi}}{\epsilon_T} = \frac{\ln \frac{1}{1-\psi}}{\sigma_T / E} = \frac{\ln \frac{1}{1-0,55}}{260/2,1 \cdot 10^5} = 645,4.$$

Определим число циклов до разрушения при $m = 0,5$:

$$N_r = \left(\frac{K_{K\epsilon} K_{\sigma} \bar{\epsilon}_{инр}^{\frac{1}{m}}}{4 \epsilon_n K_\epsilon - \frac{4,6}{K_{T\sigma}}} \right)^2 = \left(\frac{1,0 (1/\sqrt{3}) 645,4}{4 \cdot 0,515 \cdot 2,38 - \frac{4,6}{0,565}} \right)^2 = 32440.$$

Остаточный ресурс трубы при $R_N = 10$ будет равен:

$$N_{ор} = N_r / R_N = 32440/10 = 3244.$$

В случае работы трубы в среде нефти + NaCl значение коэффициента $m = 0,53$. Тогда: $N_r = 16017$, а остаточный ресурс $N_{ор} = 1602$ цикла нагружения.

ДФ, ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБ С ДВУХСТАМИ ПО КРИТЕРИЮ ЗАПАСА ПЛАСТИЧНОСТИ МЕТАЛЛА

22.1. В процессе эксплуатации трубопроводов в результате повторно-статических нагрузений происходит накопление повреждаемости металла в наиболее нагруженных участках труб и проявляется эффект старения металла труб, снижающий его деформационную способность.

22.2. Повреждаемость металла труб после некоторого цикла их эксплуатации может быть оценена величиной Λ , характеризующей степень деформации сдвига /43,44 и др./.

$$\Lambda = \int_0^{\tau} H d\tau,$$

где τ - время эксплуатации;

H - интенсивность скоростей деформации сдвига:

$$H = \sqrt{\frac{2}{3} (\dot{\epsilon}_x - \dot{\epsilon}_y)^2 + (\dot{\epsilon}_y - \dot{\epsilon}_z)^2 + (\dot{\epsilon}_z - \dot{\epsilon}_x)^2 + \dot{\gamma}_{xy}^2 + \dot{\gamma}_{yz}^2 + \dot{\gamma}_{zx}^2}$$

22.3. За момент исчерпания несущей способности трубопровода принимается момент достижения величины накопленной повреждаемости Λ металла труб или их сварных соединений в наиболее нагруженных участках величины предельной пластичности (ресурса пластичности) Λ_p (рис. 19):

$$\Lambda = \Lambda_p \quad \text{при} \quad \tau = t,$$

где t - время до разрушения (ресурс).

22.4. Для определения остаточного ресурса труб в соответствии с п. 22.3 необходимо иметь информации о процессе накопления повреждаемости $\Lambda(\tau)$ в наиболее нагруженном участке трубопровода (кривая 1, рис. 19) и запасе пластичности металла $\Lambda_p(\tau)$ в течение всего эксплуатационного цикла (кривая 2). Первая из задач сводится к анализу процесса накопления повреждаемости в эксплуатиру-

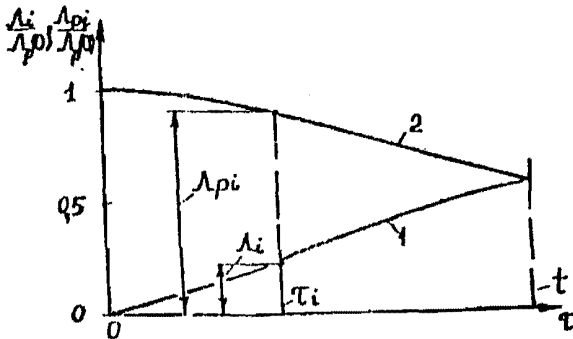


Рис. 19. Схема определения остаточного ресурса труб нефтепроводов t по оценке повреждаемости металла и запаса его пластичности

- 1 - кривая накопления повреждаемости в наиболее нагруженном участке трубы в процессе эксплуатации нефтепровода;
- 2 - зависимость остаточной пластичности металла от времени эксплуатации труб

мом трубопроводе с учетом изменений в нем напряженного состояния, степени коррозионного повреждения стенки труб. Вторая задача сводится к периодической оценке запаса пластичности металла труб, которая базируется на экспериментальных данных, полученных при испытании образцов, вырезанных из труб (см. п. 7.6).

22.5. Приближению кривую накопления повреждений металла труб $\Lambda(\tau)$ можно построить исходя из данных о запасе пластичности металла $\Lambda_p(\tau)$ на основании гипотез нелинейного суммирования повреждений

$$\left(\frac{\Lambda(\tau_i)}{\Lambda_p(0)} \right)^{a_1} + \left(\frac{\Lambda_p(\tau_i)}{\Lambda_p(0)} \right)^{a_2} = 1,$$

где $\Lambda_p(0)$ — ресурс пластичности металла труб или их сварных соединений на момент начала эксплуатации трубопровода ($\tau = 0$);

a_1, a_2 — некоторые параметры, отвечающие I стадии (эксплуатации металла труб) и II стадии (испытания образцов по п. 7.6) нагружения материала, зависящие от жесткости напряженного состояния в зоне накопления локальных повреждений и свойств металла труб.

Параметры a_1 и a_2 могут быть приближенно определены по выражению /44/

$$a_1 = a_0 \exp(1 + 0,238 \Pi_1);$$

$$a_2 = a_0 \exp(1 + 0,238 \Pi_2),$$

где Π_1 и Π_2 — показатели жесткости напряженного состояния в наиболее нагруженной зоне с максимальным уровнем локальных повреждений на стадии эксплуатации и испытания образцов соответственно.

a_0 — постоянная материала, определяемая по кривой доформирования по методике /44/ для конструкционных материалов A_0 .

варьируется в пределах 1,45...3,9).

22.6. Кривая накопления повреждаемости металла труб может быть построена на основании экспериментально определенной кривой изменения запаса пластичности металла в процессе эксплуатации труб $\Lambda_p(\tau)$ путем ее пересчета по соотношению, вытекающему из закона нелинейного суммирования повреждений (см.п. 22.5)

$$\frac{\Lambda(\tau_i)}{\Lambda_p(0)} = \left[1 - \left(\frac{\Lambda_p(\tau_i)}{\Lambda_p(0)} \right)^{a_2} \right]^{\frac{1}{a_1}}$$

22.7. Показатель жесткости напряженного состояния в наиболее нагруженной зоне определяется по формул-

$$\Pi = \sigma_0 / T_i,$$

где σ_0 - среднее напряжение;

T_i - интенсивность касательных напряжений.

22.8. При определении кривых запаса пластичности металла труб $\Lambda_p(\tau_i)$ необходимо, чтобы экспериментальные данные, полученные при испытании вырезанных образцов, соответствовали виду напряженного состояния в стенке трубопровода на наиболее опасном его участке. Как правило на данных участках наблюдается ослабление стенки труб в результате коррозии, либо появления дефектов, что способствует повышению напряженности и локализации процесса накопления повреждаемости материала. Показатель жесткости напряженного состояния в стенке трубопровода при размерах дефектов, близких к их критическим значениям, как правило, не превышает значений $\Pi_{max} = 1,5...2,0$ /46/. В связи с этим в качестве консервативной оценки можно принять, что накопление повреждаемости металла труб в процессе эксплуатации происходило при данных величинах показателя $\Pi = \Pi_{max}$ в стенке (неучет постепенного возрастания жесткости напряженного состояния за счет ослабления стенки в процессе эксплуатации идет в зачет при оценке остаточного ресурса

† в соответствии с процедурой, изложенной в п. 22.3).

22.9. Условным, отражающим наиболее неблагоприятную ситуацию в процессе накопления повреждений металла труб (см. п. 22.8), отечественная конструкция образца (рис. 20), предназначенного для испытаний на чистый изгиб. Последний вырезается из участка трубопровода при замене поврежденных коррозией катушек труб.

В описанном сечении образцов при их испытании на статический изгиб в соответствии с рекомендациями /45/ необходимо обеспечить соотношение между геометрическими параметрами образцов

$$b \geq 2,2(h-a),$$

где h, b - толщина и ширина образцов;

a - максимальная глубина ослабления стенки;

ρ - радиус концентратора.

Показатель жесткости напряженного состояния Π в ослабленном сечении образца варьируется путем изменения размеров концентратора.

22.10. Испытания образцов, описанных в п. 22.9, осуществляются с помощью диаграмм "нагрузка P - смещение V " (рис. 21, а). Перемещение V фиксируется на поверхности образцов у берегов концентратора с помощью электромагнитических датчиков перемещений. Величина усилия P снимается специальным датчиком с силовой рамы испытательной машины.

22.11. Процедура определения искоемых величин для построения кривых запаздывания пластичности металла труб $A_p(\xi) = A_p(\Pi)$ предусматривает фиксации моментов начала пластического течения в окрестности вершины концентратора (точка А) и момента начала локального разрушения (точка С) материала. Данные характерных точек на типичных гладких кривых "нагрузка-смещение" определяются в соответствии с рекомендациями /45/ путем переобработки их в до-

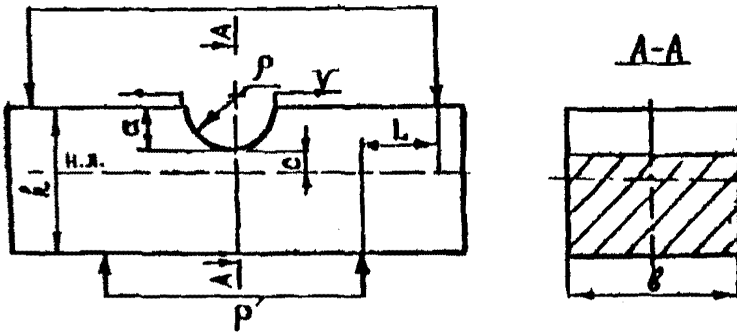


Рис. 20. Образец для оценки остаточной
 пластичности металла труб
 и схема их нагружения

гарифические координаты (рис. 21,б). При этом на вновь полученной диаграмме $P - V$ четко обозначаются три участка. Первый - соответствует упругой работе образца (п. 22.9) с концентратором, второй - возникновению пластических деформаций в окрестности вершины концентратора, третий - деформированию образца с подрастающей трещиной от вершины концентратора. Точки пересечения первого, второго и третьего участков диаграммы А и С определяют моменты начала возникновения пластических деформаций и момента срабатывания трещины (т.е. нарушения сплошности материала) от вершины концентратора.

22.12. Радиусы пластичности металла труб Λ_{pi} и соответствующее ему значение показателя жесткости напряженного состояния Π в окрестности вершины концентратора в образцах (п. 22.9) при изгибе на чистый изгиб определяются по формулам:

$$\Lambda_{pi} = \frac{\sqrt[3]{V_e (1 - a/h)}}{k} \frac{P \left[\left(1 + \ln \left(\frac{c}{\rho} + 1 \right) \frac{a}{h} \right) \sin \left[\ln \left(1 + \frac{c}{\rho} \right) \right] \right]}{P_{pr} - P_x}$$

$$\Pi = 1 + \ln \left(\frac{c}{\rho} + 1 \right) \left[\frac{P_c - P_x}{P_{pr} - P_x} \right],$$

где P_x , P_c - соответственно нагрузки, отвечающие точкам А и С на диаграмме (рис. 21,б); P_{pr} - величина нагрузки, соответствующая предельному состоянию данных образцов с концентратором, которая может быть определена по соотношению /48/

$$P_{pr} = \frac{6b}{\sqrt{3}} \frac{\sigma h^4}{L P^2} \left(1 - \frac{a}{h} \right)^4 \left\{ \left[\left(1 + \frac{h-a}{\rho} \right)^2 - 8 \left(1 + \frac{c}{\rho} \right) - \left(1 + \frac{h-a}{\rho} \right)^2 - \left(2 - \frac{h-a+c}{\rho} \right)^2 \right] \right\}$$

рический параметр, характеризующий положение не-

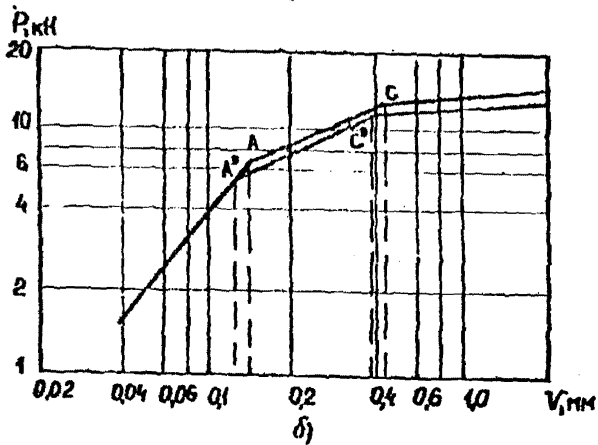
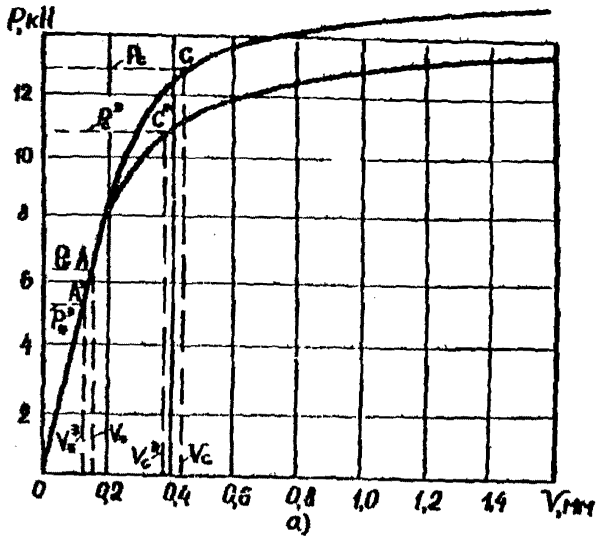


Рис. 21. Диаграммы "нагрузка-смещение" $P-V$, полученные при испытании образцов с концентратором в нормальных (а) и логарифмических (б) координатах

тральной линии на образце (рис. 20), определяющийся из уравнения

$$\left(1 + \frac{\sigma}{\rho}\right) \left(1 + \ln \frac{c}{\rho}\right) = 1 + \frac{h-a}{\rho}$$

Здесь L - плечо приложения нагрузки P .

22.13. Остаточная пластичность металла труб, прошедших эксплуатационный цикл, $\Lambda_p(\sigma_i)/\Lambda_p(0)$ может быть определена без непосредственного построения диаграммы $\Lambda_p(\sigma_i) = \Lambda_{pi}(n)$ путем сопоставления результатов сравнительных испытаний образцов с концентратором, вырезанным на труб, прошедших эксплуатационный цикл, и труб, металла которых соответствует исходным сертификатным данным по механическим свойствам ($\sigma_{02}, \sigma_b, \delta, \psi$). Испытываемые образцы должны удовлетворять условиям подобия по геометрическим параметрам (т.е. иметь одинаковые геометрические размеры b, h, a, ρ). Выражение для оценки остаточной пластичности металла труб имеет вид

$$\frac{\Lambda_p(\sigma_i)}{\Lambda_p(0)} = \frac{V_a^3}{V_c^3}$$

где V_c, V_c^3 - перемещения, соответствующие нагрузкам P_c и P_c^3 (рис. 21); индексом "3" обозначены величины, соответствующие образцам, вырезанным из труб, бывших в эксплуатации.

22.14. Отношение для оценки остаточной пластичности $\frac{\Lambda_p(\sigma_i)}{\Lambda_p(0)}$ металла труб по результатам сравнительных испытаний образцов (п. 22.13) справедливо при условии соблюдения подобия по величине напряжений в состоянии в окрестности вершины концентратора обеих серий образцов. Последнее достигается при соотношении между параметрами концентратора

$$\frac{a}{h} \leq 0,1; \quad \frac{\rho}{h} = 1,5 \frac{a}{h}$$

$$\frac{a}{h} \geq 0,1; \quad \frac{\rho}{h} = 0,8 \frac{a}{h} + 0,01$$

22.15. Остаточный ресурс трубы определяется путем использования результатов исследований по зашасу пластичности металла $\frac{\Lambda_p(\hat{\tau}_i)}{\Lambda_p(0)}$ (п. 22.13) для получения данных по повреждаемости металла труб в соответствии с п.п. 22.6 с последующим нахождением момента исчерпания несущей способности трубопровода в соответствии с п.п. 22.3.

23. ПРИМЕР ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КРИТЕРИЯ ПЛАСТИЧНОСТИ МЕТАЛЛА

Понятие. Определить остаточный ресурс участка трубопровода 426х6 мм из Ст3пс (год ввода в эксплуатацию 1963, $\sigma_{в} = 370 \dots 480$ МПа; $\sigma_{от} = 245$ МПа; $\delta_5 = 25\%$; $\psi_k = 55\%$).

Оценки базируются на экспериментальных данных по испытаниям образцов, вырезанных из трубопровода в процессе его ремонта в 1975 и 1981 г.г. (после 13 и 28 лет эксплуатации). Образцы изготавливались в соответствии с п. 22.3 размерами $h = 8$ мм; $a = 4$ мм; $b = 12$ мм. Радиус концентратора (рис. 20) составлял $\rho = 3,75$ мм.

Для оценки эксплуатационного ресурса рассматриваемого трубопровода $T_{\text{эк}}$ в соответствии с п. 22.3 (см. рис. 19) использовалась методика построения кривой повреждаемости металла труб $A_r(t) / A_r(0)$ по данным изменения запаса пластичности $A_r(t) / A_r(\text{см. п. 22.6})$. При этом исходные экспериментальные данные по остаточной пластичности металла труб определяли в соответствии с п. 22.13 без непосредственного построения диаграммы пластичности $A_r(t, \nu_s)$. В результате обработки экспериментальных данных, полученных при испытаниях образцов, в соответствии с п. 22.10 и 22.11 были определены величины $\frac{A_r(t_1)}{A_r(0)} = 0,75$ и $\frac{A_r(t_2)}{A_r(0)} = 0,51$ (соответственно для $T_1 = 13$ лет и $T_2 = 28$ лет эксплуатации). Для пересчета в данные по повреждаемости $\frac{A_r(t)}{A_r(0)}$, необходимо определить в соответствии с п. 22.5 и 22.6 параметры α_1 и α_2 . Данные величины были найдены по значению параметра α_0 (постоянная материала): $\alpha_0 = 1,45$ для стали Ст3пс /41/ и данным по показателям жесткости и прочностного состояния Π_1 и Π_2 . Значения Π_1 в расчетных участках трубопровода в соответствии с п. 22.7 находили по данным о их прочности стали Ст3пс в данных по метод эксплуатации $\frac{\sigma_2}{\sigma_1}$.

= 0,54 - в 1976 г., $\frac{G_2}{G_1} = 0,8$ - в 1991 г.). Отсюда Π_1 соответственно равны 1,026 в момент τ_1 и 1,134 - при τ_2 . При определении значений Π_1 параметр A_1 принимал соответственно значения: $A_1 = 5,03$ (τ_1) и $A_1 = 5,16$ (τ_2). Для определения параметра A_2 согласно п. 22.5 необходимо знать значения Π_2 , соответствующие моменту начала процесса разрушения образцов. Данные значения Π_2 были определены по нагрузкам, снимаемым из диаграмм $P-V$ (см. п. 22.12). Для значений времени τ_1 и τ_2 соответственно получены $\Pi_2 = 1,32$ и 1,37. При этом искомые параметры A_2 для этих моментов времени равны: $A_2 = 5,40$ (τ_1), $A_2 = 5,46$ (τ_2).

Используя основное соотношение, приведенное в п. 22.6, по значениям $\frac{\Lambda_P(\tau_1)}{\Lambda_P(0)} = 0,95$ и $\frac{\Lambda_P(\tau_2)}{\Lambda_P(0)} = 0,91$ были определены значения повреждаемости $\frac{\Lambda(\tau_1)}{\Lambda_P(0)} = 0,754$ и $\frac{\Lambda(\tau_2)}{\Lambda_P(0)} = 0,838$. Используя полученные данные (см. табл. 10), с помощью экстраполяции аппроксимированных кривых $\Lambda_P(\tau_i)$ и $\Lambda(\tau_i)$ до значения $\tau = t$ был определен эксплуатационный ресурс рассматриваемого трубопровода по критерию запаса пластичности металла труб $t = 42$ года. Следовательно, до 2005 года эксплуатация трубопровода сопровождается процессом снижения его запаса пластичности до полного исчерпания.

Таблица 10

Время эксплуатации	Пуск (0) 1963 г.	1-я вырезка на 1976 г.	2-я вырезка 1991 г.	Исчерпание* ресурса 2005 г.
Запас пластичности $\Lambda_P(\tau_i)$	1	0,95	0,91	0,87
Степень повреждаемости $\Lambda(\tau_i)$	0	0,754	0,838	0,87

* - получены экстраполяцией кривых $\Lambda(\tau_i)$ и $\Lambda_P(\tau_i)$.

ПРИЛОЖЕНИЕ I

УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ ВЕЛИЧИН

Таблица П.1

В е л и ч и н а	Обозначения	Размерность
	2	3
Диаметр трубы (наружный)	D	мм
Толщина стенки	h	мм
Модуль упругости материала	E	МПа
Условный предел текучести (на базе деформации 0,2 %)	$\sigma_{0,2}$	МПа
Предел упругости	σ_T	МПа
Предел прочности	σ_B	МПа
Условное напряжение разрушения	σ_K	МПа
Истинное напряжение разрушения	S_K	МПа
Предел устойчивости	σ_{-1}	МПа
Условная деформация текучести	ϵ_T	-
Истинная деформация текучести	e_T	-
Истинная равномерная деформация	e_a	-
Истинная предельная деформация	e_K	-
Максимальная и минимальная упругоэластическая деформация в вершине дефекта	e_1, e_2	-
Равномерное относительное сужение при разрушении	ψ_a	-
Полное относительное сужение при разрушении	ψ_K	-
Показатель деформационного упрочнения	m	-
Ширина образца	b	мм
Толщина образца	h	мм
Глубина надреза в трещине	a	мм
Разрушающая нагрузка на образец	Q	кН

Продолжение табл. П.1

	1	2	3
Разрушающее напряжение по брутто-сечению		σ_c	$M\sigma$
Разрушающее напряжение по нетто-сечению		σ_{co}	$M\sigma$
Параметр статической трещиностойкости		α_{tr}	-
Параметр α_{tr} при $\eta = 0,5$		α_{os}	-
Предел трещиностойкости		I_c	$M\sigma \sqrt{m}$
Критический коэффициент интенсивности напряжений		K_{Ic}	$M\sigma \sqrt{m}$
Критический коэффициент интенсивности деформаций		K_{Iec}	$m^{pe/2}$
Деформационный параметр трещиностойкости		pe	-
Теоретический коэффициент концентрации напряжений		α_c	-
Уругопластический коэффициент концентрации напряжений		K_s	-
Уругопластический коэффициент концентрации деформаций		Ke	-
Пороговый циклический коэффициент интенсивности напряжений (деформаций)		K_{th}	-
Критический циклический коэффициент интенсивности напряжений (деформаций)		K_{sc}	-
Размах коэффициента интенсивности напряжений и деформаций при циклическом нагружении		ΔK_I	$M\sigma \sqrt{m}$
		ΔK_{Ie}	$m^{pe/2}$
Характеристики циклической трещиностойкости по напряжениям		C_c, n_c	-
по деформациям		C_e, n_e	-
Поправочный множитель на двухосность напряженного состояния трубы		I	-
Начальная глубина дефекта на трубе		a_0	мм
Критическая глубина дефекта		a_c	мм
Относительная глубина дефекта		η	-

Продолжение табл. II.1.

	1	2	3
Среднее напряжение в нетто-сечении	$\sigma_{\text{нетто}}$		МПа
в брутто-сечении	$\sigma_{\text{брутто}}$		МПа
Максимальное давление в цикле	P_1		МПа
Минимальное давление в цикле	P_2		МПа
Амплитуда деформаций в вершине дефекта	ϵ_a		-
Амплитуда напряжений	σ_a		-
Эквивалентная амплитуда деформации (приведенная к симметричному)	$\tilde{\epsilon}_a$		-
Число циклов до зарождения трещины	N_z		-
Число циклов на стадии роста трещины	N_r		-
Общее число циклов до разрушения	N_0		-
Числа циклов давления в спектре нагруженности трубопровода	N_i		-
Относительное повреждение трубы с дефектом в результате цилиндрического нагружения при эксплуатации	Π		-
Относительный (потаточный) ресурс труб с дефектом	R		-
Долговечность, выраженная во времени	t		лет
Радиус кривизны в вершине дефекта	ρ		мм
Поправочная функция для расчета	$Y(\rho)$		-
Максимальная и минимальная деформации в вершине дефекта при давлениях P_1 и P_2	ϵ_{max} ϵ_{min}		-
Относительное удлинение образца при растяжении	δ_s		-
Окружное напряжение в стенке трубы	σ_θ		МПа
Допускаемое рабочее окружное напряжение	$[\sigma_\theta]$		МПа
Скорость общей коррозии	v_c		мм/год
Интенсивность напряжений	σ_i		МПа
деформаций	ϵ_i		-

Продолжение табл. П.1

1	2	3
скоростей деформаций сдвига	H	-
касательных напряжений	T_i	МПа
Среднее (гидростатическое) напряжение	σ_0	МПа
Степень деформаций сдвига	L	-
Показатель жесткости напряженного состояния	Π	-
Главные напряжения	$\sigma_1, \sigma_2, \sigma_3$	МПа
Константа материала	α_0	-
Константа материала	$K_{ст}$	-
Константа рабочей среды (нефти)	K_n	-
Параметр жесткости напряженного состояния	ψ_{σ}	-
Коэффициент учета схемы напряженного состояния	$K_{ис}$	-
Коэффициент, учитывающий влияние рабочей среды на пластичность металла	$K_{кс}$	-
Коэффициент упрочнения (отношение предела текучести к пределу прочности)	$K_{тв}$	-
Запас по долговечности	Π_N	-
Удельная работа разрушения металла	w_c	МПа

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕКОТОРЫХ ТРУБНЫХ СТАЛЕЙ И ИХ ИЗМЕНЕНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДОВ

1. Металл трубы в процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов подвергается не только статическим нагрузкам, но и циклическим (повторно-статическим) в результате эксплуатационных и технологических факторов. Установлено, что максимальное колебание давлений перекачиваемого продукта ($\Delta P \approx 40$ ат) - в среднем одно в сутки.

2. Циклический характер изменения давления приводит к изменению напряжений нагрузки, которые в структурно-неоднородных областях (в присутствии дефектов, на границах кристаллических зерен структурно-составляющих и т.п.) доходят до предела текучести и выше. Это приводит, в свою очередь, к деформационным явлениям - к накоплению необратимых микропластических деформаций и деформационному старению трубных сталей в процессе длительной (15-20 лет и более) эксплуатации нефтепроводов (см. раздел 7).

3. Структурные изменения в металле труб сопровождаются значительными изменениями его механических и эксплуатационных свойств. В табл. II.2 приведены механические свойства эксплуатируемых на сегодняшний день трубных сталей.

4. Значительно изменяются в процессе длительной эксплуатации такие структурно-чувствительные свойства трубных сталей, как ударная вязкость (K_{CV}), вязкость разрушения (пределный коэффициент концентрации напряжений K_c) и т.п. В табл. II.3 приведены изменения этих параметров после длительной эксплуатации отдельных труб по отношению к их значениям в исходном состоянии.

Таблица П.2

Марка стали	Время эксплуатации, лет	Механические характеристики			
		σ_B , МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ_5 , %	ψ_k , %
19Г	исх. сост.	500	340-390	23	66
	22	550	410	21,6	56,6
14ХГС	исх. сост.	500	340-360	29	69
	24	540	380	18,3	60,2
14ГН	исх. сост.	520	370-390	26	70
	22	570	400	21,6	62,4
17ГС	исх. сост.	520	380-400	27	69
	29	540	400	21,7	59,6

Таблица П.3

Марка стали	Время эксплуатации, лет	КСУ, мДж/м^2		K_{Ic} , $\text{МПа} \sqrt{\text{м}}$	
		+20°C	-40°C	K_{Ic}^I	K_{Ic}^{II}
19Г	исх. сост.	0,68	0,36	-	-
	22	0,38	0,17	-	-
14ХГС	исх. сост.	0,65	0,50	-	-
	24	0,48	0,38	-	-
14ГН	исх. сост.	0,62	0,44	130-150	160-180
	22	0,32	0,28	75,0	113,0
17ГС	исх. сост.	0,70	0,40	140-150	170-180
	29	0,30	0,15	94,5	117,1

Б. Основным параметром, учитывающим степень состаренности металла труб в зависимости от их срока эксплуатации, химического состава и других факторов, является коэффициент деформационного старения C_d /6,7/.

Таблица П.4

Время эксплуатации, лет	Трубы из стали	
	17ГС и 19Г	14ГС и 14ГН
0-16	1,0-1,25	1,0-1,1
16-20	1,25	1,15
20-30	1,30	1,20
30 и более	1,35	1,25

ПРИЛОЖЕНИЕ 3

РАСЧЕТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕКОТОРЫХ ДЕФЕКТОВ
И ПОВРЕЖДЕНИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ

Все существующие дефекты на магистральных нефтепроводах следует разделить на два класса: классические (с конечным радиусом закругления в вершине) и трещиноподобные (с острой вершиной) дефекты.

Классические дефекты характеризуются конечным (ненулевым) радиусом сопряжения в вершине ρ . Основным параметром, характеризующим концентрацию напряжений, является теоретический коэффициент концентрации напряжений α_c .

Трещиноподобные дефекты характеризуются острой вершиной (с нулевым радиусом ρ). Основным параметром, характеризующим концентрацию напряжений, являются коэффициент интенсивности напряжений K_I . Этот коэффициент вычисляется по одной и той же формуле для всех трещиноподобных дефектов:

$$K_I = \sigma_n \sqrt{\alpha} Y(\eta), \quad (1)$$

где σ_n - номинальное напряжение по брутто-сечению;
 α - глубина дефекта (трещины, надреза, непровара);
 $Y(\eta)$ - поправочная функция, учитывающая геометрические особенности дефекта;
 $\eta = a/h$ - относительный размер дефекта.

Ниже приведены расчетные параметры для классических и трещиноподобных дефектов, встречающихся на магистральных нефтепроводах, а также соответствующие формулы для вычисления параметров α_c или Y .

I. Механическая царапина, риска, характеризуемая длиной C , шириной d , глубиной b , радиусом закругления в вершине ρ . Для длинных дефектов ($C > 10d$) применяют одну из

следующих формул:

$$\alpha_c = 1 + 2 \sqrt{\frac{b}{f} \frac{h}{h-b}} ; \quad (2)$$

$$\alpha_c = 1 + 4 \frac{b}{d} \frac{h}{h-b} ; \quad (3)$$

$$\alpha_c = 1 + 4 \frac{b}{d} \frac{h}{h-b} \left[1 + \frac{3(2b-h)}{h-b} \right] \quad \text{при } b > \frac{h}{2} \quad (4)$$

Для коротких дефектов ($d < e < 10d$) рекомендуется применять следующую формулу:

$$\alpha_c = 1 + 3,57 \frac{b}{d} \frac{1,12 - 0,95 \frac{b/c}{1 - b/h} (1 - 1,5 \frac{b/c}{1 - b/h})}{1 - b/h} \quad (5)$$

2. Коррозионная язва характеризуется глубиной b и диаметром d . В общем случае может применяться формула

$$\alpha_c = 1 + 3,57 \frac{b}{d} \frac{1,12 - 0,95 \frac{b/d}{1 - b/h} (1 - 1,5 \frac{b/d}{1 - b/h})}{1 - b/h} \quad (6)$$

Для полусферической язвы диаметром d :

$$\alpha_c = 1 + \frac{2,14 \frac{h}{b h - d}}{b h - d} \quad (7)$$

Для мелких полусферических язв ($d < 0,4 h$) значение α_c не зависит от размеров язвы и трубы:

$$\alpha_c = 2,14. \quad (8)$$

Для мелких одиночных язв неправильной формы значение α_c может достигать значения 3,0.

3. Выпуклина характеризуется диаметром d и глубиной t .

Для нее известна следующая расчетная формула:

$$\alpha_c = 1 + 2,1 \frac{t}{h} + 0,43 \left(\frac{t}{h} \right)^2 - \frac{d}{2} \frac{t}{h} - 0,15 \left(\frac{t}{h} \right)^2. \quad (9)$$

где h — толщина стенки.

Для выпуклин и дефектов, см.

Область применения этой формулы:

$$0,1 \leq \frac{d}{D} \leq 0,3; \quad 0 < \frac{t}{h} < 2.$$

4. Комбинированный дефект - сочетание вытиски с царапиной - наиболее опасная и частая причина разрыва трубы. Для этого случая имеются следующие приближенные формулы:

$$\alpha_s = 1 + 3,57 \frac{b}{d} [Y_r + Y_m (\alpha_{MM} - 1)], \quad (10)$$

где α_{MM} - коэффициент концентрации напряжений только от вытиски (без царапины), определяется по формуле п. 3;

$$Y_r = \frac{1,12 + 0,96 \frac{b}{c}}{1 - b/h (1 - 1,5 \frac{b}{c})}; \quad (11)$$

$$Y_m = 1,13 \left[\frac{b}{c} \left(1 + 1,4 \frac{b}{h} \right) + 0,62 \left(1 - \frac{b}{c} \right) \cdot \frac{b}{h} \right] \cdot \frac{b}{h} \cdot \left(1 - \frac{b}{h} \right)^{-3} = \left(1 - \frac{b}{h} \right)^{-3} \cdot \left(1 - \frac{b}{h} \right)^{-0,5}. \quad (12)$$

Б. Сварные швы на трубопроводах (заводские и монтажные) создают концентрацию напряжений вследствие геометрического усиления шва, смещения кромок, угловатости, овальности труб, наличия подтеков, пор и шлаковых включений. Оценка напряженного состояния возможна в рамках допустимости принципа суперпозиции, согласно которому общий коэффициент концентрации напряжений представляется в виде произведения коэффициентов формы шва α_F и геометрического отклонения α_G :

$$\alpha_s = \alpha_F \cdot \alpha_G, \quad (13)$$

$$\text{где } \alpha_F = 1 + \left[\frac{P}{h} \left(14 \frac{h}{b} + 1,5 \frac{h}{c} + 5 \right) \right]^{-0,5}; \quad (14)$$

$$\alpha_G = 1 + \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3. \quad (15)$$

Здесь ρ - радиус перехода от сварного шва к трубе;
 h - толщина стенки;
 b - ширина сварного шва;
 c - высота усиления шва;

$$\alpha_1 = 3S/h; \quad (16)$$

$$\alpha_2 = \frac{6b}{h} \operatorname{tg} \beta; \quad (17)$$

$$\alpha_3 = 3\nu \frac{h}{R} \left[1 + 4(1-\nu)^2 \frac{\rho}{E} \left(\frac{R}{h} \right)^3 \right]^{-0.95}; \quad (18)$$

S - смещение кромок сварного соединения;

β - угловатость сварного соединения (радиан);

R - радиус трубы;

E - модуль упругости металла;

ν - коэффициент Пуассона;

$\nu = (D_{max} - D_{min}) / D$ - овальность трубы; (19)

P - давление в трубе.

При наличии в сварном соединении подреза значение α_n , вычисленное по формуле (14), умножается на коэффициент α_p , который определяется по формуле:

$$\alpha_p = 1 + 0,58 \sqrt{\frac{a}{\rho}}, \quad (20)$$

где a - глубина подреза;

ρ - радиус в вершине подреза.

Для сварных соединений существуют еще ряд формул для расчета величины α_c . Например, для стикового сварного соединения

$$\alpha_c = 1 + 1,1 \cdot c \frac{(b/h)^2 + 1}{h} \sqrt{\frac{c}{\rho}}. \quad (21)$$

где C - усиление шва ;

h - толщина стенки трубы ;

b - ширина усиления шва ;

r - радиус перехода от шва к основному металлу.

Предлагается в расчетах использовать корреляцию между параметром β и острым углом χ , образованным между поверхностями шва и трубы на месте перехода

$$\chi = 90 \exp(-\beta) ; \quad \beta = \ln \frac{90}{\chi} . \quad (22)$$

6. Поверхностная трещина, острый надрез, односторонний непровар характеризуются глубиной a . Для них радиус перехода принимается равным нулю. Поэтому концентрации напряжений описывается коэффициентом K_I (см. формулу (1) и параметром γ

$$\gamma = \gamma_n = 1,99 - 0,41 \eta + 18,7 \eta^2 - 38,48 \eta^3 + 53,85 \eta^4 . \quad (23)$$

где $\eta = a/h$ - относительная глубина трещины, надреза, непровара.

7. Внутренний непровар при двусторонней сварке:

$$\gamma = \gamma_b = \left[\frac{\eta}{2} \sec \left(\frac{\eta}{2} \eta \right) \right]^{0,5} . \quad (24)$$

где η - относительная величина непровара.

8. Усталостная трещина от сварного шва с усилением или смещением кромок, от подреза на сварном шве:

$$\gamma = \gamma_n(\eta) , \quad (25)$$

где γ_n - функция, вычисляемая по формуле (23) при

$$\eta = (0,2 S + a) / h \quad (26)$$

S - усиление шва или смещение кромок ;

a - глубина трещины (или трещина плюс подреза).

9. Острый V-образный подрез с трещиной. Здесь можно воспользоваться формулой (23), где вместо a следует подставлять общую

глубину дефекта (подроза плюс трещины).

10. Усталостная трещина от вымятин или вымятин с царапиной:

$$Y = \alpha_{\text{вм}} Y_p, \quad (27)$$

где $\alpha_{\text{вм}}$ - коэффициент концентрации напряжений от вымятин (без царапины и трещины); вычисляется по формуле (9);

Y_p - поправочная функция, вычисляемая по формуле (21), при следующем значении параметра η :

$$\eta = a/h;$$

a - общая глубина царапины плюс трещины;

h - толщина стенки трубы.

11. Дефекты на трубах не ограничиваются перечисленными в данном разделе. Расчетных формул для вычисления параметров α_c и Y также много встречается в литературе. Некоторые формулы встречаются друг в другом в противоречии. Для некоторых типов дефектов (например, гофры, грубые коррозионные язвы) и тем более для сложных (составных) дефектов расчетных формул не существует. Для ряда случаев (особенно для сварных элементов) зависимости для α_c и Y даны в виде множеств кривых, номограмм и таблиц, но не выражены в форме аналитических формул. Поэтому требуется проведение специальной работы по более полной классификации дефектов, проверке и отбору расчетных формул, по математической обработке графических и табличных зависимостей, по компьютеризации (составлению программ автоматизированного расчета) всех данных.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ РЕСУРСА НЕФТЕПРОВОДОВ

1. Оценить на практике остаточный ресурс магистрального нефтепровода согласно методике, изложенной в настоящем документе, инспекторы-эксплуатационники могут получить несколько вариантов решений:

1) остаточный ресурс исследуемого участка близок или равен нулю, т.е. дальнейшая эксплуатация объекта в данном режиме невозможна – вероятность его разрушения в ближайшее время очень высока;

2) остаточный ресурс исследуемого участка незначительно отличается от проектного значения (близок к единице), т.е. возможна безопасная эксплуатация объекта в данном режиме;

3) остаточный ресурс исследуемого участка значительно отличается как от единицы, так и от нуля, т.е. возможна дальнейшая эксплуатация участка в заданном режиме, но ограниченное время.

Перед практиками в таком случае встает задача принятия управленческих решений по выбору мероприятий, обеспечивающих эффективное функционирование исследуемого объекта.

В первом случае первоочередным мероприятием должна стать переклассификация нефтепровода, базирующаяся на тщательном исследовании, оценке всех параметров, характеризующих его техническое состояние. После этого принимается решение или о списании нефтепровода и замене его новым, или о частичной замене участков с плохим техническим состоянием (опасных в эксплуатации с позиций безопасности, экологии и т.д.), или о переходе на другой режим эксплуатации с меньшим давлением и пониженной по сравнению с эффективной на практике циклической нагрузкой.

Во втором случае не требуется проведение экстренных мероприятий по повышению ресурса исследуемого участка, но должна разрабатываться стратегия эксплуатации данного объекта на базе известного (выявленного) уровня (значения) его остаточного ресурса. Рекомендуется периодическое исследование нефтепровода по данной методике для контроля уровня остаточного ресурса.

В третьем случае, промежуточном по сравнению с рассмотренными выше, большое значение имеет длительность времени, которое объект может эксплуатироваться в прежнем режиме. Это время также может оцениваться по данной методике.

При этом чем меньше время, за которое будет выработан остаточный ресурс объекта, тем более экстренные меры следует принимать для обеспечения дальнейшей его эксплуатации (при условии, что потребность в функционировании объекта сохраняется).

2. Из вышесказанного материала видно, что долговечность (время истощения несущей способности линейной части) трубопровода определяется следующими основными факторами:

режимом нагружения, включающим рабочее давление $P_{\text{раб}}$ и частоту перепадов давления;

свойствами материала, включающим временное сопротивление

$\sigma_{\text{в}}$ и ползучее сужение $\psi_{\text{к}}$;

дефекты (вид дефектов и размеры);

коррозионное воздействие среды и продукта.

Воздействуя на каждый из этих факторов, можно увеличить долговечность трубопровода.

3. Уменьшение числа циклов пропорционально увеличивает время до разрушения, что является очевидным фактом. Способы снижения цикличности нагружения вытекают из технологических возможностей перекачки нефти.

Уменьшение до предела (и стабилизация на минимальном уровне) цикличности режима перекачки является первоочередной задачей обеспечения малоциклового долговечности нефтепровода. Мероприятия, осуществляемые в настоящее время на магистральных нефтепроводах, представляются недостаточными. На промысловых нефтепроводах планомерный учет цикличности нагрузки практически не ведется.

Заметное уменьшение цикличности может быть достигнуто, в первую очередь, за счет работы нефтепровода в режиме "через резервуар" (для этого требуются дополнительные исследования по обоснованию возможности перехода на новые режимы перекачки), увеличению резервуарной емкости на нефтепроводе (основное ограничение для реализации этого метода - наличие ресурсов финансовых, людских, материалов), резервирования источников электроснабжения.

Уменьшения цикличности режима перекачки можно добиться за счет строительства лупингов. При этом подходе длина лупинга является одной из основных управляющих (техничко-экономических) параметров.

Возможны также следующие пути снижения цикличности нагружения: повышение эффективности работы АЭР с целью уменьшения интенсивности отказов агрегатов, общестационарных систем, резервирование источников электроснабжения, переход на техническое обслуживание линейной части и оборудования НПС без остановки перекачки, периодическое техническое диагностирование с применением приборов внутритрубного обследования. Последовательным проведением этих мероприятий можно снизить цикличность (с 365 до 63 циклов в год) в 5,8 раза, пропорционально этой величине увеличивается время до разрушения.

4. Снижение рабочего давления $P_{\text{раб}}$ при неизменной цикличности также приводит к увеличению остаточного ресурса (времени до разрушения). При этом увеличиваются числа циклов на этапах за-

рождения трещины N_3 и развития трещины N_p .

В частности, из формул Коффина-Менсона п.9.5 и п.9.6 следует, что снижение нагрузки всего на 25 % приводит к увеличению числа циклов N_3 более чем в 2 раза. Из формул Парриса-Мухомова (п.10.2) следует, что такое же снижение рабочего давления приводит к увеличению числа циклов N_p также более чем в 2 раза.

Следовательно, изменение общей долговечности трубопровода приблизительно квадратично зависит от изменения рабочего давления.

5. Старение металла трубы при длительной эксплуатации трубопровода находит отражение главным образом в снижении пластических свойств (параметра Ψ_k). При этом, согласно данным о закономерности зарождения и развития трещины, происходит снижение долговечности и ресурса. Например, снижение значения Ψ_k от 0,6 до 0,4 приводит к уменьшению общего числа циклов до разрушения почти вдвое. Такое снижение ресурса за счет старения можно компенсировать увеличением ресурса путем снижения рабочего давления и цикличности нагружения в соответствии с нормативным документом /5/.

6. Фактор дефектности фактически рассмотрен в данной методике. Здесь можно лишь отметить то, что со временем появляются новые дефекты на трубах: коррозионные язвы, трещины, механические дефекты, наносимые при аварийно-восстановительных и ремонтных работах, заплат, муфты и другие концентраторы напряжений. Однако расчетным путем прогнозировать изменение дефектности трубы практически не удается. В расчетах только исходят из тех дефектов, которые известны в данный момент и обнаружены обследованием трассы. Для нефтепроводов такой расчет оказывается достаточным, т.к. при существующей защите от коррозии имеющиеся дефекты приводят к усталостному разрушению быстрее, чем появление значительных

коррозионных язв на ровной и гладкой поверхности трубы.

Таким образом, на основе разработанной методики может быть подобран комплекс мероприятий, позволяющий, в принципе, планомерно и целенаправленно управлять ресурсом нефтепровода, регулировать режим перекачки, повышать надежность функционирования нефтепровода.

ТЕХНИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СРЕДСТВ ДИАГНОСТИКИ

Несмотря на то, что существует множество методов неразрушающего контроля, основанных на различных физических явлениях (механико-тактико-механические, оптические, ультразвуковые, акустические, рентгеновские, радиационные, магнитные, вихрековые и др.), и эти методы постоянно совершенствуются с развитием электроники и компьютерной техники, дефектоскопия магистральных нефтепроводов представляет собой сложную систему проблем. Это вызвано рядом специфических особенностей, затрудняющих дефектоскопирование МН, основные из которых следующие:

- 1) недопустимость для визуального осмотра ввиду того, что практически все участки МН проложены под землей на глубине не менее 1 м;
 - 2) непригодность большинства участков для пропуска приборов внутритрубного обследования. Это выражается в том, что внутреннее сечение непостоянно, встречаются посторонние металлические предметы в трубе; запорная арматура имеет меньшее сечение по сравнению с основной трубой; встречаются участки с очень малым радиусом кривизны;
 - 3) большая протяженность МН (десятки тысяч километров) и разнообразие климатических условий. Встречаются участки, проложенные в труднопроходимых местах (болоте, подводные переходы, под реками, пустыни и т.д.);
 - 4) металл трубы находится под слоем изоляции, что затрудняет визуальное обследование участка трубопровода после вскрытия или на открытых участках МН (встречаются редко).
- В настоящее время в основном применяются следующие способы

дефектоскопии:

1. При капитальном ремонте после вскрытия и очистки изоляции визуальный осмотр поверхности трубы. Иногда при этом применяют ультразвуковые толщиномеры для определения толщины стенки трубы. Совсем редко при этом просвечивают стыковые швы рентгеновскими лучами и ультразвуком для обнаружения в них дефектов. Такой способ возможен только при капитальном ремонте, поэтому этот метод дефектоскопии не может быть периодическим.

2. После крупных аварий (или катастроф) с целью оценки технического состояния трубопровода производят выборочную шурфовку трассы и осматривают изоляцию и тело трубы визуально. Могут при этом применять простейшие приборы типа глубиномера, штангенциркуля или толщиномера. Этот метод не дает полной картины о дефектности трубопровода, т.к. вероятность обнаружения наиболее опасных дефектов ничтожно мала. При большом числе шурфов путем статистической обработки результатов можно получать некоторую общую картину о техническом состоянии трубопровода (такой метод применялся на продуктопроводе ИЖЛУ в 1939 г.).

3. При эксплуатации периодически проводят работы с целью обнаружения утечек. При этом могут применяться акустические приборы, тепловизоры, специальные вещества с сильным запахом и цветом, радиоактивные изотопы. Метод позволяет обнаруживать только сквозные дефекты.

4. Периодический пропуск приборов внутритрубного обследования: профиломеров АСДТ, дефектоскопов "Лайналог", "Крот" и других. Эти методы наиболее перспективны и интенсивно совершенствуются. В настоящее время приборы внутритрубного обследования позволяют определить только профиль трассы, дефекты типа гофр и вмятин, изменение толщины стенки по всему периметру, приближен-

ные размеры дефектов типа лав и царапин. По локальным изменениям толщины стенки можно определить глубину дефекта. Остальные размеры дефектов (в том числе радиус перехода ρ), а также конкретный вид дефекта (трещина или царапина, усиление сварного шва или смещение кромок, непровар или шлаковое включение) остаются неопределенными. Отсутствуют необнаруживаемые наиболее опасные дефекты — продольные трещины и непровары.

Таким образом, как средства диагностики, так и методика оценки работоспособности труб нефтепровода не свободны от существенных недостатков. Эти недостатки будут устраняться по мере развития и совершенствования приборов для обнаружения дефектов и измерения их параметров, по мере создания приборов для определения другой исходной информации о трубах, по мере накопления опыта диагностирования нефтепроводов страны.

Прослеживаются следующие направления развития этой проблемы:

- 1) создание приборов неразрушающего определения необходимых механических характеристик металла трубы (пока применяются только разрушающие методы);
- 2) разработать приборы для измерения напряжений в стенках трубопровода (пока приборов для измерения абсолютных напряжений в полевых условиях не существует);
- 3) повышать точность и разрешающую способность дефектоскопов, особенно для внутритрубного обследования;
- 4) совершенствовать методы расфировки результатов дефектоскопирования;
- 5) снабдить устьевые магистральными нефтепроводами соответствующими нормативными документами по сбору и подготовке исходных данных для предлагаемой ЭВМ-программы и методики;
- 6) совершенствовать расчетные методы и формулы для вычисления коэффициентов M_c и K_c для характерных дефектов на трубо-

проводах (в частности, для гофр, расслоений, плен таких формул не существует).

В заключение отметим, что правильно выбранная периодичность диагностирования является одним из условий поддержания необходимой надежности трубопровода. Периодичность диагностирования определяется по значению t (см. раздел 3, II, I2), полученному с помощью предложенной методики.

Если трубопровод диагностируется периодически (с периодом t_g), то целесообразно накапливать распечатки решений. Эти распечатки будут выполнять, во-первых, функцию протокола выполненной диагностики (или приложения к протоколу). Кроме того статистическая обработка результатов диагностирования позволит следить за тенденцией изменения технического состояния трубопровода при длительной эксплуатации. Для этого целесообразно строить зависимости вида "накопленная погрешность $P_{ад.}$ " - "длительность эксплуатации от момента введения в эксплуатацию t_g ". Далее эту зависимость можно будет аппроксимировать удобными функциями и делать дополнительные выводы о работе трубопровода.

Л И Т Е Р А Т У Р А

1. Магистральные трубопроводы. СНиП 2.05.06-85. М.: ЦИПИ Госстроя СССР, 1985, 63 с.
2. Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов. ГОСТ 20895-81. М.: Изд-во стандартов, 1986, 15 с.
3. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ. ГОСТ 11-42-80. М.: Стройиздат, 1981, 80 с.
4. Методика по выбору параметров труб и поверочного расчета линейной части магистральных нефтепроводов на малоцикловую прочность. РД 30-0147103-331-86. Уфа: ВНИИПТнефть, 1986, 41 с.
5. Магистральные трубопроводы. СНиП 11-45-75. М.: Стройиздат, 1975, 62 с.
6. Рекомендации по учету старения трубных сталей при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов. Уфа: ВНИИПТнефть, 1986, 29 с.
7. Ямалев К.М. Старение металла труб в процессе эксплуатации нефтепроводов. М.: ВНИОЭНИ, 1990, 64 с.
8. Металлы. Методы испытаний на растяжение. ГОСТ 1497-84. М.: Изд-во стандартов, 1985, 40 с.
9. Расчеты и испытания на прочность. Методы расчета характеристик сопротивления усталости. ГОСТ 25.504-82. - М.: Изд-во стандартов, 1982, 80 с.
10. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при циклическом нагружении. РД 50-345-83. М.: Изд-во стандартов, 1983, 96 с.
11. Расчеты и методы связи на прочность. Методы нелинейных

испытаний металлов. Определение характеристик трещиностойкости (вязкости разрушения) при статическом нагружении. ГОСТ 25.506-85. М.: Изд-во стандартов, 1985, 61 с.

12. Сосуды и трубопроводы высокого давления. Справочник / Е.Р.Хисматуллин и др. М.: Машиностроение, 1990, 384 с.

13. Школьник Л.М. Методика усталостных испытаний. М.: Металлургия, 1978, 302 с.

14. Циклическая вязкость разрушения металлов и сплавов / Под ред. В.С.Ивановой, С.Е.Гуревича. М.: Наука, 1981, 199 с.

15. Кобаев В.П., Махутов Н.А., Гусенков А.П. Расчеты деталей машин и конструкций на прочность и долговечность. М.: Машиностроение, 1985, 223 с.

16. Петерсон Р. Коэффициенты концентрации напряжений. М.: Мир, 1977, 302 с.

17. Нейбер Г. Концентрация напряжений / Пер. с нем. под ред. А.И.Лурье. М.: Гостехиздат, 1947, 204 с.

18. Савин Г.И. Распределение напряжений около отверстий. Киев: Наукова думка, 1968, 887 с.

19. Механика разрушения и прочность материалов. / Справочное пособие в 4-х томах под общ.ред. В.В.Паласюка. Киев: Наукова думка, 1988.

20. Милашчев В.С. Оценка работоспособности труб при наличии концентраторов напряжений. Строительство трубопроводов. 1984, № 2. с. 23-25.

21. Справочник по коэффициентам интенсивности напряжений. В 2-х томах. / Под ред. Д.Мураклин. М.: Мир, 1990, 1013 с.

22. Махутов Н.А. Деформационные критерии разрушения и расчет элементов конструкций на прочность. М.: Машиностроение, 1981, 272 с.

23. Андашквич А.Е. Пространственные задачи теории трещин. -

Киев: Наукова думка, 1982, 345 с.

24. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок / Госатомэнергонадзор СССР. - М.: Энергбатоинформат, 1989, 525 с.

25. Черепанов Г.П. Механика хрупкого разрушения. М.: Наука, 1974, 640 с.

26. Даринов А.В., Екиро Г.С. Сопротивление материалов. М.: Высш.школа, 1989, 624 с.

27. Агашкин В.М., Борисов С.Н., Кривошеин Е.Л. Справочное пособие по расчетам трубопроводов. М.: Недра, 1987, 192 с.

28. Нордавкин П.П. Подземные магистральные трубопроводы. М.: Недра, 1982, 324 с.

29. Наринв Г.П., Леонов В.П., Тимофеев Б.Т. Сварные сосуды высокого давления. Л.: Машиностроение, 1982, 208 с.

30. Прочность сварных соединений при переменных нагрузках / Под ред. В.И.Труфанова. Киев: Наукова думка 1990, 255 с.

31. Хеллан К. Введение в механику разрушения. М.: Мир, 1988, 366 с.

32. Нартен В.Э., Морозов Е.М. Механика упругопластического разрушения. М.: Наука, 1985, 602 с.

33. Гроденко В.Т., Покровский В.В., Прокопенко А.В. Трещиностойкость металлов при циклическом нагружении. Киев: Наукова думка, 1987, 254 с.

34. Методика расчета на прочность и долговечность сварных соединений трубопроводов и нефтепромышленной аппаратуры с технологическими дефектами. РД 39-0147103-305-01. Уфа: ВНИИТнефть 1988, 42 с.

35. Методика определения трещиностойкости материала труб нефтепроводов. РД 39-0147103-307-02. Уфа: ВНИИТнефть, 1987,

35. Методика прогнозирования технического состояния нефтепроводов на основе данных многократного диагностического обследования. РД 39-067-91. Уфа: ВНИИСПнефть, 1991, 48 с.

37. Серенсен С.В., Кобаев В.П., Шнейдерович Р.М. Несущая способность и расчеты деталей машин на прочность. М.: Машиностроение, 1975, 488 с.

38. Гусев А.С. Сопротивление усталости и живучесть конструкции при случайных нагрузках. М.: Машиностроение, 1989, 246 с.

39. Решетов Д.Н., Иванов А.С., Фадеев В.З. Надежность машин. М.: Высш.школа, 1988, 230 с.

40. Зайнуллин Р.С. Коррозионная усталость конструкционных материалов (прогнозирование прочности и долговечности). Ресурс и прочность оборудования нефтеперерабатывающих заводов. /Сб. трудов УНИ. 1989, с. 114-129.

41. Коррозионная усталость металлов. Труды I советско-англ. семинара. Львов, 1980, Киев: Наукова думка, 1982, 372 с.

42. Зайнуллин Р.С. Несущая способность сварных сосудов с острыми поверхностными дефектами. Сварочное производство, 1981, № 3.

43. Колмогоров В.Л. Напряжения, деформации, разрушение. М.: Машиностроение 1970, 229 с.

44. Богатов А.А., Мижиринский О.И., Смирнов С.В. Ресурс пластичности металлов при обработке давлением. - М.: Металлургия, 1984, 14 с.

45. Финдл В., Дрекер Д. Экспериментальное исследование плоской пластической деформации стержней с надрезами. Прикладная механика, /Тр. АОИИ, 1935, серия Е, № 3, с.16-26.

46. Ерофеев В.В., Шахматов М.В., Распопов А.А. Влияние дефектов сварки на несущую способность сварных труб большого диаметра

и их нормирование. /Сб.тр. ВНИСИПТнефть: Диагностика и работоспособность магистральных нефтепроводов. Уфа, 1989, с.43-52.

47. Методические рекомендации, Расчеты и испытания на прочность в машиностроении. Методы механических испытаний металлов. Определение статической трещиностойкости конструкционных сталей и их сварных соединений при поперечном сдвиге. Ростов-на-Дону, 1985, 17 б.

48. Качанов Л.М. Основы теории пластичности. М.: Наука, 1969 420 с.

СО Д Е Р Ж А Н И Е

	Стр.
1. Введение	<u>3</u>
2. Особенности разрушения магистральных нефтепроводов	<u>6</u>
3. Оценка работоспособности труб нефтепроводов	<u>11</u>
4. Механические характеристики металла труб	<u>15</u>
5. Характеристики дефектов труб	<u>25</u>
6. Характеристики нагруженности трубопровода	<u>31</u>
7. Старение металла труб	<u>36</u>
8. Критерии статической прочности труб с дефектами	<u>40</u>
9. Критерии циклической прочности труб с дефектами при отсутствии коррозии (этап зарождения трещины)	<u>42</u>
10. Критерии циклической трещиностойкости при отсутствии коррозии (этап усталостного роста трещин)	<u>48</u>
11. Определения повреждаемости, долговечности и остаточного ресурса труб с дефектами	<u>52</u>
12. Определение вероятности разрушения и надежности участка трубопровода	<u>55</u>
13. Текст ЭВМ-программы оценки работоспособности участка трубопровода	<u>59</u>
14. Обозначения в ЭВМ-программе	<u>63</u>
15. Работа с ЭВМ-программой	<u>67</u>
16. Примеры оценки работоспособности труб и участка трубопровода при отсутствии коррозии	<u>74</u>
17. Прогнозирование остаточного ресурса бездефектных труб при статическом нагружении в коррозионных средах	<u>81</u>
18. Прогнозирование остаточного ресурса труб с дефектом при статическом нагружении в коррозионных	<u>81</u>

	Стр.
19. Прогнозирование остаточного ресурса труб в условиях малоциклового коррозионной усталости	<u>87</u>
20. Оценка остаточного ресурса труб по критерию циклической трещиностойкости в коррозионных средах	<u>90</u>
21. Примеры расчета остаточного ресурса в условиях коррозии	<u>92</u>
22. Оценка остаточного ресурса труб с дефектами по критерию выхода пластичности металла	<u>101</u>
23. Пример использования критерия пластичности металла	<u>111</u>
ПРИЛОЖЕНИЯ:	
П.1. Условные обозначения величин	<u>113</u>
П.2. Механические характеристики некоторых трубных сталей и их изменение при эксплуатации нефтепроводов	<u>117</u>
П.3. Расчетные характеристики некоторых дефектов и повреждений на магистральных нефтепроводах	<u>120</u>
П.4. Методы повышения ресурса нефтепроводов	<u>126</u>
П.5. Технические возможности и перспективы развития средств диагностики	<u>131</u>
Литература	<u>135</u>