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

1992

gost.e-ecolog.ru

Методика разработана на основе теоретических и экспериментальных работ, выполненных в течение ряда лет во ВНИИСПТнефть, обобщения опубликованных материалов других институтов и лабораторий страны (ВНИИнефтемаш, ЦНИИТмаш, ВНИИСТ, ВНИИТнефть, ИЭС АН УССР, ИПМаш АН СССР, ИПП АН УССР, УПИ, ЧГТУ, ЦСЛ "Трубнадзор 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 Сметанниным 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 (ВНИИнефтемаш, ЦНИИТмаш, ВНИИСТ, ВНИИТнефть, ИЭС АН УССР, ИМАШ АН СССР, ИПП АН УССР, УНИ, ЧГТУ, ЦСЛ "Трубнадзор" 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.

I. ВВЕДЕНИЕ

I.I. 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).

I.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 линейной части нефтепроводов.

I.3. В зависимости от назначения нефтепровода наиболее важными (контролирующими работоспособность труб) являются либо одни, 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 учитывают для уточнения прочности и долговечности труб нефтепроводов.

I.4. Для промысловых нефтепроводов, по которым транспорти-

руют на относительно небольшие расстояния газожидкостные 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, ручейковая 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 тип... тройников, штуцеров).

1.6. В данной методике рассматриваются главным образом магистральные нефтепроводы, их линейная часть, отдельные трубы, металл труб и сварные швы с позиции 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 (непрот трещина, царапина, вмятина и др.). Такие разрушения происходят внезапно при эксплуатации под действием рабочих давлений, а также при гидроударах и гидроиспытаниях трубопроводов.

В ряде случаев разрушения происходят по кольцевому (монтажному) шву. Причиной таких разрушений всегда являются непровары и другие дефекты сварки в сочетании с перенапряжением в осевом направлении трубы. Разрушения по кольцевому шву чаще происходят при капитальном 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 сквозные дефекты (свищи), которые подлежат немедленной ликвидации по мере обнаружения. Свищи могут иметь различное происхождение: коррозионное, сварочное, усталостно-механическое.

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

или изменение полярности приводит к быстрому образованию и развитию коррозионных язв (питтингов) на всю толщину стенки трубы. При периодическом контроле за состоянием изоляции нефтепровода существующими приборами контроля изоляции можно избежать появления свищей коррозионного происхождения.

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, регламентированных 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 медленном однократном нагружении. 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 весьма 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 испытательных. Гидроиспытания при давлениях выше рабочего не гарантируют надежную эксплуатацию трубопровода длительное время. Но в течение определенного (ограниченного) времени после гид-

роиспытаний можно добиться определенной вероятности безаварийной эксплуатации трубопровода. Оценка этого времени, в зависимости от режима гидроиспытаний, является одной из важнейших научно-технических проблем.

Усталостное разрушение происходит при большом числе циклов (более ста тысяч). Такое разрушение на линейных участках нефтепроводов происходит редко. Усталостное разрушение может наблюдаться на подводных переходах от воздействия потока воды, на переходах под автодорогами (если нет защитного футляра). Для возникновения усталостного разрушений недостаточны перепады рабочего давления, а необходимы вибрации или частые изменения внешней нагрузки.

2.8. Все перечисленные выше виды разрушения без участия коррозии имеют различную физическую природу, но их удается математически описать с единой позиции. Такой подход использован в разделах 8-16 настоящей методики для оценки работоспособности и остаточного ресурса.

Разделы 17-21 посвящены вопросам прогноза долговечности участка трубопровода, испытывающего значительное коррозионное воздействие продукта и окружающей среды.

В разделах 22,23 предлагается новый подход для оценки остаточного ресурса, основанный на контроле ресурса пластичности металла труб в процессе длительной эксплуатации.

Разделы 2-7 посвящены общим вопросам разрушения нефтепроводов и анализу основных факторов.

При построении предлагаемых расчетных методик использованы современные подходы и результаты исследований советских и зарубежных авторов в области прочности и долговечности элементов конструкций, труб и сварных сосудов высокого давления, корпусов реакторов, грузоподъемно-транспортных машин и механизмов.

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

3. ОЦЕНКА РАБОТОСПОСОБНОСТИ ТРУБ НЕФТЕПРОВОДОВ

3.I. Характеристики труб, допускаемых для строительства магистральных нефтепроводов (МН), регламентируются специальными нормативными документами и ГОСТами /I-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 давления.

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 наносятся 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 маги-

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 исчерпании 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, параметрах напряженности участка нефтепровода с учетом перепад давления, состояния изоляционного на-

щиты данного участка.

3.5. Работоспособность труб и 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 МН позволяют 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. (до пустоты на дефекте)

2) Для этих дефектов рассчитывают коэффициенты концентрации напряжений α_σ, коэффициенты интенсивности напряжений K_I. Если нет возможности определить α_σ ввиду неопределенности радиусов ρ в вершинах концентраторов, соответствующие этим дефектам значения α_σ принимают максимальными, но число циклов и время до зарождения трещины считают равными 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. 7.3), экстраполируют их на ближайшие 5 лет.

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

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 испытания двух типов образцов: гладких и с надрезом (трещиной) (рис. I). Обязательным условием является равенство толщины образцов и толщины 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 %;

$\sigma_в$ – предела прочности (максимальное условное напряжение);

$\psi_в$ – максимального относительного равномерного поперечного сужения (в момент достижения напряжения $\sigma_в$);

$\psi_к$ – относительного поперечного сужения в момент разрыва;

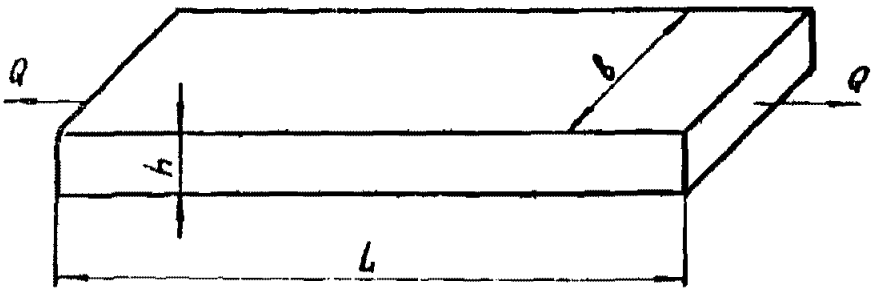
$\sigma_к$ – условного напряжения в момент разрыва.

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 $F_0 = hb$ – исходное поперечное сечение образца;

h, b – толщина и ширина образца.



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

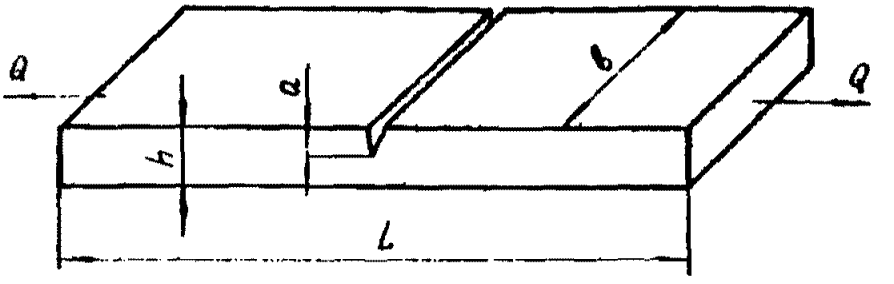


Рис. 1. Образцы для определения механических характеристик металла труб

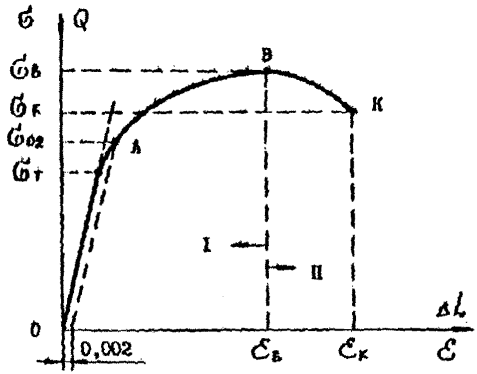


Рис. 2. Диаграмма деформирования материала:

I – область равномерного деформирования;

II – область растяжения с образованием шейки

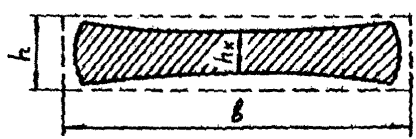


Рис. 3. К определению параметра $\psi_к$

Пунктирный контур – сечение образца до испытаний;

сплошной контур – сечение образца в изломе

По этой формуле находят величины $\sigma_{0,2}$, $\sigma_в$, $\sigma_к$ 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 $\psi_к$ определяют по изменению толщины образца в изломе по формуле

$$\psi_к = \frac{\Delta h}{h} = \frac{h - h_к}{h},$$

где h – исходная толщина образца;

$h_к$ – толщина образца в изломе, измеренная в середине поперечного сечения (рис. 3).

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

$$\psi_в = \frac{\Delta h_в}{h} = \frac{h - h_в}{h}.$$

Предложенный способ определения величин $\psi_к$ и $\psi_в$ отличается от стандартной методики /8/ и отражает условия деформирования металла трубы (условия плоской деформации по длине трубы). Параметры $\psi_в$ и $\psi_к$ 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 $S - e$ аппроксимируют следующими формулами:

$$S = E e \qquad \text{при} \quad e \leq e_T ;$$

$$S = \sigma_T (e/e_1)^m \qquad \text{при} \quad e > e_T$$

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

$$\sigma_T = \left[\frac{\sigma_{0,2}}{(0{,}002\, E + \sigma_{0,2})^m} \right]^{\frac{1}{1-m}}$$

$$e_T = \sigma_T / E .$$

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

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

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

4.8. Таким образом, величины $\sigma_{0,2}$, σ_B, ψ_B, 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. I). Для этого предварительно наносят острый надрез на глубину ($\frac{h}{2}$ – 2) мм, затем усталостным нагружением (циклическим изгибом или циклическим растяжением) выращивают трещину глубиной 2 мм. Суммарную глубину надреза плюс трещины 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 η :

$$\eta = a/h$$

Определяют среднее напряжение в нетто-сечении в момент разрушения σ_{co} :

$$\sigma_{co} = Q_c/(h-a)b.$$

Определяют параметр статической трещиностойкости α_{1r} при данном значении η :

$$\alpha_{1r} = \sigma_{co}/\sigma_в.$$

4.11. Учитывая, что при $\eta \to 0$ и $\eta \to 1$ значение $\alpha_{1r} \to 1$ значение $\sigma_{co} \to \sigma_в$ зависимость $\alpha_{1r}(\eta)$ аппроксимируют следующей формулой:

$$\alpha_{1r}(\eta) = 1 - (1-\alpha_э)\frac{\eta(1-\eta)}{\eta_э(1-\eta_э)}.$$

Здесь $\alpha_э$, $\eta_э$ - экспериментально полученные значения по п. 10 данного раздела.

Полученная зависимость $\alpha_{1r}(\eta)$ является характеристикой статической трещиностойкости данной стали с конкретно заданной толщиной h . Эта же сталь с другой толщиной имеет иную до-

гую зависимость $\alpha_{тр}(\eta)$.

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

$$\alpha_{05} = 1 - \frac{1-\alpha_э}{4\,\eta_э(1-\eta_э)}.$$

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 $C_б$, $n_б$ или $C_е$ $n_е$ в соответствии с формулами Периса-Махутова по п. 4.2. 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

$$\Delta K = 0{,}5\,K_с,$$

где K – коэффициент интенсивности напряжений или деформаций;

$K_с$ – предельное значение этого коэффициента (при нагрузке, соответствующей условию $K = K_с$, 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_ε – по рекомендациям п. 8.4.

4.16. В процессе циклических испытаний образцов с трещина 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 произво, ные, как показано на рис. 4 :

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

Параметры циклической трещиностойкости вычисляют по форму

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

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

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 п раметры циклической трещиностойкости C_σ , n_σ , так и дефор мационные C_ε , n_ε . При этом вся разница в том, что вместо K берут в первом случае K_I – коэффициент интенсивности на пряжений (КИН), во втором случае берут $K_{I\varepsilon}$ – коэффициент ин тенсивности деформаций (КИД). Значения K_I и $K_{I\varepsilon}$ вычисляют по формулам п. 5.10.

4.18. В предложенном эксперименте самое трудное – следить

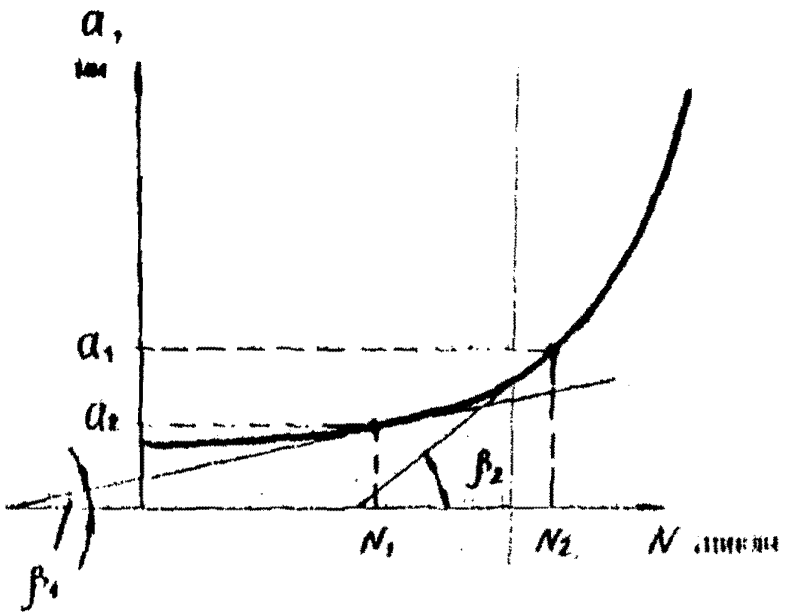


Рис. 4. К определению характеристик циклической трещиностойкости металла трубы

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

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

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

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

$$n_e = 1 + m ;$$

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

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_σ – теоретический коэффициент концентрации напряжений, вычисленный в предположении, что труба находится в упругом состоянии, включая зону дефекта. Параметр α_σ следующим образом связан с напряжениями:

$$\alpha_\sigma = \sigma_{max} / \sigma_{нетто},$$

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

σ_{max} – максимальное напряжение в вершине дефекта.

Значение $\sigma_{нетто}$ следующим образом связано с номинальным напряжением $\sigma_н$ в неповрежденной трубе:

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

где h – номинальная толщина стенки трубы;

a – глубина повреждения или дефекта;

$(h-a)$ – остаточная толщина стенки.

5.3. Значения параметра α_σ приводятся в справочниках по

концентрации напряжений /16-20/. Для некоторых характерных дефектов, повреждений и конструктивных концентраторов напряжений, встречаемых на трубопроводах, значения параметра α_σ 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 упругопластические деформации в зоне концентрации, вводя в расчеты упругопластические коэффициенты концентрации деформаций и напряжений K_e, K_s:

$$K_e = e_{уп} / \varepsilon_{нетто} ; \quad K_s = S_{уп} / \sigma_{нетто} ,$$

где $e_{уп}$ и $S_{уп}$ – максимальные истинные упругопластические деформация и напряжение в вершине концентратора;

$\varepsilon_{нетто}$ и $\sigma_{нетто}$ – средние условные деформация и напряжение в нетто-сечении.

Для нетто-сечения условные и истинные значения деформаций и напряжений практически равны между собой ($e_{нетто} \approx \varepsilon_{нетто}$; $S_{нетто} \approx \sigma_{нетто}$).

5.5. Взаимосвязь между параметрами α_σ, K_e, K_s выражается приближенной формулой Нейбера /17/, погрешность которой идет в запас прочности:

$$K_e K_s = \alpha_\sigma^2 .$$

Это же выражение можно переписать так:

$$S_{уп} e_{уп} = \sigma_у \varepsilon_у ,$$

где $S_{уп}$, $e_{уп}$ – определены в п. 5.4;

$\sigma_у$, $\varepsilon_у$ – максимальные упругие напряжение и деформация в вершине дефекта (в предположении, что [illegible]).

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

$$\left.\begin{aligned}\sigma_{нетто} &= E\,\varepsilon_{нетто}\\ \varepsilon_{нетто} &= \sigma_{нетто}/E\end{aligned}\right\} \quad \text{при } \sigma_{нетто} \le \sigma_т;$$

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

5.7. Деформации в вершине дефекта e_{max} определяют из формул п. 5.4:

$$e_{max} = e_{уп} = K_e\,\varepsilon_{нетто}.$$

5.8. Коэффициенты концентрации упругопластических деформаций рассчитывают по формулам:

$$K_e = \alpha_\sigma^{\frac{2}{1+m}}\left(\frac{\sigma_{нетто}}{\sigma_т}\right)^{\frac{1-m}{1+m}} \quad \text{при } \sigma_{нет\,о} \le \sigma_т$$

$$K_e = \alpha_\sigma^{\frac{2}{1+m}} \quad \text{при } \sigma_{нетто} > \sigma_т.$$

5.9. Для трещиноподобных (острых) дефектов (трещин, непроваров, острых царапин и др.) теоретический коэффициент концентрации напряжений велик (десятки и более), т.к. радиус скругления в вершине дефекта близок к нулю (менее 0,1 мм). Описывать концентрацию напряжений в таких дефектах с помощью параметра α_σ 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:

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

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

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

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 трубы;

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

P_e – показатель, зависящий от механических характеристик металла, вычисляют по формуле:

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

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

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

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

где P – давление в трубе;

D – наружный диаметр трубы.

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

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

$$I = 1 \quad \text{при} \quad m \geq 0{,}54$$

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 графикам, 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

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

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

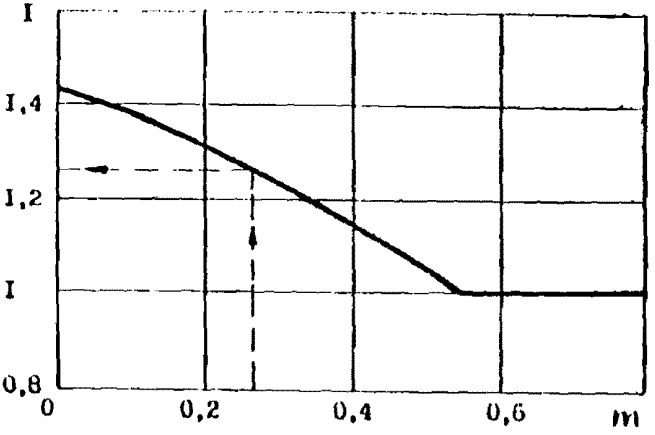


Рис. 5. Зависимость коэффициента I от показателя упрочнения металла m

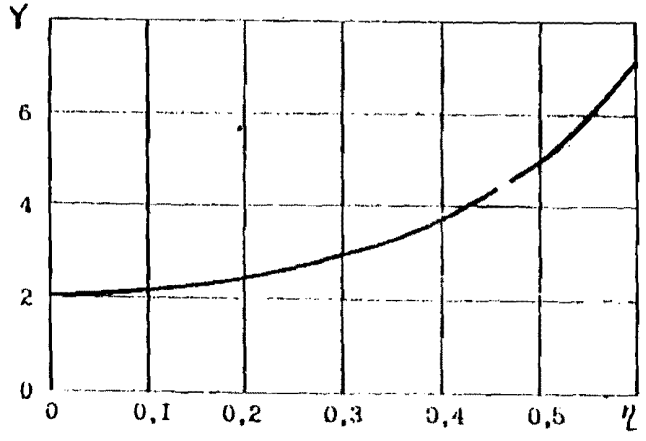


Рис. 6. График зависимости $Y(\eta)$ для длинной продольной поверхностной трещины

6. ХАРАКТЕРИСТИКИ НАГРУЖЕННОСТИ ТРУБОПРОВОДА

6.I. 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 нагруженности некоторого участка трубопровода за один год. Номинальное рабочее давление в течение месяцев январь-июнь было равно 4,5 МПа, 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 4I перепад давления.

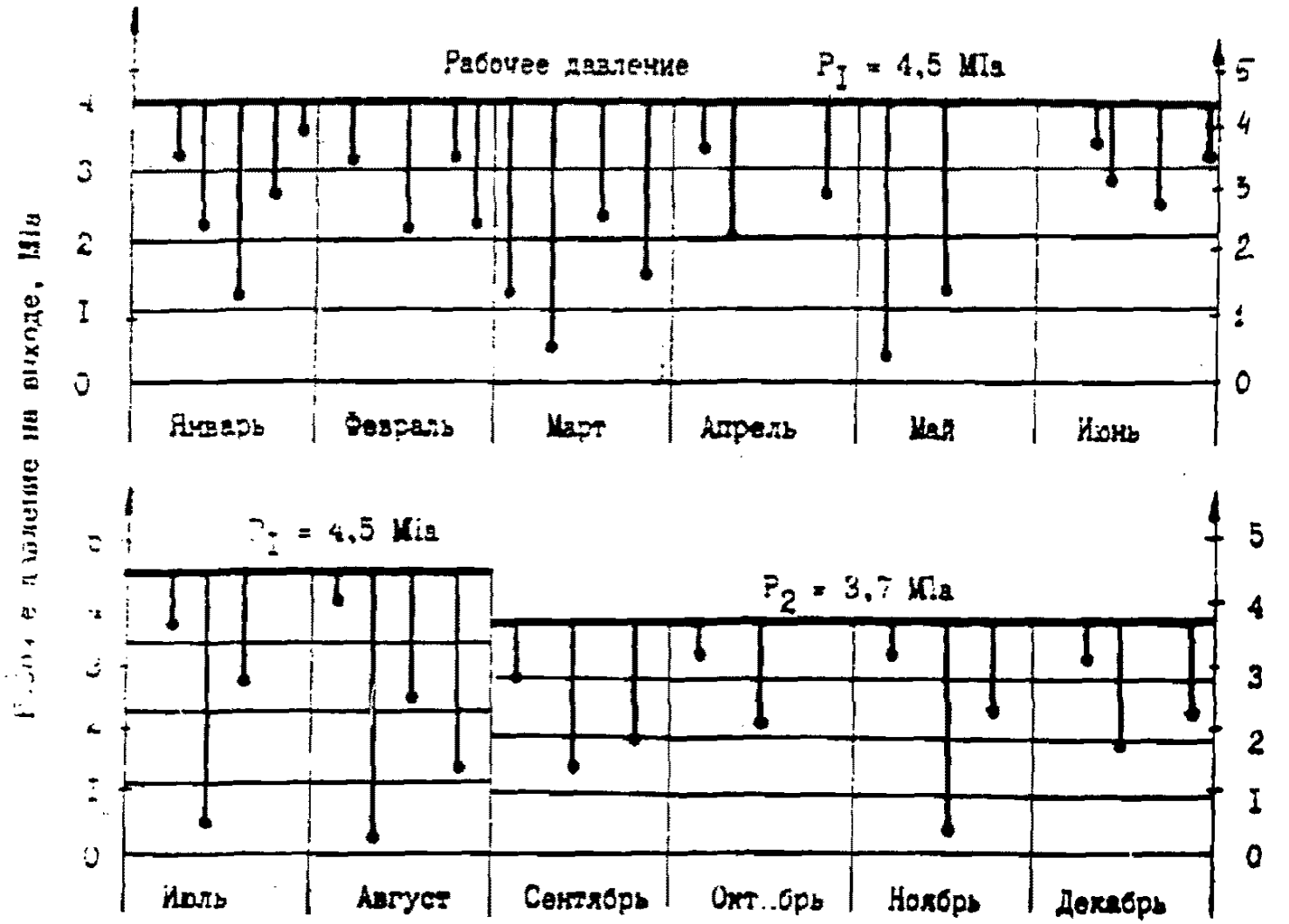


Рис. 7. Спектр нагруженности участка нефтепровода на выходе НПС за 1 год

6.3. Спектр нагруженности удобно описать в виде таблицы, пример которой показан ниже (табл. 1). Здесь указано время Δt (промежуток), в течение которого даны характеристики нагруженности, рабочие давления $P_{раб}$, которые поддерживаются в течение данного времени. Далее указаны числа перепадов давления N_i.

Таблица 1

Характеристики спектра нагруженности трубопровода на выходе НПС за 1989 год

Время эксплуатации Δt, лет	01.89-08.89 0,67	09.89-12.89 0,33
Рабочее давление $P_{раб}$, МПа	4,5	3,7
Число перепадов давления		
N_{25}	9	4
N_{50}	II	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 составило 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 МПа относится к диапазону от 25 до 50 % рабочего давления 4,5 МПа.

6.4. Таким образом, основными исходными данными по нагруженности являются значения $P_{раб}$, N_{25}, N_{50}, N_{75}, N_{100}. Индексы числа N могут быть другими, например, N_{20}, N_{40}, N_{60}, N_{80}, N_{100} или N_{33}, N_{66}, N_{100} и запись

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 НС (пример)

Годы	Длительность периода, лет	Рабочее давление, МПа	Число перепадов давления			
			N_{25}	N_{50}	N_{75}	N_{100}
1985	I	5,1	I3	I9	7	3
1986	I	5,4	I5	20	I4	I
1987	0,5	5,5	I0	II	9	3
	0,5	4,9	7	7	5	2
1988	I	4,6	I5	2I	7	5
1989	0,66	4,5	9	II	5	4
	0,33	3,7	4	4	2	I

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 $\sigma_{внеш}$. Если внешняя нагрузка изменяется во времени, то можно ввести числа N с соответствующими индексами. Например, число N_{100} = 10 означает, что за год напряжение от внешней нагрузки испытывает 10 перепа-

дов до уровня 0,4-$\sigma_{анеш}$.

6.6. В табл. 2 даны характеристики спектра нагруженности трубопровода на выходе НПС. Для анализа остаточного ресурса участка 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 НПС и вход в следующий). Все эти характеристики можно собрать по специальной методике, пользуя данные периодического опроса давления на всех НПС, поступающие в диспетчерские службы управлений, 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 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 насосных 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 наводораживанием /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:

$$\sigma_{0,2} = f_{\sigma_{0,2}}(t);$$

$$\sigma_{в} = f_{в}(t);$$

$$\psi_{к} = f_{\psi_{к}}(t);$$

$$\psi_{к} = f_{\psi_{к}}(t);$$

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

$$\alpha_{ос} = f_{\ldots}(t).$$

где t – время эксплуатации в годах;

$f_{\sigma t} \dots f_{\alpha}$ – эмпирические функции.

7.6. Эти функции можно определить из анализа результатов систематических исследований механических свойств металла за период эксплуатации трубопровода. Некоторые данные, полученные голетним изучением явлений старения металла трубопроводов, приведены в прилож. 2. Функции изменения механических свойств металла труб в результате старения удобнее выбрать в виде полиномов второго порядка (повышение порядка аппроксимирующих полиномов нецелесообразно).

$$\sigma_в = \sigma_в^0 + a_в t + b_в t^2 ;$$

$$\psi_к = \psi_к^0 + a_\psi t + b_\psi t^2 .$$

и т.д.

Тогда параметрами старения следует считать коэффициенты этих полиномов: $a_в$, $b_в$; $a_{\sigma t}$, $b_{\sigma t}$, a_ψ, b_ψ, a_α, b_α, a_e, b_e; a_m, b_m. Величины с верхним индексом "0" (напр. $\sigma_в^0$, $\psi_к^0$ и т.д.) соответствуют механическим свойствам "нового" 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 одной и той же лаборатории и по одной и той же методике. Тогда имеются все необходимые данные об изменении механических свойств металла труб данного трубопровода.

Более точные параметры старения металла можно получить, проводя 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 $\sigma_т$, $\psi_к$, KCV от времени эксплуатации магистральных нефтепроводов из стали марки 17ГС. Соответствующие параметры аппроксимирующих полиномов приведены в табл. 3.

Таблица 3

Параметры аппроксимирующих полиномов для стали 17ГС

Механические свойства	Исходные значения	Коэффициенты по ф-ле п. 7.6	
		α	β
$\sigma_т$, Мпа	354	0,65	0
$\psi_к$	0,685	-0,403	0,0042
KCV, $\frac{Дж}{см^2}$	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.

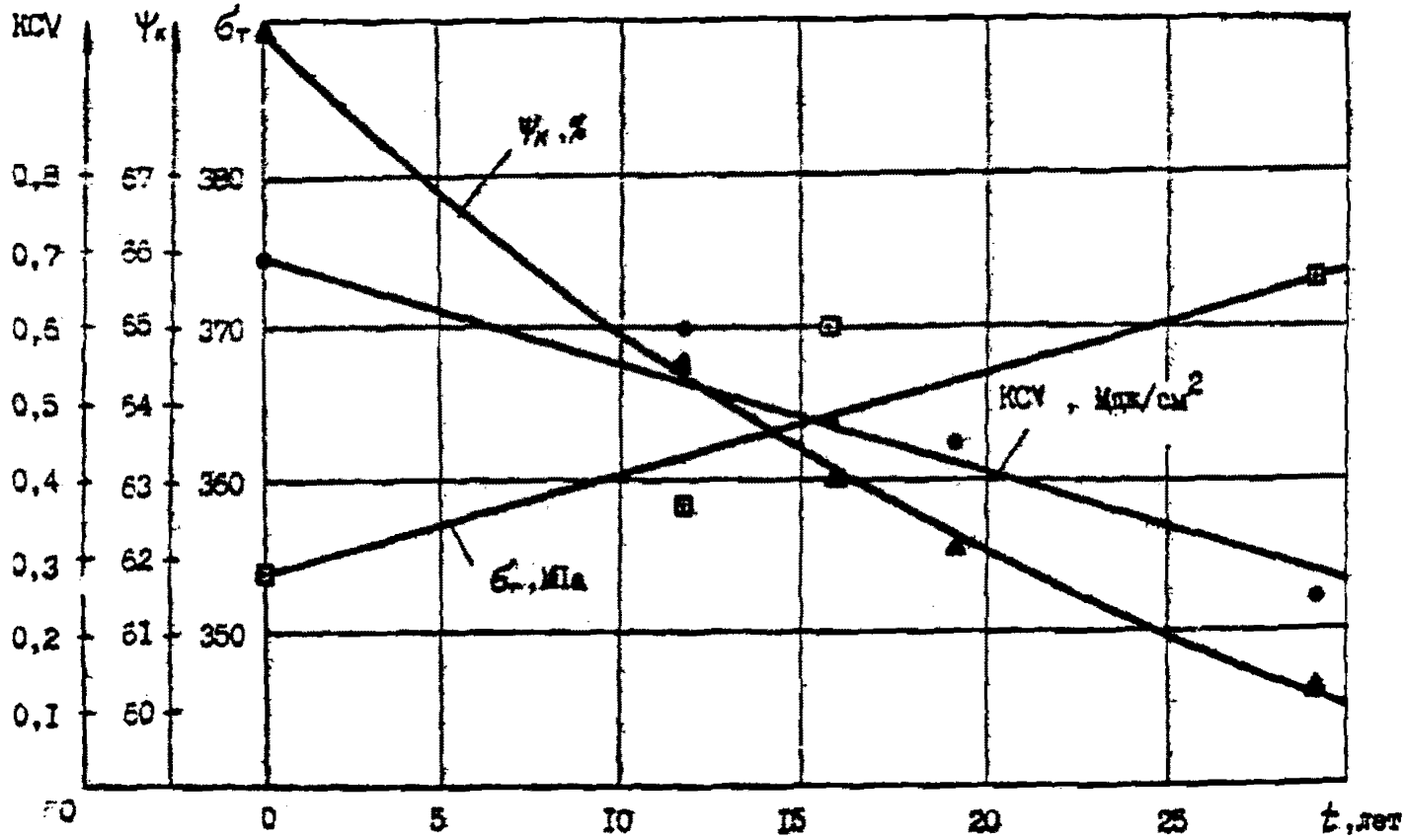


Рис. 8. Зависимость механических характеристик стали 17ГС от времени эксплуатации

8. 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-II, I3-I5, 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.

8.I. Среднее условное напряжение в нетто-сечении достигает предела прочности металла:

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

где $\sigma_{нетто}$ определяется по формуле п.5.II.

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

$$e = e_к,$$

где предельную деформацию $e_к$ приближенно вычисляют по известному значению относительного поперечного сужения $\psi_к$:

$$e_к = \ln \frac{1}{1-\psi_к}.$$

Значение $\psi_к$ определяют по п. 4.5.

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

$$\sigma_{ес} = \alpha_{тр} \cdot \sigma_в,$$

где $\sigma_{ес} = \sigma_{нетто}$;

$\sigma_{нетто}$ определяют по формуле п.5.II ;

$\alpha_{тр}$ вычисляют в соответствии с формулой п.4.II:

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

где $\eta = a/h$

$1 - \alpha_э$

8.4. Разрушение трубы с трещиной происходит при выполнении определенного условия по коэффициенту интенсивности деформаций K_{Ie} :

$$K_{Ie} \geq K_{Iec},$$

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

значение K_{Iec} вычисляют по следующему алгоритму ;

по формуле п.4.12 определяют α_{05} ;

рассчитывают $\sigma^{*}_{нетто}$ и $\sigma^{*}_{брутто}$ по формулам:

$$\sigma^{*}_{нетто} = \alpha_{05}\,\sigma_{в} ;$$

$$\sigma^{*}_{брутто} = 0{,}5\,\sigma^{*}_{нетто} ,$$

далее применяют расчетные формулы:

$$K_{Ic} = 5\,\sigma^{*}_{брутто}\,\sqrt{0{,}5h} ;$$

$$\rho_{ec} = \frac{2 - 0{,}5(1-m)\,(1 - \sigma^{*}_{нетто}/\sigma_{т}I)}{1+m} ;$$

$$K_{Iec} = \left(\frac{K_{Ic}}{\sigma_{т}I}\right)^{\rho_{ec}} ; \qquad \text{при } \sigma^{*}_{нетто} \leq \sigma_{т}I$$

$$K_{Iec} = \left(\frac{K_{Ic}}{\sigma_{т}I}\right)^{\rho_{ec}} \left(\frac{\sigma^{*}_{нетто}}{\sigma_{т}I}\right)^{\frac{1-m}{(1+m)m}} \cdot \qquad \text{при } \sigma^{*}_{нетто} > \sigma_{т}I .$$

Здесь параметры $\sigma_{т}$, m определяют из раздела 4, параметр I определяют по п. 5.12.

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

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

9.I. Циклическая прочность и долговечность элементов конструкций с дефектами и без дефектов рассчитываются по методикам, изложенным в работах /9,I0,I3,I4,I5,29,30,34,37 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:

$N_з$ – числа циклов до зарождения трещины в вершине дефекта;

$N_р$ – числа циклов на этапе развития (роста) трещины:

$$N = N_з + N_р.$$

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

9.3. Существуют два режима нагружения:

жесткий – при постоянном размахе деформаций;

мягкий – при постоянном размахе напряжений.

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

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

$$R_\sigma = \frac{\sigma_{min}}{\sigma_{max}} ; \qquad R_\varepsilon = \frac{\varepsilon_{min}}{\varepsilon_{max}} .$$

Если коэффициент асимметрии равен минус единице (R = то нагружение симметричное. При этом растяжение чередуется сжатием. Для труб с дефектами характерны циклические нагружен с положительным коэффициентом асимметрии, когда $\sigma_{min} > 0$; $\varepsilon_{min} > 0$. При этом металл всегда находится в состоянии рас жения. Но могут встретиться и случаи с отрицательными значени R_σ и R_ε (переходы под дорогами, подводные переходы и др.

9.5. Для жесткого симметричного режима нагружения чис циклов до зарождения трещины $N_з$ определяется из уравнения:

$$\varepsilon_a = \frac{1}{4} \ln \frac{1}{1-\psi_к} N_з^{-\varkappa_1} + \frac{\sigma_{-1}}{E} ,$$

где ε_a – амплитуда истинных деформаций в вершине дефекта;

σ_{-1} – предел усталости металла при симметричном нагруже

E – модуль упругости;

$\psi_к$ – величина, известная из п. 4.5;

$\varkappa_1$ – показатель жесткого циклического нагружения.

9.6. Параметр $\varkappa_1$ определяется /37/ из графика на рис. или по приближенной формуле

$\varkappa_1 = 0{,}5$ при $\sigma_в \le 700$ МПа;

$\varkappa_1 = 0{,}5 + 0{,}0002 (\sigma_в - 700)$ при $\sigma_в > 700$ МПа.

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

$$\sigma_{-1} = 0{,}4\, \sigma_в .$$

9.8. Для мягкого симметричного режима нагружения число ци лов $N_з$ определяется из следующего уравнения /37/:

$$\varepsilon_a = \ln \frac{1}{1-\psi_в} N_з^{-\varkappa_2} + \frac{\sigma_{-1}}{E} ,$$

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

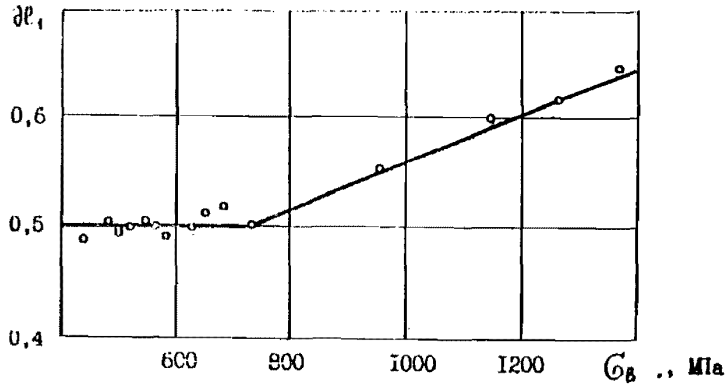


Рис. 9. К определению параметра $\partial\varrho_1$

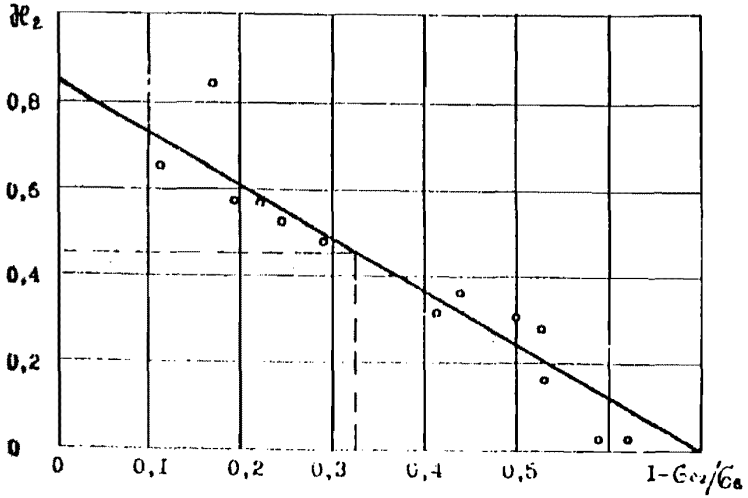


Рис. 10. К определению параметра $\partial\varrho_2$

ψ_σ – величина, известная из п. 4.5;

$\mathcal{M}_2$ – показатель мягкого циклического нагружения.

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

$$\mathcal{M}_2 = 1{,}2\,\frac{\sigma_{-2}}{\sigma_в} - 0{,}35\,.$$

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

Циклы нагрузки характеризуются следующими параметрами:

ε_a – амплитудой деформаций в вершине дефекта;

$\varepsilon_{ср}$ – 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 $\varepsilon_{ср}$, то надо эквивалентно снизить амплитуду деформаций ε_a.

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

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

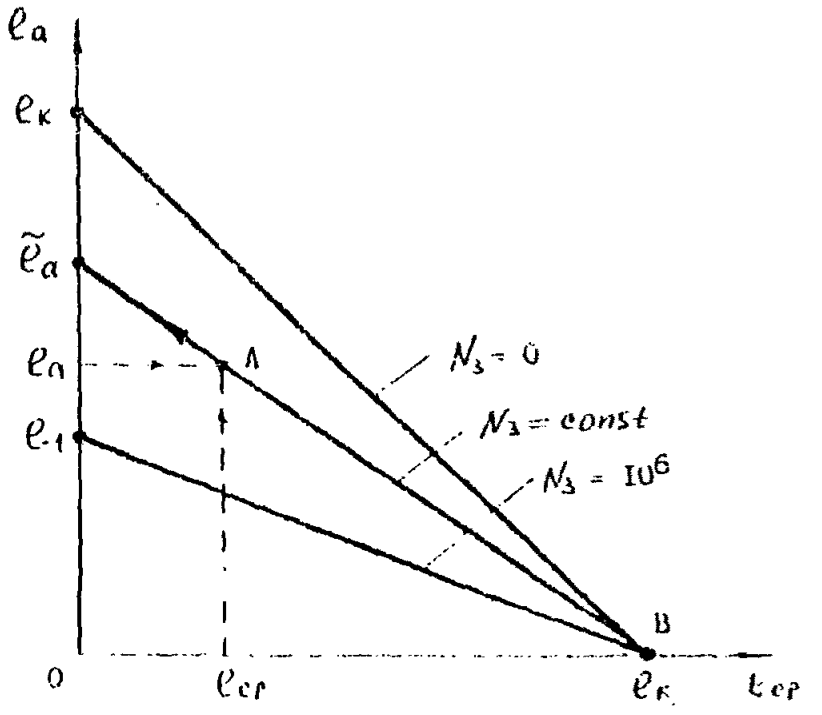


Рис. 11. К определению эквивалентных характеристик симметричного нагружения;

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

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

найти параметры эквивалентного нагружения:

$$\tilde{e}_{cp} = 0;$$

$$\tilde{e}_a = \frac{e_a}{1 - e_{cp}/e_к};$$

по значению $\tilde{e}_a$ найти числа циклов $N_з$ 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.I2. Значения e_{cp} и e_a для использования формул п. 9.1 определяются следующим образом:

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

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

IO. КРИТЕРИИ ЦИКЛИЧЕСКОЙ ТРЕЩИНОСТОЙКОСТИ ПРИ ОТСУТСТВИИ КОРРОЗИИ (ЭТАП УСТАЛОСТНОГО РОСТА ТРЕЩИН)

IO.I. 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_{Ie}, то кинетические диаграммы усталостного разрушения выражаются функциями типа:

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

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

Общий вид этих зависимостей показан на рис. I2.

IO.2. Существует несколько характерных областей изменения напряженно-деформированного состояния.

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

В области $\Delta K_I > \Delta K_{Ic}$ трещина не может существовать, т.к. при $\Delta K_I = K_{Ic}$ происходит полное разрушение (долом). Величина K_{Ic} является предельной величиной для роста трещины.

Область $K_{th} < \Delta K < K_{Ic}$ можно условно разделить на три области (рис. I2). Во второй подобласти диаграмма усталостного разрушения удовлетворительно описывается степенной зависимостью

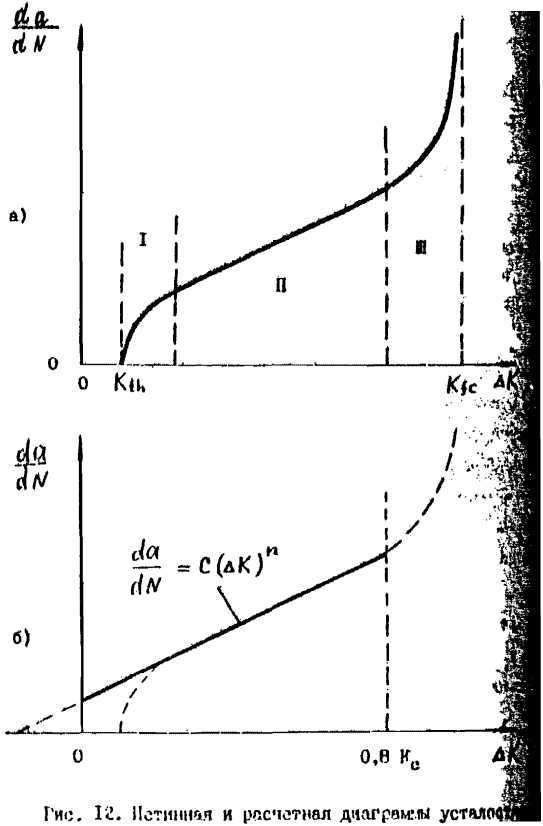


Рис. 12. Истинная и расчетная диаграммы усталостного разрушения

предложенными П.Парисом

$$\frac{da}{dN} = C_б \left(\Delta K_I \right)^{n_б}$$

Н.А.Махутовым

$$\frac{da}{dN} = C_в \left(\Delta K_{Ic} \right)^{n_в}.$$

Соответственно параметры $C_б$, $n_б$ и $C_в$, $n_в$ называются параметрами циклической трещиностойкости металла трубы. Эти параметры определяются по рекомендациям п.4.I4–4.I9.

В подобластях I и III формулы Парриса и Махутова приводят к значительным погрешностям.

I0.3. При оценке циклической долговечности нельзя ошибаться (или допускать погрешность) в сторону завышения числа $N_р$, т.к. это может привести к катастрофическим последствиям при принятии решений по результатам расчета. Погрешности в сторону занижения числа $N_р$ допустимы, т.к. они идут в запас долговечности. Поэтому в настоящей методике, во-первых, предлагается уравнения Парриса-Махутова продолжить в область малых ΔK_I (или ΔK_{Ic}), как показано на расчетной диаграмме усталостного разрушения (рис. I2,б). Во-вторых, предлагается не рассматривать подобласть III. Для этого считается долговечность исчерпанной, как только K_I (или ΔK_{Ic}) по мере роста трещины доходит до границы II и III подобластей кинетической диаграммы циклического разрушения.

I0.4. На рис. I2,б показана расчетная диаграмма циклического разрушения, которая ограничивается значением $K_I = 0{,}8\, K_{Ic}$, где K_{Ic} – характеристика статической трещиностойкости по направлению, определяемая по рекомендациям п. 3.4.

I0.5. Расчетную кривую целесообразно выражать через ΔK_{Ie} (упрощенный подход) и ограничиваться значением $\Delta K_{Ie} = 0{,}8\, K_{Ic}$.

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

Поскольку материалы труб обладают значительным запасом пластичности (это – требование строительных норм и правил), кроме того рабочие напряжения близки к пределу текучести (упругости σ_T, то деформационный подход обладает преимуществом по сравнению с силовым 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

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

где a_0 – исходная глубина дефекта + трещины;

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

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

10.7. Уравнением п. 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 выдаются на печать значения a_c и N_p (см. разд. 15).

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

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

II.I. 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 I (или I00 %), то здесь и происходит разрыв трубы.

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

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

где N_1 - число перепадов давления за этот год;

N^* - 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:

$$N^* = N_1 + N_2$$

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

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

где N_1^* - число циклов, которое может выдержать труба в режиме I;

N_2^* – максимальное число циклов, которое может выдержать труба в режиме 2.

Величины N_1^* и N_2^* 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

$$\Pi_1 = \left(\frac{N_{25}}{N_{25}^*} + \frac{N_{50}}{N_{50}^*} + \frac{N_{75}}{N_{75}^*} + \frac{N_{100}}{N_{100}^*}\right)_{P_1} +$$

$$+ \left(\frac{N_{25}}{N_{25}^*} + \frac{N_{50}}{N_{50}^*} + \frac{N_{75}}{N_{75}^*} + \frac{N_{100}}{N_{100}^*}\right)_{P_2} =$$

$$= \left(\frac{9}{N_{25}^*} + \frac{11}{N_{50}^*} + \frac{5}{N_{75}^*} + \frac{4}{N_{100}^*}\right)_{P=4,5} +$$

$$+ \left(\frac{4}{N_{25}^*} + \frac{4}{N_{50}^*} + \frac{2}{N_{75}^*} + \frac{2}{N_{100}^*}\right)_{P=3,1},$$

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

II.5. Если в течение эксплуатации режимы перекачки продукта сохраняются (в среднем), то время, в течение которого данный дефект 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:

$$\Pi = \sum_{i} \Pi_i .$$

Здесь Π и R – величины, не больше единицы, выражены в отношениях к исходному ресурсу. Умножая 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 задачи 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 в процентах) участка нефтепровода является практически неразрешимой задачей. Можно говорить только о вероятности разрушения (или неразрушении) за определенный промежуток времени, т.к. все исходные параметры, определяющие прочность и долговечность, также не могут быть определены точно. Все характеристики металла, нагрузок, 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 приближенно. 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 расчета 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 с применением ЭВМ. При этом все исходные случайные величины при-

ваются нормально-распределенными со своими средними значениями (математическими ожиданиями) и разбросами (дисперсиями). Результаты расчетов – число циклов до разрушения N^*, повреждаемость за один год Π_i, время до разрушения на данном дефекте t_i – также получаются случайными нормально-распределенными числами. Выполнив для каждого дефекта большое число (не менее 50) расчетов и обработав статистически полученные результаты, находим средние значения и дисперсии для величин N^*, 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) приближенно описываются нормальными законами распределения вероятности. Метод статистического моделирования разрушения со случайными исходными характеристиками позволяет находить наиболее важные и определяющие параметры при сборе исходной информации и диагностическом 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 (неразрушения) для каждого дефекта:

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

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

$P_1(t), P_2(t), \ldots$ – аналогичные параметры для дефектов 1, 2, ... по отдельности.

12.6. Вероятность неразрушения трубы с отдельным i 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 /39/:

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

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 дает также в запас по долговечности.

В разделе 15 даны примеры использования методики.

13. ТЕКСТ ЭВМ-ПРОГРАММЫ ОЦЕНКИ РАБОТОСПОСОБНОСТИ УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА

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.

```
      DIMENSION POV(1000),CNP(100),SNP(100),AN(100),A00(1000),NM(
     *,ALS0(1000),TT(1000),TV(1000),NOM0(1000),TPRED(1000),THEP(
      YYY(X)=1.99-X*(0.41-X*(18.7-X*(38.46-X*53.86)))
      DO 1 L=1,100
    1 CNP(L)=0
      READ(1,*) NSAP
      READ(1,*) CD,SD,CH,SH
      READ(1,*) CSO2,SSO2,CSB,SSB
      READ(1,*) CZK,SZK,CATR,SATR
      READ(1,*) CP,SP
      READ(1,*) L1,L2,L3,L4,L5
      READ(1,*) CNP(L1),CNP(L2),CNP(L3),CNP(L4),CNP(L5)
      READ(1,*) SNP(L1),SNP(L2),SNP(L3),SNP(L4),SNP(L5)
      READ(1,*) T1,T2
      READ(1,*) NCL
  100 FORMAT(3X,10G11.4)
  101 FORMAT(3X,2G11.4,10I5)
  103 FORMAT(4X,11G10.3)
  104 FORMAT(4X,10F7.1)
  222 FORMAT(' ')
      WRITE(2,100) CD,SD,CH,SH
      WRITE(2,100) CSO2,SSO2,CSB,SSB
      WRITE(2,100) CZK,SZK,CATR,SATR
      WRITE(2,100) CP,SP
      WRITE(2,100) L1,L2,L3,L4,L5
      WRITE(2,100) CNP(L1),CNP(L2),CNP(L3),CNP(L4),CNP(L5)
      WRITE(2,100) SNP(L1),SNP(L2),SNP(L3),SNP(L4),SNP(L5)
      WRITE(2,100) T1,T2
      WRITE(2,100) NCL
      IX=4611439786
      DO 8 K=1,NSAP
      CALL GAUSS(IX,0.1,1.0,R)
    8 CONTINUE
      J=0
   30 READ(1,*) NOM,CA0,SA0,CALS,SALS
      WRITE(2,222)
      IF(NOM.LE.0) GO TO 31
      WRITE(2,100) NOM,CA0,SA0,CALS,SALS
      J=J+1
      IF(CALS.LE.0.001) CALS=100
      DO 8 K=1,35
    8 THEP(K)=0
      DO 20 ICL=1,NCL
   21 CALL GAUSS (IX,SD,CD,D)
```

```
      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,CA0,A0)
      IF(A0.LE.0) GO TO 40
      IF(H.LE.A0) GO TO 22
41    CALL GAUSS (IX,SALS,CALS,ALS)
      IF(ALS.LE.1.) GO TO 41
23    CALL GAUSS (IX,SSO2,CSO2,SO2)
      IF(SO2.LE.0.) GO TO 23
      CALL GAUSS (IX,SSB,CSB,SB)
      IF(SB.LE.SO2) GO TO 23
24    CALL GAUSS (IX,SZK,CZK,ZK)
      IF(ZK.LE.0.) GO TO 24
      IF(ZK.GE.1.) GO TO 24
25    CALL GAUSS (IX,SATH,CATH,ATH)
      IF(ATH.LE.0.) GO TO 25
      IF(ATH.GE.1.) GO TO 25
26    CALL GAUSS (IX,SP,CP,P1)
      IF(P1.LE.0.) GO TO 26
      SSK=SB*(1+1.35*ZK)
      SM1=0.4*SB
      ZB=ZK*((SB-SO2)/(SB-SO2+1.4*SB*ZK))
      W=ALOG(1/(1-ZB))
      E=210000
      X=1/(1-W)
      Y=(0.002*E+SO2)**W
      ST=(SO2/Y)**X
      EB=ALOG(1/(1-ZB))
      EK=ALOG(1/(1-ZK))
      ET=ST/E
      POV(ICL)=0.
      DO 4 L=1,100
      IF(CNP(L).LE.0) GO TO4
36    CALL GAUSS ( X,SNP(L),CNP(L),AN(L))
      IF(AN(L).LE.0) GO TO 36
      P2=P1*(1-0.01*L)
      SN1=P1*(D-2*H)/(2*H)
      SN3=SN1*H/(H-A0)
      X=2/(1+W)
      XE1=ALS**X
      T=(1-W)/(1+W)
      IF(SN3.LT.ST) XF1=XE1*(SN3/ST)**T
      E1=SN3*XE1/E
      SN2=P2*(D-2*H)/(2*H)
      SN4=SN2*H/(H-A0)
      XE2=ALS**X
      IF(SN4.LT.ST) XF2=XE2*(SN4/ST)**T
      E2=SN4*XE2/E
      XIT=0.650.0002*(SB-700)
      IF(SB.LT.700) XIT=0.5
      XIM=1.2*SO2/SB-0.35
      ECP=(E1+E2)*0.6
      EA=(E1-E2)*0.6
      EF=EA/(1-ECP/EK)
      YT=ALOG(1/(1-ZK))
      YT=1*(EF-SM1/E)/YT
      A3T=10.F6
      IF(YT.LE.0.) GO TO 3
      A3T=(1/YT)**(1/XIT)
4     CONTINUE
```

```
      YM=(LE-SM1/F)/YM
      A3M=10.E6
      IF(YM.LE.0.) GO TO 5
      A3M=(1/YM)**(1/KIM)
    5 CONTINUE
      A3=(A3M+A3T)*0.5
      IF(E1.GE.EK) A3=0
      IF(SN3.GE.SB) A3=0
      AP=0
      IF(SN3.GE.SB) GO TO 2
      YI=1.43-0.38*W-0.5*W*W
      IF(W.GT.0.54) YI=1
      ST1=ST*YI
      Z=(1+W)/(W*(1+W))
      C=0.54H
      X=C/H
      YC=YYY(X)
      SNC=SB*ATR
      SNO=SNO*(1-X)
      XC=SNC*YC+SQRT(0.001*C)
      PEC=(2-0.5*(1-W)*(1-SNO/ST1))/(1+W)
      XEC=(XC/ST1)**PEC
      IF(SNO.GT.ST1) XEC=XEC*(SNO/ST1)**Z
      PI=3.14159
      QD=1/(0+PI*(-500*ALOG(1-ZN))**(1+W))
      EN=1+X
      AP=0
      A=A0
   34 A=A+0.1
      X=A/H
      Y=YYY(X)
      SN3=SN1/(1-X)
      SN4=SN2/(1-X)
      IF(SN3.GE.SB) GO TO 2
      SQA=SQRT(0.001*A)
      X1=SN1*Y*SQA
      AT=1-4*X*(1-X)*(1-ATR)
      YO=AT*SB*(1-X)*Y*SQA
      IF(YO.LE.X1) GO TO 2
      PEC1=(2-0.5*(1-W)*(1-SN3/ST1))/(1+W)
      XE1=(X1/ST1)**PEC1
      IF(SN3.GE.ST1) XE1=XE1*(SN3/ST1)**Z
      X2=SN2*Y*SQA
      PEC2=(2-0.5*(1-W)*(1-SN4/ST1))/(1+W)
      XE2=(X2/ST1)**PEC2
      IF(SN4.GE.ST1) XE2=XE2*(SN4/ST1)**Z
      DNE=XE1-XE2
      AP=AP+0.0001/(CC*(DNE)**EN)
      IF(XE1.LT.(0.5*XEC)) GO TO 34
    2 CONTINUE
      AO=A3+AP
      POV(ICL)=POV(ICL)+AN(L)/AO
    4 CONTINUE
      TT(ICL)=1/POV(ICL)
      DO 7 K=1,36
      XN=K
    7 IF(TT(ICL).LE.XN) TREP(K)=TREP(K)+1
C     IF(NCL.GT.1) GO TO 20
C     WRITE(N,103) D,H,SG2,SB,ZR,ATR,P1,A0,ALS,TT(ICL)
   20 CONTINUE
```

```
      WRITE(2,104) TBEP
      TC=0
      DO 27 I=1,NCL
      IF(TT(I).GT.100.) TT(I)=100.
27    TC=TC+TT(I)
      TC=TC/NCL
      TS=0
      DO 28 I=1,NCL
28    TS=TS+(TC-TT(I))**2
      TS=SQRT(TS/(NCL-1))
      A00(J)=CA0
      ALS0(J)=CALS
      NOM0(J)=NOM
      T60=TC
      T90=TC-1.282*TS
      T99=TC-2.326*TS
      T999=TC-3.09*TS
      IF(T60.GT.33) T60=33
      IF(T90.GT.33) T90=33
      IF(T99.GT.33) T99=33
      IF(T999.GT.33) T999=33
      IF(T60.LT.0.1) T60=0.
      IF(T90.LT.0.1) T90=0.
      IF(T99.LT.0.1) T99=0.
      IF(T999.LT.0.1) T999=0.
      TPRED(J)=T90
      WRITE(2,100) NOM,TC,TS,T60,T90,T99,T999
29    GO TO 30
31    CONTINUE
      NMAX=J
      DO 32 K=1,NMAX
      TV(K)=100
      DO 33 J=1,NMAX
      IF(TPRED(J).GT.TV(K)) GO TO 33
      TV(K)=TPRED(J)
      NM(K)=J
33    CONTINUE
      L=NM(K)
      TPRED(L)=100
32    CONTINUE
      DO 35 K=1,NMAX
      I=NM(K)
      IF(TV(K).GT.T2)
     *WRITE(2,107) I,A00(I),ALS0(I),TV(K)
      IF(TV(K).LE.T2.AND.TV(K).GE.T1)
     *WRITE(2,106) I,A00(I),ALS0(I),TV(K)
      IF(TV(K).LT.T1)
     *WRITE(2,105) I,A00(I),ALS0(I),TV(K)
35    CONTINUE
105   FORMAT(2X,I6,3G12.3,'  TPEBEFCN IEFORT        III ')
106   FORMAT(2X,I6,3G12.3,'  COCTORHHE BOHECTHMOE   II')
107   FORMAT(2X,I6,3G12.3,'  COCTORHHE XOPOWEE')
      STOP
      END
```

14. ОБОЗНАЧЕНИЯ В ЭВМ-ПРОГРАММЕ

D, CD, SD – случайный диаметр D, его среднее значение (математическое ожидание), разброс (среднее квадратическое значение), мм;

H, CH, SH – те же величины для толщины стенки h, мм;

S02, CS02, SS02 – то же для предела текучести на базе 0,2 % $\sigma_{0,2}$, МПа;

SB, CSB, SSB – то же для предела текучести $\sigma_в$, МПа;

ZK, CZK, SZK – то же для полного поперечного сужения $\Psi_к$;

ATR, CATR, SATR – то же для параметра трещиностойкости $\alpha_{тр}$;

P, CP, SP – случайное давление рабочее P, его среднее значение, разброс, МПа;

L1, L2, L3 – 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 %;

T1 – минимально допустимая долговечность трубы с дефектом t_1, год;

T2 – нормативная долговечность трубы с дефектом t_2, год;

NC1 – объем выборки случайных чисел для статистической обработки при машинном моделировании разрушения трубы с дефектами;

IX – любое нечетное положительное целое число, используемое при реализации случайных чисел;

NSAP – вспомогательное целое число в диапазоне (10; 100);

NOM1 – номер дефекта на обследуемом участке трубы ;

AФ, CAФ, SAФ – случайная глубина дефекта t_0 , ее среднее значение, разброс, мм ;

ALS, CALS, SALS – то же для коэффициента концентрации напряжений α_σ ;

TBEP(K) – число случайных разрушений трубы с данным дефектом в течение K лет эксплуатации (получается при численном моделировании процесса разрушения) ;

P1 , P2 – верхнее и нижнее значения давления при циклическом изменении, Mla ;

SSK – истинное напряжение разрушения S_k , Mla ;

SM1 – предел усталости металла σ_{-1} , Mla ;

ZB – равномерное поперечное сужение $\psi_в$;

W – параметр (показатель) деформационного упрочнения металла m ;

E – модуль упругости металла, Mla ;

EB – равномерная деформация разрушения $e_в$;

EK – полная деформация разрушения $e_к$;

ET – условная деформация текучести $\varepsilon_т$;

ST – условный предел текучести $\sigma_т$, Mla ;

POV(ICL) – случайное повреждение, накопленное за один год на данном дефекте Π_1 ;

SN1 – номинальное напряжение при максимальном давлении P_1 цикла σ_{max} , Mla ;

SN2 – номинальное напряжение при минимальном давлении P_2 цикла σ_{min} , Mla ;

SN3 – напряжение в нетто-сечении $\sigma_{нетто}$ при давлении P_1 , Mla ;

SN4 - напряжение в нетто-сечении $\sigma_{нетто}$ при давлении P_2, МПа;

XE1 - коэффициент интенсивности деформаций K_{Ie} при давлении P_1;

XE2 - то же при давлении P_2;

E1 - деформация в вершине дефекта e_{max} при давлении P_1;

E2 - то же (e_{min}) при давлении P_2;

XIT - параметр ∂c_1 для жесткого нагружения;

XIM - параметр ∂c_2 для мягкого нагружения;

ECP - средняя деформация в вершине дефекта при циклическом нагружении $e_{ср}$;

EA - амплитуда деформаций e_a;

EE - эквивалентная (приведенная к симметричному нагружению) амплитуда деформаций $\tilde{e}_a$;

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;

SN0 - предельное номинальное напряжение по брутто-сечению трубы σ_0, МПа;

SNC - то же по нетто-сечению σ_{c0}, МПа;

XC - предельный коэффициент интенсивности напряжений K_{Ic} (вязкость разрушения);

PEC – параметр P_e ;

XEC – предельный коэффициент интенсивности деформаций K_{Iec} ;

CC – параметр циклической трещиностойкости C_e

EN – то же n_e ;

Y – поправочная функция Y ;

X1 – коэффициент интенсивности напряжений при давлении P_1 ;

X2 – то же при давлении P_2 ;

AO – полная долговечность трубы с дефектом (число циклов) ;

TT(ICL) – случайная долговечность, лет ;

TC – средняя долговечность трубы с данным дефектом. $\bar{t}$, лет ;

TS – среднее квадратическое отклонение долговечности Δt, лет;

T5Ф – долговечность с вероятностью неразрушения 5 %, лет ; $t_{5\%}$

T9Ф – то же с вероятностью неразрушения 90 %, лет ; t_{90}

T99 – то же с вероятностью 99 % ; t_{99}

T999 – то же с вероятностью 99,9 % ;

TPRED(J) – t_{90} для дефекта с номером J

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: C02 – средний предел текучести металла;
S02 – отклонения предела текучести;
C5B – предел прочности;
S5B – отклонения предела текучести.

4 строка: C2K – среднее значение $\Psi_к$;
S2K – отклонения $\Psi_к$ от среднего;
CATR – среднее значение $\alpha_{тр}$;
SATR – отклонения $\alpha_{тр}$ от среднего.

5 строка: CP – среднее рабочее давление;
SP – средние отклонения рабочего давления.

6 строка: L1, L2, L3, L4, L5 – процентные выражения по шкале давлений

7 строка: CNP(L1), CNP(L2), CNP(L3), CNP(L4), CNP(L5) – средние числа перепадов давлений, соответствующие уровням падения до L1, L2, ..., L5 процентов

8 строка: SNP(L1), SNP(L2), SNP(L3), SNP(L4), SNP(L2) – разбросы чисел перепадов давления, соответствующие L1, L2, ... L5 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 дефектам. В этом блоке для каждого дефекта выделяется строка. Такая строка состоит из 5 следующих чисел:

NOM – номер дефекта;
CAφ – измеренная глубина дефекта;
SAφ – погрешность измерения глубины дефекта;
CALS – вычисленное значение α_c для дефекта;
SALS – погрешность определения α_c для дефекта.

Последняя строка в блоке данных должна содержать значение NOM = 0, что является признаком конца счета.

На рис. 13 приведены подготовленные исходные данные для следующего случая:

D = 1220 ± 4 мм;
h = 12 ± 0,5 мм;
$\sigma_{в2}$ = 592 ± 5 МПа;
$\sigma_в$ = 579 ± 4 МПа;
$\psi_к$ = 0,4 ± 0,04;
α = 0,72 ± 0,07;
P = 5 ± 0,1 МПа;

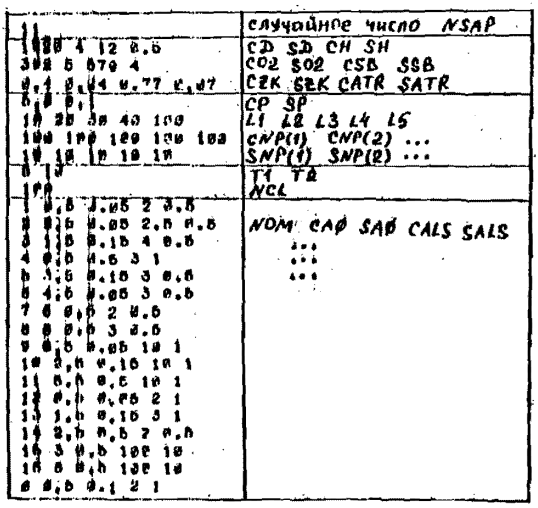


Рис. 13. Пример подготовки исходных данных для ЭВМ-программы

$\Delta\rho_i$ = 0,1ρ ; 0,2ρ ; 0,3ρ ; 0,4ρ ; ρ ;

N_i = 100 ± 10 ;

t_1 = 5 лет ;

t_2 = 10 лет.

Обрабатываемых случайных чисел в каждой выборке 100.

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

N п/п	a_0, мм	α_c
1	0,5 ± 0,05	2 ± 0,5
2	2,5 ± 0,05	2,5 ± 0,5
3	1,5 ± 0,15	4 ± 0,5
4	0,5 ± 0,5	3 ± 1
5	3,5 ± 0,15	3 ± 0,5
...	...	...
15	3 ± 0,5	100 ± 10
16	8 ± 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, значение α_c , разброс $\Delta\alpha_c$). Вторая, третья, четвертая и пятая строки содержат 50 чисел, означающих вероятность разрушения трубы с данным дефектом (в %) за 50 лет эксплуа-

тации. Например, двенадцатое число по порядку равно 16. Это о[зна]чает, что за двенадцать лет данный дефект приведет к разруше[нию] с вероятностью 0,16 (или 16 %). Тогда вероятность неразрушени[я] будет равна 0,84. Шестая строка содержит 7 чисел (номер дефек[та], среднее время разрушения $\bar{t}$, среднее квадратичное отклонени[е] (разброс) времени разрушения Δt, четыре времени, за которы[е] роятность неразрушения составит соответственно 0,5; 0,9; 0,[99] 0,999).

Последний блок – самый ценный и наглядный. Он представля[ет] собой таблицу, в которой каждому дефекту соответствует одна с[тро]ка. Причем, дефекты расположены не в порядке обработки машино[й], 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 вероя[т]ностью 0,90 не произойдет разрушения); пятый столбец – коммен[та]рии по поводу опасности и допустимости дефекта; шестой столбец – знаки опасности (если их нет, то дефект не опасен).

На рис. 14 показаны фрагменты распечатки результатов реше[ния] (показаны три блока: первый; соответствующий дефекту № 3; пос[ле]дний). 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 "порабо-тать" некоторое небольшое время (0,965 и 3,09 лет соответ-ственно). Дефект № 3 можно допустить к работе, т.к. время до ра[з]рушения больше 5 лет. Дефекты №№ 13, 9, 2, 4 не опасны в течени[е] 10 лет. Дефекты №№ 14, 12, 1 не опасны в течение всего срока эк[с]плуатации (который принят 33 года).

В распечатке результатов имеются сообщения:

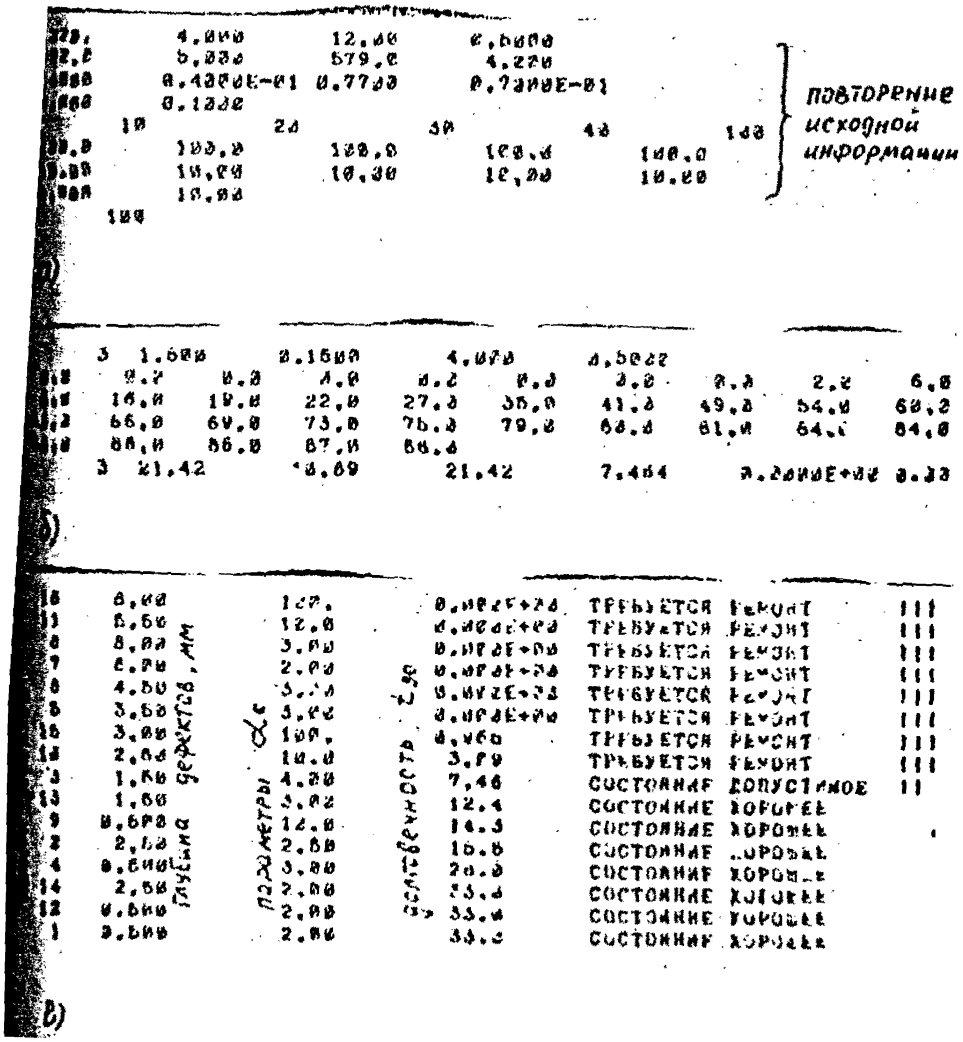


Рис. I4. Фрагменты распечатки результатов решения:

а) – блок I; б) – блок 2 для объекта № 3;

в) – блок 3

" требуется ремонт" - если $\bar{t} < 5$ лет;

" состояние допустимое" - если $5 \leq \bar{t} \leq 10$ лет;

" состояние хорошее" - если $\bar{t} > 10$ лет.

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

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

Отсюда можно найти вероятность неразрушения для любого заданного 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.

I6. 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 = I220 ± 4 мм;

толщина стенки h = I2 ± 0,5 мм.

Механические характеристики металла трубы:

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

предел прочности $\sigma_в$ = 579 ± 4 МПа;

полное поперечное сужение $\psi_к$ = 0,4 ± 0,04;

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

Режим нагружения:

рабочее давление P = 5,0 ± 0,I МПа;

спектральные числа $N_{10} = N_{20} = N_{30} = N_{40} = N_{100}$ = I00 ± I0.

Это означает, что за один год происходит приблизительно I00 ± I0 перепадов давления на I0,20,30,40,I00 % соответственно.

В процессе обследования участка обнаружено I6 различных дефектов (царапины, трещины, непровары, вмятины и т.д.), характеристики которых приведены в табл. 5. Подготовка данных по этому примеру показана в разделе I5.

Таблица 5

Характеристики дефектов на участке трубопровода

№ пп	Вид дефекта	Глубина дефекта a_0, мм	Коэффициент концентрации напряжений α_σ
I.	Язва корроз.	0,5 ± 0,05	2 ± 0,5
2.	-"-	2,5 ± 0,05	2,5 ± 0,5
3.	Царапина	1,5 ± 0,15	4 ± 0,5
4.	-"-	0,5 ± 0,5	3 ± I
5.	Вмятина + царапина	3,5 ± 0,15	3 ± 0,5
6.	-"-	4,5 ± 0,15	3 ± 0,5
7.	Вмятина	6 ± 0,5	2 ± 0,5
8.	-"-	8 ± 0,5	3 ± 0,5
9.	Подрез	0,5 ± 0,05	I0 ± I
I0.	Непровар	2,5 ±0,15	I0 ± I
II.	Вмятина + царапина	5,5 ± 0,5	I0 ± I
I2.	Язва корроз.	0,5 ± 0,05	2 ± I
I3.	Царапина	I,5 ± 0,15	3 ± I
I4.	Язва корроз.	2,5 ± 0,5	2 ± 0,5
I5.	Трещина	3 ± 0,5	I00 ± I0
I6.	-"-	8 ± 0,5	I00 ± I0

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_{90} - время (в годах), за которое разрушение не происхо-

Таблица 6

Результаты решения задачи (пример I)

№	$\bar{t}$, лет	Δt, лет	t_{50}, лет	t_{90}, лет	t_{99}, лет	U_5	$P(5)$
I	93,3	4,53	33	33	33	-20,8	I,0
2	57,3	33,0	33	I5,5	0	-I,60	0,94
3	2I,4	I0,9	2I,4	7,5	0	-I,50	0,93
4	68,2	3I,4	33	28,0	0	-2,0I	0,975
5	2I,5	22,3	2I,5	0	0	-0,74	0,77
6	I6,3	I8,4	I6,3	0	0	-0,6I	0,74
7	45,9	33,2	33	0	0	-I,I2	0,87
8	0,25	I,45	0,26	0	0	-3,27	0,0
9	22,2	4,62	20,2	I4,3	9,5	-3,72	0,9999
I0	4,92	I,43	4,92	3,09	I,6	+0,05	0,52
II	0,I7	0,27	0,I7	0	0	+I7,8	0,0
I2	87,3	22,3	33	33	33	-3,69	0,9998
I3	55,2	33,4	33	I2,4	0	-I,50	0,93
I4	88,3	2I,8	33	33	33	-3,82	I,0
I5	3,57	2,03	3,57	0,9	0	0,70	0,24
I6	0	0	0	0	0		0,0

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

дит с вероятностью 50 %;

t_{90} – то же, с вероятностью 90 %;

t_{99} – то 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 количественно оценить необходимость и эффективность технических решений по повышению надежности нефтепроводов путем диагностирования и выборочных ремонтных работ.

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

Задачу решали следующим образом.

1. С помощью ЭВМ определяли долговечность труб с дефектами №№ 1,2,3,4,9,12,13,14 для жестко заданных (без разбросов) исходных параметрах. Получили для каждого дефекта так называемые базовые долговечности t_{50} также без разбросов.

2. Для каждого из этих дефектов с помощью той же ЭВМ-программы определяли долговечность, соответствующую изменениям (тем же без разбросов) исходных параметров. 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 I %. С помощью ЭВМ определяли разбросы долговечности Δt (средние квадратические отклонения).

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

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

Таблица 7

Зависимость параметров долговечности от исходных данных

Исходные параметры	Царапина		Трещина	
	$\delta(\bar{t})$, %	$\delta(\Delta t)$, %	$\delta(\bar{t})$, %	$\delta(\Delta t)$, %
$\mathcal{D}$	-4,71	I,40	-I,I0	0,II
h	4,58	2,2I	3,20	0,2I
σ_{02}	-I2,5	2,22	I,48	0,04
$\sigma_в$	8,06	3,79	2,I0	0,II
$\psi_к$	I,68	0,45	I,95	0,I3
$\alpha_{тр}$	0,II	0,06	0,40	0,04
ρ	-3,46	I,8I	-I,65	0,I2
N	-0,9I	0,25	-0,9I	0,04
a_0	-I,II	0,40	I,25	0,09
α_c	-3,06	2,I3	0,0I	0

Например, в строке, соответствующей σ_{02} для царапины $\delta(\bar{t}) = -12,5$ и $\delta(\Delta t) = 3,22$. Это означает, что усиление

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

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

Наибольший разброс долговечности вызывается для царапины неопределенностью предела прочности $\sigma_в$. 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 I.

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

В табл. 8 приведены результаты решения.

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

Таблица 8

Зависимость параметров долговечности
от перепадов рабочего давления

$\frac{\Delta P}{P_{раб}}$	Царапина		Трещина	
	$\bar{t}$, лет	Δt , лет	$\bar{t}$, лет	Δt , лет
I	59,78	36,65	I2,2I	5,I0
0,8	63,94	35,I5	I5,23	6,38
0,6	73,03	30,92	2I,52	9,09
0,4	88,I9	2I,33	37,8I	I6,24
0,2	-	-	76,2I	22,93

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

17.1. Исходными данными для расчета являются: предел текучести $\sigma_{0,2}$, предел прочности $\sigma_в$, относительное сужение $\psi_к$ удлинение $\delta_к$, найденные по результатам испытаний образцов, вырезанных из труб действующего нефтепровода. Считаются также известными скорость коррозии v_0, 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 $\sigma_{\theta\theta}$. Очевидно, что должно выполняться условие прочности

$$\sigma_{\theta\theta} \leq [\sigma_\theta].$$

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

$$\frac{dh}{dt} = v_0 (K_{ст} \varepsilon_i + 1) \exp(K_н \psi_\sigma \sigma_i),$$

где v_0 – скорость коррозии;

σ_i – интенсивность напряжений;

ε_i – интенсивность деформаций;

$\psi_\sigma = \sigma_{rr}/\sigma_i$ – параметр жесткости напряженного состояния стенки трубы;

σ_{rr} – шаровой тензор напряжений;

$K_{ст}$ – константа стали;

$K_н$ – константа рабочей среды.

17.4. Остаточный ресурс (время до наступления предельного состояния) трубы определяется интегрированием уравнения п. 17.3 в пределах от 0 до $t_р$ и от $\sigma_{во}$ до $[\sigma_в]$. Здесь $t_р$ – остаточный ресурс трубы или время, в течение которого окружные напряжения $\sigma_в$ достигнут своего предельного значения $[\sigma_в]$:

$$\sigma_в = [\sigma_в].$$

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

$$K_н = V / RT,$$

где V – мольный объем стали;

R – универсальная газовая постоянная;

T – абсолютная температура.

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

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

$$\frac{dl_i}{dt} = v_o \exp(K_н \psi_σ \sigma_i).$$

В этом случае остаточный ресурс приближенно равен

$$t_р = t_o \exp(-K_н \psi_σ \sqrt{\sigma_{во}/[\sigma_в]}\,[\sigma_в]),$$

где $$t_o = \frac{h_o}{v_c}\left(1 - \frac{\sigma_{во}}{[\sigma_в]}\right).$$

Отношение $t_р/t_o$ 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 носит локализованный характер, то допускается за предельное окружное напряжение принимать фактическое значение

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

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

18. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБ С ДЕФЕКТАМИ 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, усиливающие 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 $\alpha_{тр}$, характеризующий чувствительность стали к дефектам и представляющий собой отношение разрушающих напряжений трубы с дефектом к разрушающему напряжению бездефектной трубы $\sigma_{\theta 0}^*$:

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

Для консервативной оценки прочности (в запас прочности) труб допускается определение параметра $\alpha_{тр}$ 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

$$\sigma_{\theta 0}^* = \frac{2}{\sqrt{3}} C \left(\frac{m}{e\sqrt{3}} \right)^m = 1{,}15\, C \left(0{,}21\, m \right)^m,$$

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

Для трубных сталей

$C = 690 \ldots 1100$ МПа; $\quad m = 0{,}12 \ldots 0{,}3$.

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

$$\sigma_\theta^* = \alpha_{тр}\, \sigma_{\theta 0}^* \left(1 - \eta\, m_e^{0{,}3} \right),$$

где $\eta = a / h_0$:

a - глубина коррозионного повреждения;

$m_p = \ell / D$;

ℓ - протяженность коррозионного повреждения;

D - диаметр трубы.

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

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

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

$$t_0 = \frac{h_0}{v_0}(1-\eta_0)\left(1 - \frac{\sigma_{\theta\theta}}{\sigma_\theta^*}\right),$$

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

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

$$t_p = t_0 \frac{\exp\left(-K_H \psi_\sigma C \varepsilon_{ikp}^m \sqrt{K_\sigma \sigma_{\theta\theta}/\sigma_\theta^*}\right)}{\sqrt[2m]{K_\sigma \sigma_{\theta\theta}/\sigma_\theta^*}\, K_{\sigma\tau}\varepsilon_{ikp} + 1},$$

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

$$K_\sigma = \alpha_\sigma^{\frac{2m}{1+m}} \bar{\sigma}_{\theta\theta}^{\frac{m-1}{m+1}} \quad \text{при } \bar{\sigma}_{\theta\theta} \le 1;$$

$$K_\sigma = \alpha_\sigma^{\frac{2m}{1+m}} \quad \text{при } \bar{\sigma}_\theta = \frac{\sigma_{\theta\theta}}{\sigma_{02}} > 1.$$

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

$$t_p = t_0 \frac{\exp\left(-K_H \psi_\sigma C \varepsilon_{ikp}^m\right)}{K_{\sigma\tau}\varepsilon_{ikp} + 1}.$$

Здесь за величину $\varepsilon_{iкр}$ 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 нестабильного разрушения трубы. Поэтому найденное значение t_p необходимо разделить на коэффициент запаса прочности n_t , который допускается принимать равным .

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 подводящих 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

$$N^* = \left(\frac{K_{кс} K_{нс} \bar{\varepsilon}_{пр}}{4 \bar{\varepsilon}_н K_\sigma - 1,6 / K_{тв}} \right)^{\frac{1}{m_4}},$$

где $\bar{\varepsilon}_н = \varepsilon_н / \varepsilon_т$ – относительная деформация;

$\varepsilon_т$ – деформация текучести;

$K_{тв} = \sigma_{вл} / \sigma_в$;

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

$K_{кс}$ – коэффициент, учитывающий влияние рабочей среды на пластичность металла; $K_{кс} = \psi_{кс} / \psi_к$;

$\psi_{кс}$ – относительное сужение образца при испытаниях в данной рабочей среде ;

$\psi_к$ – относительное сужение образца при испытаниях на воздухе;

$\bar{\varepsilon}_{пр}$ – относительная пластичность металла, определяемая по формуле:

$$\bar{\varepsilon}_{пр} = \frac{1}{\varepsilon_т} \ln \frac{1}{1-\psi_к} .$$

I9.4. Показатель степени $m_ч$ в уравнении п. I9.3 в нейтральных средах принимается равным 0,5. В коррозионно-активных рабочих средах значение $m_ч$ устанавливается на основании рекомендаций /4/ или экспериментально. В табл. 9 приведены значений для некоторых сред, взятые из работы /4/.

Таблица 9

Значения показателя $m_ч$ в уравнении п. I9.3

№ пп	Рабочая среда	$m_ч$
I.	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 /I:3/	0,53
5.	Нефть	0,52

I9.5. 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 металла труб действующего нефтепровода допускается рассчитывать ресурс по формуле п. 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, поделенной на коэффициент запаса n_N:

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

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

20.1. В условиях циклического нагружения конструктивных элементов с исходными трещинами контролирующим процесс развития трещин является размах коэффициента интенсивности напряжений или деформаций K (с. .п. 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/:

$$\frac{da}{dN} = C_e (\Delta K_{Ie})^{n_e} + \nu_0 (K_{ст}\, \varepsilon_i + 1) \frac{\nu^{K_q - 1}}{\nu_0^{K_q}} \exp(K_н \psi_\kappa \sigma_i),$$

где ν - частота нагружения при испытаниях;

ν_0 - условная частота нагружения, соответствующая статическому нагружению;

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

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:

$$\varepsilon_i = \varepsilon_{пр} = \ln \frac{1}{1 - \psi_к};$$

$$\sigma_i = \sigma_{i\,пр} = C\, \varepsilon_{i\,пр}^{m}$$

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

21. ПРИМЕРЫ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА В УСЛОВИЯХ КОРРОЗИИ

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

Трубопровод под действием внутреннего давления $p_р$ = 5,1 МПа

Определить остаточный ресурс трубы.

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

При толщине стенки h_0 = 14 мм максимальное окружное напряжение составляет: $p_р(D - h)/2h$

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

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

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

Определяем остаточный ресурс трубы $t_{ор}$:

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

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 (зоны врезки отводов, дефекты сварки и др.), то фактическая долговечность может быть заметно меньше ранее найденной.

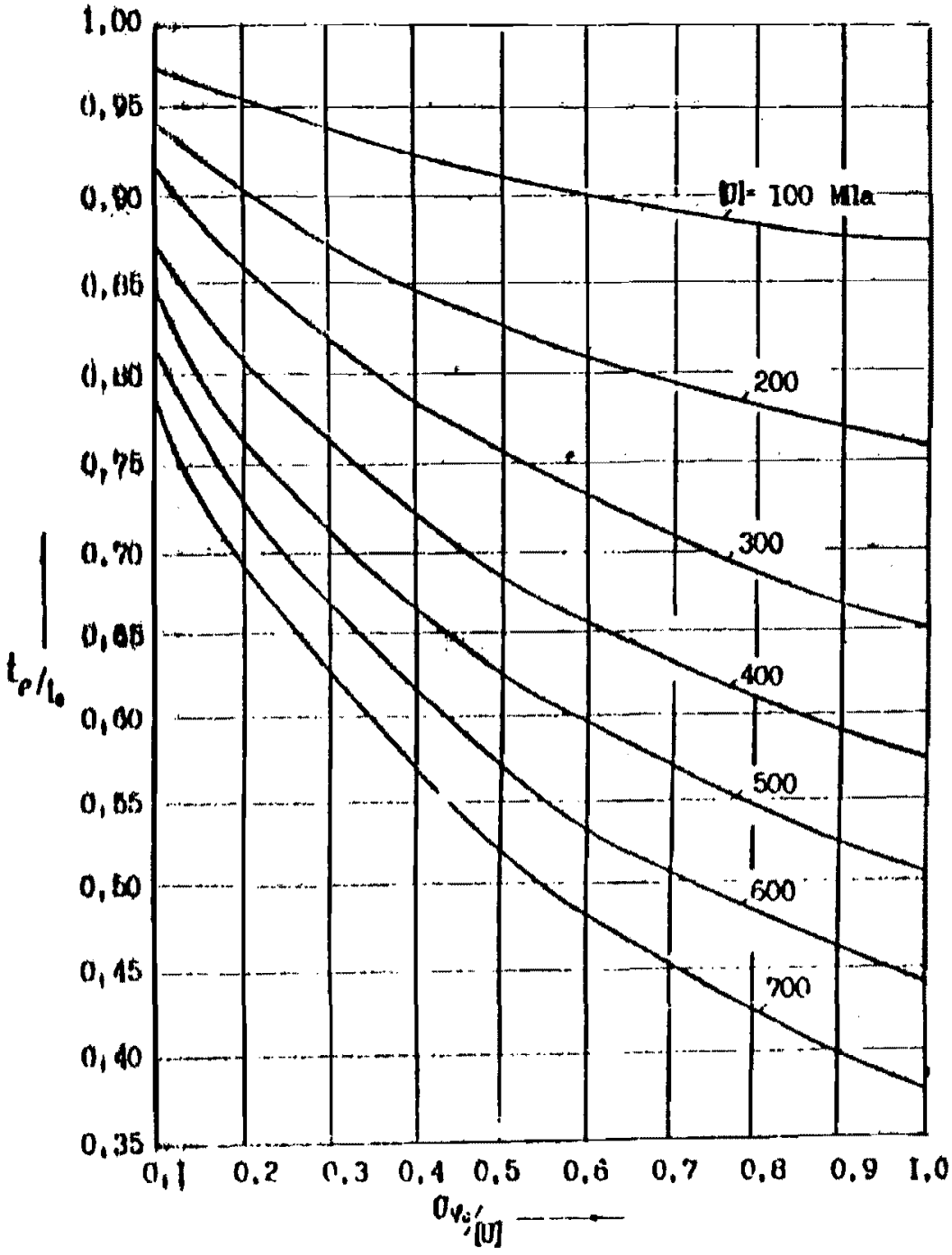


Рис. 15. Зависимость t_p/t_0 от $\sigma_{\varphi_0}/[\sigma]$ для тонкостенных цилиндров под действием внутреннего давления

(ν = 0,3)

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_σ для двух дефектов равны: $\alpha_\sigma = 2{,}2$ и $\alpha_\sigma = 7{,}0$. Найдено также для данной стали: $K_{ст} = 5{,}0$; $C = 860$ МПа и $m = 0{,}25$.

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

$$K_\sigma = \alpha_\sigma^{\frac{2m}{1+m}} \left(\frac{\sigma_{0\sigma}}{\sigma_т}\right)^{\frac{m-1}{1+m}} = (2{,}2)^{\frac{2\cdot 0{,}25}{1+0{,}25}} \cdot \left(\frac{134}{260}\right)^{\frac{0{,}25-1}{1+0{,}25}} = 2{,}04,$$

при $\alpha_\sigma = 2{,}2$;

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

при $\alpha_\sigma = 7{,}0$. Значение K_σ при $\frac{\sigma_{0\sigma}}{\sigma_т} = 0{,}67 = 1/n_т$, где $n_т$ – 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:

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

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

$$n_{кр} = 238{,}7/134 = 1{,}78.$$

По формуле п. 18.1 определяем значение t_o:

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

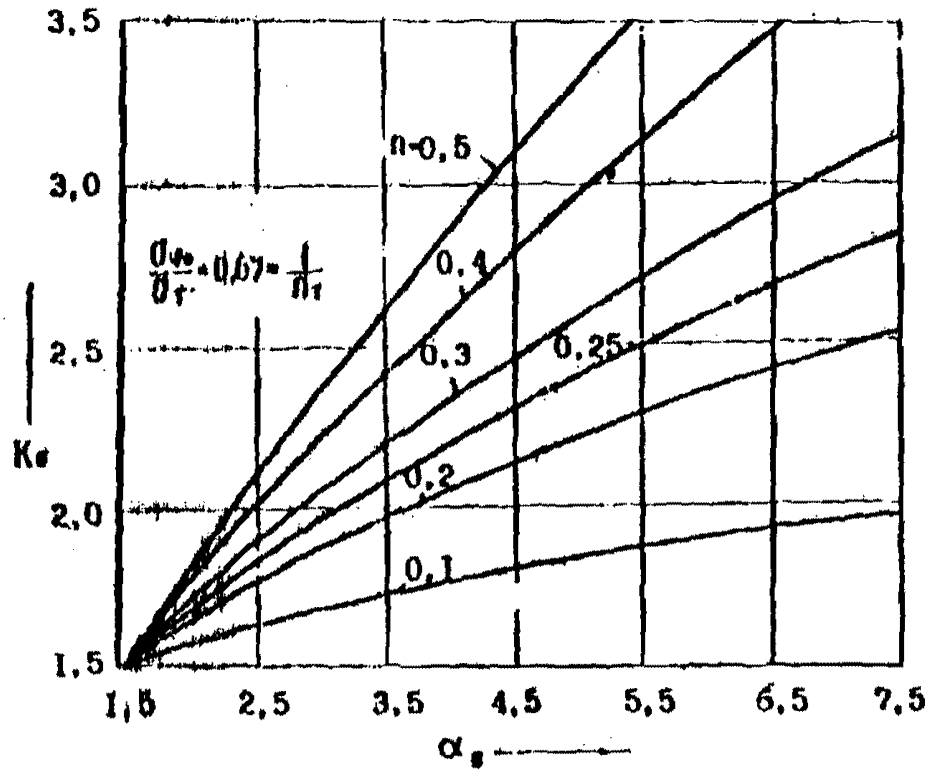


Рис. 1.. Зависимости $K_в$ от $\alpha_в$

По формуле п. 18.6 определяем значение t_p:

$$t_p = t_o \frac{\exp(-K_н \psi_в}{\sqrt[2m]{K_б / n_{кр}}\, K_{ст}\, \varepsilon_{iкр} + 1} =$$

$$= 51{,}1 \frac{\exp\left(-\frac{7}{8{,}31 \cdot 300} \cdot \frac{1}{2} \cdot 860 \left(\frac{0{,}25}{\sqrt{3}}\right)^{0{,}25} \cdot \sqrt{\frac{2{,}04}{1{,}75}}\right)}{\sqrt{\frac{2{,}04}{1{,}75}} \cdot 5 \cdot \frac{0{,}25}{\sqrt{3}} + 1} = 13 \text{ лет.}$$

Аналогично находим t_p при $\alpha_б = 7{,}0$: $t_p = 9{,}6$ года.

Остаточный ресурс трубы определяется делением значения на коэффициент запаса n_t:

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

при $\alpha_б = 2{,}2$ и

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

при $\alpha_б = 7{,}0$.

Величина отношения t_o / 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 $\alpha_{тр}$ остаточный ресурс трубы с концентраторами можно определять, принимая $n_{кр} = n_в = 2{,}4$, но при этом определяя t_o по формуле:

$$t_o = \frac{h_o}{v_o}\left(1 - \frac{\sigma_{oo}}{[\sigma]}\right).$$

Для рассмотренного примера

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

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

Остаточный ресурс соответственно равен:

$$t_{ор} = 26/2,6 = 10 \text{ лет}$$

при $\alpha_б = 2,2$ и

$$t_{ор} = 26/3,7 = 7 \text{ лет}$$

при $\alpha_б = 7,0$.

Пример 3. 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 $\alpha_{тр} = 1,0$. Поскольку дефект протяженный, разрушающее напряжение трубы рассчитываем по формуле п. 18.4, полагая $m_e = 1,0$.

$$\sigma_{\theta кр} = \alpha_{тр}\,\sigma^{*}_{\theta c}(1-\eta\, m_e^{0,3}) = 477,3\ (1 - 0,215) = 375 \text{ MPa}.$$

При этом $n_{кр} = 2,8$.

Параметр t_0 рассчитывается по формуле п.18.5:

$$t_0 = \frac{h_0}{\mu_0}(1-\eta)\left(1-\frac{1}{n_{кр}}\right) =$$

$$= \frac{11}{0,12}\ (1 - 0,215)\ \left(1 - \frac{1}{2,8}\right) = 58,9 \text{ года}.$$

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

Долговечность трубопровода с дефектом равна:

$$t_р = \frac{58,9}{3,75} = 15,72.$$

При этом значении $t_р$ остаточный ресурс трубопровода составляет:

$$t_{ср} = 15,7/2 = 7,85 \text{ года}.$$

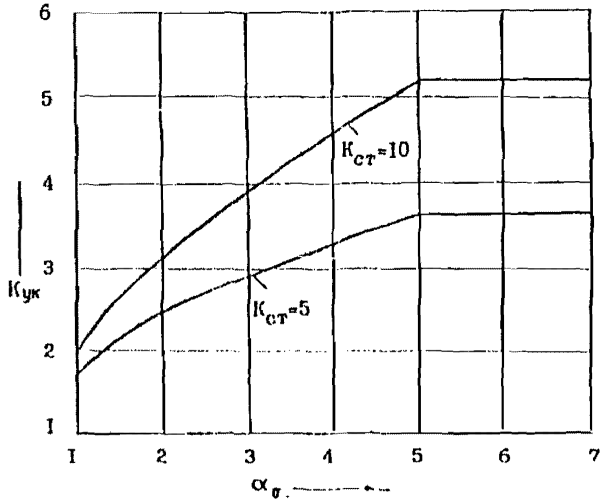


Рис. 17. Зависимости коэффициента усиления коррозии $K_{ук}$ от теоретического коэффициента концентрации напряжений α_σ для низкоуглеродистых сталей (Ст.3, 20, 22К)

Примечание: Графики построены при значениях:

C = 860 Mla ; m = 0,25 ;

ψ = 0,5 ; $n_{кр} = n_в$ = 2,4 ;

$C_{i\,кр} = \frac{\Pi}{3}$; $\sigma_т$ = 250 Mla ;

$\sigma_в$ = 400 Mla

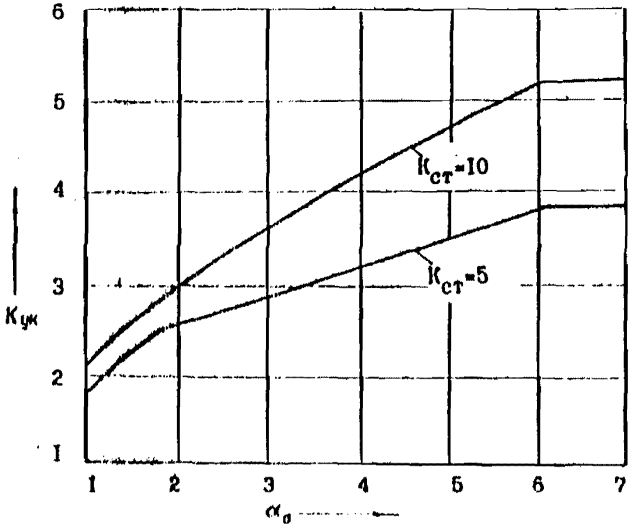


Рис. 18. Зависимость коэффициента усиления коррозии $K_{ук}$ от теоретического коэффициента концентрации напряжений для низколегированных сталей

Примечание: Графики построены при значениях:

C = 1000 Mla ; m = 0,2 ;

ψ = 0,5 ; $n_{кр} = n_в$ = 2,4 ;

$C_{i\,кр} = \frac{4}{3}$; $\sigma_т$ = 350 Mla ;

$\sigma_в$ = 550 Mla

Пример 4. Определить остаточный ресурс трубы с параметрами предыдущих примеров, работающей при малоцикловом нагружении. Труба работает при отнулевом цикле нагружения $\Delta P_{max} = P_p$. По данным механических испытаний образцов, вырезанных из стенки трубы: $K_{тв} = \sigma_т / \sigma_в = 260/460 = 0{,}565$; $\psi = 0{,}55$. 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:

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

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

Относительная номинальная деформация $\bar{\varepsilon}_н$ равна

$$\bar{\varepsilon}_н = \varepsilon_н / \varepsilon_т = \sigma_{во} / \sigma_т = 134/260 = 0{,}515.$$

Предельная относительная деформация определяется по формуле:

$$\bar{\varepsilon}_{inp} = \frac{\ln \frac{1}{1-\psi}}{\varepsilon_т} = \frac{\ln \frac{1}{1-\psi}}{\sigma_т / E} = \frac{\ln \frac{1}{1-0{,}55}}{260/2{,}1 \cdot 10^5} = 645{,}4.$$

Определяем число циклов до разрушения при $m_ч = 0{,}5$:

$$N_p = \left(\frac{K_{кс} K_{нс} \bar{\varepsilon}_{inp}}{4 \bar{\varepsilon}_н K_\varepsilon - \frac{1{,}6}{K_{тв}}}\right)^{\frac{1}{m_ч}} = \left(\frac{1{,}0\,(1/\sqrt{3})\,645{,}4}{4 \cdot 0{,}515 \cdot 2{,}38 - \frac{1{,}6}{0{,}565}}\right)^2 = 32440.$$

Остаточный ресурс трубы при $n_\nu = 10$ будет равен:

$$N_{ор} = N_p / n_\nu = 32440/10 = 3244.$$

В случае работы трубы в среде нефть + $Na\,Cl$ значение коэффициента $m_ч = 0{,}53$. Тогда: $N_p = 16017$, а остаточный ресурс $N_{ор} = 1602$ цикла нагружения.

22. ОЦЕНКА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА ТРУБ С ДЕФЕКТАМИ ПО КРИТЕРИЮ ЗАПАСА ПЛАСТИЧНОСТИ МЕТАЛЛА

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

22.2. Поврежденность 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:

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

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

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

где t - время до разрушения (ресурс).

22.4. Для определения остаточного ресурса труб в соответствии с п. 22.3 необходимо иметь информацию о процессе накопления поврежденности $\Lambda(\tau)$ 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 поврежденности в эксплуатиру-

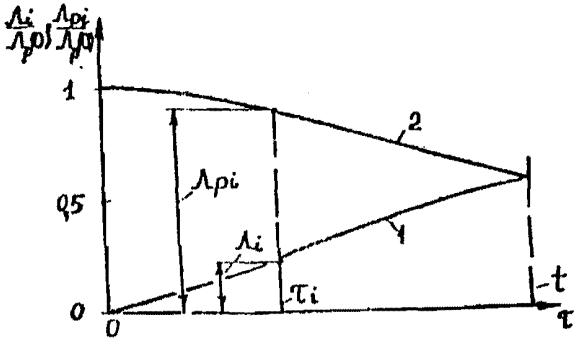


Рис. 19. Схема определения остаточного ресурса труб нефтепроводов t по оценке повреждаемости металла и запаса его пластичности

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, вырезаемых из труб (см. п. 7.6).

22.5. Приближенно кривую накопления повреждаемости металла труб $\Lambda(\tau)$ можно построить исходя из данных о запасе пластичности металла $\Lambda_p(\tau)$ на основании гипотезы 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 2 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 деформирования по методике /44/ (для конструкционных материалов a_0

варьируется в пределах I,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 формуле

$$\Pi = \sigma_0 / \tau_i ,$$

где σ_0 - среднее напряжение;

τ_i - интенсивность касательных напряжений.

22.8. При определении кривых запаса пластичности металла труб $\Lambda_p(\tau_i)$ необходимо, чтобы экспериментальные данные, полученные при испытании вырезаемых 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 запас при оценке остаточного ресурса

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

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

В опасном 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 n в ослабленном сечении образца варьируется путем изменения размеров концентратора.

22.10. Испытания образцов, описанных в п. 22.9, осуществляются с записью диаграмм "нагрузка P – смещение V" (рис. 21,а). Перемещения V фиксируются на поверхности образцов у берегов концентратора с помощью электромеханических датчиков перемещений. Величина усилия P снимается специальным датчиком с силоизмерителя испытательной машины.

22.11. Процедура определения искомых величин для построения кривых запаса пластичности металла труб $\Lambda_\rho(\bar{\varepsilon}_i) = \Lambda_{\rho i}(n)$ предусматривает фиксацию моментов начала пластического течения в окрестности вершины концентратора (точка A) и момента начала локального разрушения (точка C) материала. Данные характерные точки на экспериментальных гладких кривых "нагрузка-смещение" определяются в соответствии с методикой /47/ путем перестройки их в ло-

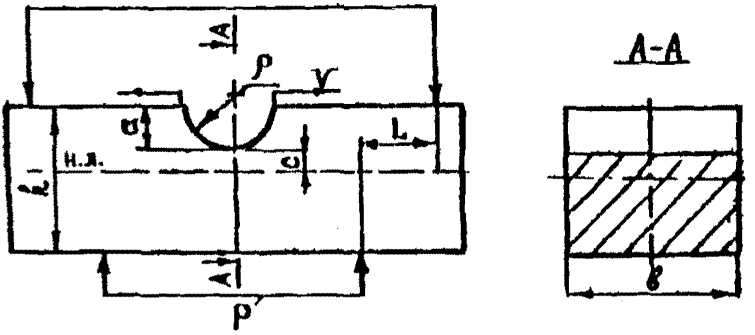


Рис. 20. Образец для оценки остаточной пластичности металла труб и схема их нагружения

гарифмические 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 A и C определяют моменты начала возникновения пластических деформаций и момент страгивания трещины (т.е. нарушения сплошности материала) от вершины концентратора.

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

$$\Lambda_{pi} = \frac{\sqrt{3}}{2} \frac{V_a (1 - a/h)}{\rho\left[\left(1 + \ln\left(\frac{c}{\rho} + 1\right)\frac{a}{h}\right] \sin\left[\ln\left(1 + \frac{c}{\rho}\right)\right]},$$

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

где P_*, P_c – соответственно нагрузки, отвечающие точкам A, C на диаграмме (рис. 21,б); $P_{пр}$ – величина нагрузки, соответствующая предельному состоянию данных образцов с концентратором, которая может быть определена по соотношению /48/

$$P_{пр} = \frac{\sigma_в}{\sqrt{3}} \frac{bh^4}{L\rho^2}\left(1 - \frac{a}{h}\right)^4 \left\{7\left(1 + \frac{h-a}{\rho}\right)^2 - 8\left(1 + \frac{c}{\rho}\right) - \left(1 + \frac{h-a}{\rho}\right)^2 - \left(2 - \frac{h-a+c}{\rho}\right)^2\right\}$$

...ический параметр, характеризующий положение ...

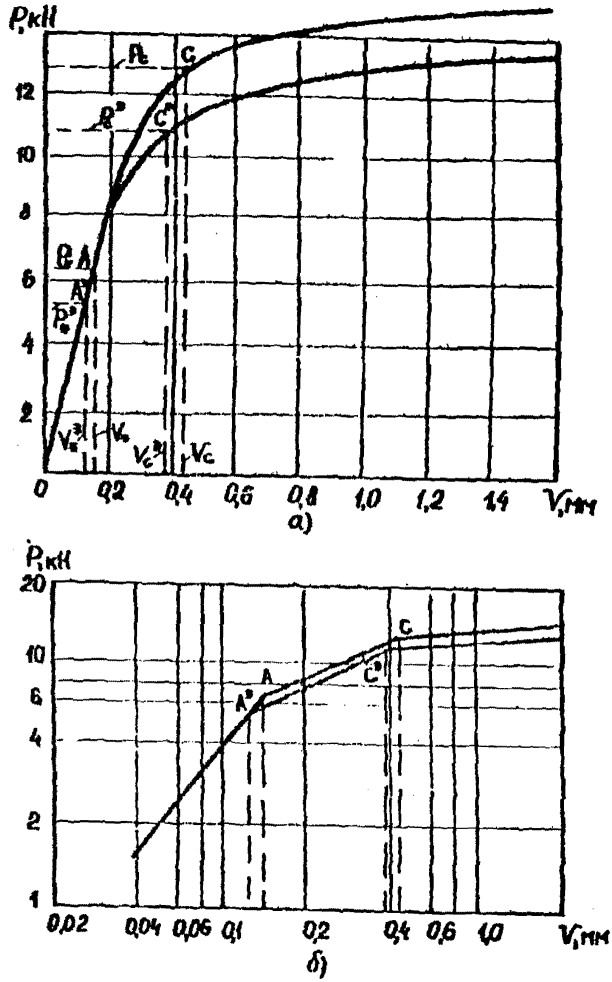


Рис. 21. Диаграммы "нагрузка–смещение" P–V, полученные при испытании образцов с концентратором в нормальных (а) и логарифмических (б) координатах

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

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

Здесь L – плечо приложения нагрузки P.

22.13. Остаточная пластичность металла труб, прошедших эксплуатационный цикл, $\Lambda_\rho(\bar{c}_i)/\Lambda_\rho(0)$ может быть определена без непосредственного построения диаграмм $\Lambda_\rho(\bar{c}_i)=\Lambda_{\rho i}(P)$ путем сопоставления результатов сравнительных испытаний образцов с концентратором, вырезанных из труб, прошедших эксплуатационный цикл, и труб, металл которых соответствует исходным сертификатным данным по механическим свойствам ($\sigma_{0,2}$, $\sigma_в$, δ, ψ). Испытываемые образцы должны удовлетворять условиям подобия по геометрическим параметрам (т.е. иметь одинаковые геометрические размеры b, h, a, ρ и L). Выражение для оценки остаточной пластичности металла труб имеет вид

$$\frac{\Lambda_\rho(\bar{c}_i)}{\Lambda_\rho(0)}=\frac{V_c^э}{V_c},$$

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

22.14. Соотношение для оценки остаточной пластичности $\frac{\Lambda_\rho(\bar{c}_i)}{\Lambda_\rho(0)}$ металла труб по результатам сравнительных испытаний образцов (п. 22.13) справедливы при условии соблюдения подобия по жесткости напряженного состояния в окрестности вершины концентратора обеих серий образцов. Последнее достигается при соотношении между параметрами концентратора

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

$$\frac{a}{h}\ge 0{,}1\ ;\quad \frac{\rho}{h}=0{,}8\,\frac{a}{h}+0{,}07$$

22.15. Остаточный ресурс трубы определяется путем использования результатов исследований по запасу пластичности металла $\frac{\Lambda_p(\tau_i)}{\Lambda_p(0)}$ (п. 22.13) для получения данных по поврежденности 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. [illegible] ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КРИТЕРИЯ ПЛАСТИЧНОСТИ МЕТАЛЛА

Пример. Оценить остаточный ресурс участка трубопровода 426х8 мм из Ст20 (год ввода в эксплуатацию 1963, $\sigma_в$ = = 370...480 МПа, $\sigma_{0,2}$ = 245 МПа; δ_5 = 25 %; $\psi_к$ = 55 %).

Оценка базируется 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; β = 12 мм. Радиус концентратора (рис. 20) составлял ρ = 3,75 мм.

Для оценки эксплуатационного ресурса рассматриваемого трубопровода $\tau = ?$ в соответствии с п. 22.3 (см. рис. 19) использовали методику построения кривой повреждаемости металла труб $A(\tau_i)/A_p(0)$ по данным изменения запаса пластичности $A_p(\tau)/A_p(0)$ (см. п. 22.6). При этом исходные экспериментальные данные по остаточной пластичности металла труб определяли в соответствии с п.п. 22.13 без непосредственного построения диаграмм пластичности $A_p(\Pi, \sqrt{c})$. В результате обработки экспериментальных данных, полученных при испытании образцов, в соответствии с п.п. 22.10 и 22.11 были определены величины $\frac{A_p(\tau_1)}{A_p(0)}$ = 0,76 и $\frac{A_p(\tau_2)}{A_p(0)}$ = 0,61 (соответственно для τ_1 = 13 лет и τ_2 = = 28 лет эксплуатации). Для пересчета в данные по повреждаемости $\frac{A(\tau_i)}{A_p(0)}$ необходимо определить в соответствии с п. 22.5 и 22.6 параметры a_1 и a_2. Данные величины были найдены по значениям параметра a_0 (постоянная материала): a_0 = 1,45 для стали 09Г2С [41] и данным по показателям жесткости напряженного состояния Π_1 и Π_2. Значения Π_1 в рассматриваемых участках трубопровода в соответствии с п. 22.7 находили по данным о напряженности стенки σ_1/σ и данным по износу эксплуатации $\frac{c_2}{\sigma_1}$ =

$= 0{,}54$ – в 1976 г., $\frac{\sigma_2}{\sigma_1} = 0{,}8$ – 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 $\Lambda_p(\tau)$ и $\Lambda(\tau)$ 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.	I-я вырезка 1976 г.	2 вырезка 1991 г.	Исчерпание ресурса 2005 г. *
Запас пластичности $\Lambda_p(\tau_i)$	I	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

Величина	Обозначения	Размерность
1	2	3
Диаметр трубы (наружный)	D	мм
Толщина стенки	h	мм
Модуль упругости материала	E	Mla
Условный предел текучести (на базе деформаций 0,2 %).	$\sigma_{0,2}$	Mla
Предел упругости	σ_y	Mla
Предел прочности	$\sigma_в$	Mla
Условное напряжение разрушения	$\sigma_к$	Mla
Истинное напряжение разрушения	$S_к$	Mla
Предел усталости	σ_{-1}	Mla
Условная деформация текучести	$\varepsilon_т$	–
Истинная деформация текучести	$e_т$	–
Истинная равномерная деформация	$e_в$	–
Истинная предельная деформация	$e_к$	–
Максимальная и минимальная упругопластическая деформация в вершине дефекта	e_1, e_2	–
Равномерное относительное сужение при разрушении	$\psi_в$	–
Полное относительное сужение при разрушении	$\psi_к$	–
Показатель деформационного упрочнения	m	–
Ширина образца	b	мм
Толщина образца	h	мм
Глубина надреза в вершине	a	мм
Разрушающее усилие на образцах	$Q_к$	кН

Продолжение табл. П.1

1	1	2	1	3
Разрушающее напряжение по брутто-сечению	σ_c	МПа		
Разрушающее напряжение по нетто-сечению	σ_{co}	МПа		
Параметр статической трещиностойкости	$\alpha_{тр}$	–		
Параметр $\alpha_{тр}$ при $\eta = 0,5$	α_{05}	–		
Предел трещиностойкости	I_c	МПа $\sqrt{м}$		
Критический коэффициент интенсивности напряжений	K_{Ic}	МПа $\sqrt{м}$		
Критический коэффициент интенсивности деформаций	K_{Iec}	$м^{Pe/2}$		
Деформационный параметр трещиностойкости	Pe	–		
Теоретический коэффициент концентрации напряжений	α_c	–		
Упругопластический коэффициент концентрации напряжений	K_σ	–		
Упругопластический коэффициент концентрации деформаций	K_e	–		
Пороговый циклический коэффициент интенсивности напряжений (деформаций)	K_{th}	–		
Критический циклический коэффициент интенсивности напряжений (деформаций)	K_{fc}	–		
Размах коэффициента интенсивности напряжений и деформаций при циклическом нагружении	ΔK_I	МПа $\sqrt{м}$		
	ΔK_{Ie}	$м^{Pe/2}$		
Характеристики циклической трещиностойкости по напряжениям	C_σ, n_σ	–		
по деформациям	C_ε, n_e	–		
Поправочный множитель на двухосность напряженного состояния трубы	I	–		
Начальная глубина дефекта на трубе	a_o	мм		
Критическая глубина дефекта	a_c	мм		
Относительная глубина дефекта	η	–		

Продолжение табл. II.1

1	2	3
Среднее напряжение в нетто-сечении	$\sigma_{нетто}$	Мпа
в брутто-сечении	$\sigma_{брутто}$	Мпа
Максимальное давление в цикле	P_1	Мпа
Минимальное давление в цикле	P_2	Мпа
Амплитуда деформаций в вершине дефекта	e_a	–
Амплитуда напряжений	σ_a	–
Эквивалентная амплитуда деформации (приведенная к симметричному)	$\tilde{e}_a$	–
Число циклов до зарождения трещины	$N_з$	–
Число циклов на стадии роста трещины	$N_р$	–
Общее число циклов до разрушения	N_0	–
Числа циклов давления в спектре нагруженности трубопровода	N_i	–
Относительное повреждение трубы с дефектом в результате циклического нагружения при эксплуатации	Π	–
Относительный остаточный ресурс трубы с дефектом	R	–
Долговечность, выраженная во времени	t	лет
Радиус кривизны в вершине дефекта	ρ	мм
Поправочная функция для расчета	$Y(\eta)$	–
Максимальная и минимальная деформации в вершине дефекта при давлениях P_1 и P_2	e_{max} e_{min}	–
Относительное удлинение образца при растяжении	δ_5	–
Окружное напряжение в стенке трубы	σ_θ	Мпа
Допускаемое рабочее окружное напряжение	$[\sigma_\theta]$	Мпа
Скорость общей коррозии	$v_к$	мм/год
Интенсивность напряжений	σ_i	Мпа
деформаций	ε_i	–

Продолжение табл. II.I

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

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

МЕХАНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ НЕКОТОРЫХ ТРУБНЫХ СТАЛЕЙ И ИХ ИЗМЕНЕНИЕ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЕПРОВОДОВ

I. 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 давления перекачиваемого продукта ($\Delta P \simeq$ 40 ат) – в среднем одно в сутки.

2. Циклический характер изменения давления приводит к изменению напряжений нагружения, которые в структурно-неоднородных областях (в окрестности 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. П.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 (KCV), вязкость разрушения (предельный коэффициент интенсивности напряжений K_c) и т.п. В табл. П.3 приведены изменения этих параметров после длительной эксплуатации металла труб по отношению к их значениям в исходном состоянии.

Таблица II.2

Марка стали	Время эксплуатации, лет	Механические характеристики			
		$\sigma_в$, МПа	$\sigma_{0,2}$, МПа	δ_5, %	$\psi_к$, %
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	360	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 II.3

Марка стали	Время эксплуатации, лет	KCV, мДж/м^2		K_c, МПа $\sqrt{м}$	
		+20°С	-40°С	K_c^I	K_c^{II}
19Г	исх.сост.	0,68	0,36	-	-
	22	0,38	0,17	-	-
14ХГС	сх.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

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

Таблица П.4

Время эксплуатации, лет	Трубные стали	
	17ГС и 19Г	14ХГС и 14ГН
0÷15	1,0-1,25	1,0-1,1
15-20	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_σ .

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

$$K_I = \sigma_н \sqrt{a}\, Y(\eta), \qquad (1)$$

где $\sigma_н$ - номинальное напряжение по брутто-сечению;

a - 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_σ или Y .

I. Механическая царапина, риска, характеризуемая длиной c, шириной d , глубиной a , радиусом закругления в вершине ρ

Для длинных дефектов ($c > 10\,a$) применяют одну из

следующих формул:

$$\alpha_\delta = 1 + 2\sqrt{\frac{\delta}{f}\,\frac{h}{h-\delta}}; \qquad (2)$$

$$\alpha_\delta = 1 + 4\,\frac{\delta}{d}\,\frac{h}{h-\delta}; \qquad (3)$$

при $\delta \le \frac{h}{2}$

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

Для коротких дефектов ($d < c < 10\,d$) рекомендуется применять следующую формулу:

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

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

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

Для полусферической язвы диаметром d:

$$\alpha_c = 1 + \frac{2{,}14\,h}{8h - d} \qquad (7)$$

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

$$\alpha_c = 2{,}14. \qquad (8)$$

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

3. Вмятина характеризуется диаметром d и глубиной t. Для нее известна следующая расчетная формула:

$$\alpha_c = 1 + 2{,}1\left(\frac{t}{h}\right) + 0{,}4\left(\frac{t}{h}\right)^2 - \frac{d}{2}\left(\frac{t}{h} + 0{,}3\left(\frac{t}{h}\right)^2\right), \qquad (9)$$

где h – толщина стенки;

d – наибольший диаметр вмятины;

Область применения этой формулы:

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

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

$$\alpha_k = 1 + 3,57 \frac{b}{d} \left[\gamma_p + \gamma_m (\alpha_{km} - 1) \right], \qquad (10)$$

где α_{km} – коэффициент концентрации напряжений только от вмятины (без царапины), определяется по формуле п. 3;

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

$$\gamma_m = 1,13 \left[\frac{b}{c} (1 + 1,4 \frac{b}{h}) + 0,62 (1 - \frac{b}{c}) \cdot \frac{b}{h} \cdot \right.$$

$$\left. \cdot (1 - \frac{b}{h})^{-3} - (1 - \frac{b}{h})^{3} \right] + 0,5. \qquad (12)$$

5. Сварные швы на трубопроводах (заводские и монтажные) создают концентрацию напряжений вследствие геометрического усиления шва, смещения кромок, угловатости, овальности трубы, наличия подреза, 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_ϕ и геометрического отклонения α_Γ:

$$\alpha_\sigma = \alpha_\phi \cdot \alpha_\Gamma, \qquad (13)$$

где $\alpha_\phi = 1 + \left[\frac{\rho}{h} (14 \frac{h}{b} + 1,3 \frac{h}{c} + 5) \right]^{-0,5}$; (14)

$$\alpha_\Gamma = 1 + \alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3. \qquad (15)$$

Здесь ρ – радиус перехода от сварного шва к трубе;

h – толщина стенки;

b – ширина сварного шва;

c – высота усиления шва;

$$\alpha_1 = 3S/h; \tag{16}$$

$$\alpha_2 = \frac{6b}{h} tg\beta; \tag{17}$$

$$\alpha_3 = 3v\frac{h}{R}\left[1+4(1-\nu^2)\frac{\rho}{E}\left(\frac{R}{h}\right)^3\right]^{-0,5}; \tag{18}$$

S – смещение кромок сварного соединения;

β – угловатость сварного соединения (радиан);

R – радиус трубы;

E – модуль упругости металла;

ν – коэффициент Пуассона;

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

p – давление в трубе.

При наличии в сварном соединении подреза значение α_ρ, вычисленное по формуле (14), умножается на коэффициент $\alpha_п$, который определяется по формуле:

$$\alpha_п = 1 + 0,58\sqrt{\frac{a}{\rho}}, \tag{20}$$

где a – глубина подреза;

ρ – радиус в вершине подреза.

Для сварных соединений существует еще ряд формул для расчета величины α_c. Например, для стыкового сварного соединения

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

где c – усиление шва;

h – толщина стенки трубы;

b – ширина усиления шва;

ρ – радиус перехода от шва к основному металлу.

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

$$\gamma = 90 \exp(-\rho); \quad \rho = \ln \frac{90}{\gamma}. \tag{22}$$

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

$$Y = Y_n = 1{,}99 - 0{,}41\eta + 18{,}7\eta^2 - 36{,}48\eta^3 + 53{,}85\eta^4, \tag{23}$$

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

7. Внутренний непровар при двусторонней сварке:

$$Y = Y_b = \left[\frac{\pi}{2}\sec\left(\frac{\pi}{2}\eta\right)\right]^{0,5}, \tag{24}$$

где η – относительная величина непровара.

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

$$Y = Y_n(\eta), \tag{25}$$

где Y_n – функция, вычисляемая по формуле (23) при

$$\eta = (0{,}2\,S + a)/h \tag{26}$$

S – усиление шва или смещение кромок;

a – глубина трещины (или трещины 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 вмятины или вмятины с царапиной:

$$Y = \alpha_{вм} Y_{п} , \qquad (27)$$

где $\alpha_{вм}$ – коэффициент концентрации напряжений от вмятины (без царапины и трещины), вычисляется по формуле (9);

$Y_{п}$ – 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_{σ} Y также много встречается в литературе. Некоторые формулы вступают друг с другом в противоречие. Для некоторых типов дефектов (например, гофр, группа коррозионных язв) и тем более для сложных (составных) дефектов расчетных формул не существует. Для ряда случаев (особенно для сварных элементов) зависимости для α_{σ} и Y даны в виде множества 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 системы автоматизированного расчета) всех данных.

ПРИЛОЖЕНИЕ 4

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ РЕСУРСА НЕФТЕПРОВОДОВ

I. Оценив на практике остаточный ресурс магистрального нефтепровода согласно методике, изложенной в настоящем документе, инженеры-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 нулл, 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 исследованного объекта.

В первом случае первоочередным мероприятием должна стать переаттестация 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 цикличностью перекачки.

Во втором случае не требуется проведение экстренных мероприятий по повышению ресурса исследованного участка, но должна разрабатываться стратегия эксплуатации данного объекта на базе известного (вычисленного) 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 предпринимать для обеспечения дальнейшей его эксплуатации (при условии, что потребность в функционировании объекта сохраняется).

2. Из вышеизложенных материалов видно, что долговечность (время исчерпания несущей способности линейной части) трубопровода определяется следующими основными факторами:

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

свойствами материала, включающими временное сопротивление $\sigma_в$ и поперечное сужение $\psi_к$;

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 малоцикловой 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), увеличение 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 (технико-экономических) параметров.

Возможны также следующие пути снижения цикличности нагружения: повышение эффективности работы АВР 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, пропорциональную этой величине увеличивается время до разрушения.

4. Снижение рабочего давления $P_{раб}$ 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-Мэнсона 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 Пэриса-Махутова (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 $\psi_к$). При этом, согласно данным о закономерности зарождения и развития трещины, происходит снижение долговечности и ресурса. Например, снижение значения $\psi_к$ от 0,6 до 0,4 приводит к уменьшению общего числа циклов до разрушения почти вдвое. Такое снижение ресурса за счет старения можно скомпенсировать 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 трубе: коррозионные язвы, трещины, механические дефекты, наносимые при аварийно-восстановительных и ремонтных работах, заплаты, 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.

ПРИЛОЖЕНИЕ 5

ТЕХНИЧЕСКИЕ ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СРЕДСТВ ДИАГНОСТИКИ

Несмотря на то, что существует множество методов неразрушающего контроля, основанных на различных физических явлениях (контактно-механические, оптические, ультразвуковые, акустические, рентгеновские, радиационные, магнитные, вихретоковые 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) недоступность для визуального осмотра ввиду того, что практически все участки МН проложены под землей на глубине не менее 1 м;

2) неприспособленность 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 (болота, подводные переходы, перевалы, 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:

I. 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 ИЮЛУ в 1969 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 снарядов внутритрубного обследования: профилемеров АСДГ, 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, приблизи-

ные размеры дефектов типа язв 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. Остаются необнаруженными наиболее опасные дефекты – продольные трещины и непровары.

Таким образом, как средства диагностики, так и методика оценки работоспособности труб нефтепроводов 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 расшифровки результатов дефектоскопирования;

5) снабдить управления 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 K_σ и K_ε 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 "накопляемая погрешность $П_{ед.}$" – "длительность эксплуатации от момента введения в эксплуатацию $t_э$". Далее эту зависимость можно будет аппроксимировать удобными функциями и делать дополнительные выводы о работе трубопровода.

ЛИТЕРАТУРА

1. Магистральные трубопроводы. СНиП 2.05.06-85. М.: ЦИТП Госстроя СССР, 1985, 53 с.

2. *Трубы стальные сварные для магистральных газонефтепроводов.* ГОСТ 20295-85. М.: Изд-во стандартов, 1986, 15 с.

3. Магистральные трубопроводы. Правила производства и приемки работ. ГОСТ III-42-80. М.: Стройиздат, 1981, 80 с.

4. Методика по выбору параметров труб и поверочного расчета линейной части магистральных нефтепроводов на малоцикловую прочность. РД 39-0147103-331-86. Уфа: ВНИИСПТнефть, 1986, 41 с.

5. Магистральные трубопроводы. СНиП II-45-75. М.: Стройиздат, 1975, 62 с.

6. Рекомендации по учету старения трубных сталей при проектировании и эксплуатации магистральных нефтепроводов. Уфа: ВНИИСПТнефть, 1988, 29 с.

7. Ямалеев К.М. Старение металла труб в процессе эксплуатации нефтепроводов. М.: ВНИИОЭНГ, 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 50-345-82. М.: Изд-во стандартов, 1983, 95 с.

11. Расчеты и испытания на прочность. Методы механических

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. Когаев 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.Н. 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.Панасюка. Киев: Наукова думка, 1988.

20. Милаичев В.С. Оценка работоспособности труб при наличии концентраторов напряжений. Строительство трубопроводов. 1984, № 7. с.23-25.

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

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

23. Ашкенази 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.: Энергоатомиздат, 1989, 525 с.

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

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

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

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

29. Гарлов 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.Труфякова. Киев: Наукова думка 1990, 255 с.

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

32. Партон В.З., Морозов Е.М. Механика упругопластического разрушения. М.: Наука, 1985, 502 с.

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

34. Методика расчета на прочность и долговечность сварных соединений трубопроводов и нефтепромысловой аппаратуры с технологическими дефектами. РД 39-0147103-305-84. Уфа: ВНИИСПТнефть 1988, 42 с.

35. Методика определения трещиностойкости материала труб нефтепроводов. РД 39-0147103-367-87. Уфа: ВНИИСПТнефть, 1987,

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

37. Серенсен С.В., Когаев 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.: Металлургия 1970, 229 с.

44. Богатов А.А., Мижирицкий О.И., Смирнов С.В. Ресурс пластичности металлов при обработке давлением. - М.: Металлургия, 1984, 144 с.

45. Финдли В., Дракер Д. Экспериментальное исследование плоской пластической деформации стержней с надрезами. Прикладная механика./Тр. АОИИ, 1965, серия Е, № 3, с.16-26.

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

и их нормирование./Сб.тр. ВНИИСПТнефть: 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 с.

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

СОДЕРЖАНИЕ

	Стр.
I. Введение	3
2. Особенности разрушения магистральных нефтепроводов	6
3. Оценка работоспособности труб нефтепроводов	II
4. Механические характеристики металла труб	I5
5. Характеристики дефектов труб	25
6. Характеристики нагруженности трубопровода	3I
7. Старение металла труб	36
8. Критерии статической прочности труб с дефектами	40
9. Критерии циклической прочности труб с дефектами при отсутствии коррозии (этап зарождения трещины)	42
I0. Критерии циклической трещиностойкости при отсутствии коррозии (этап усталостного роста трещин)	48
II. Определение повреждаемости, долговечности и остаточного ресурса труб с дефектами	52
I2. Определение вероятности разрушения и надежности участка трубопровода	55
I3. Текст ЭВМ-программы оценки работоспособности участка трубопровода	59
I4. Обозначения в ЭВМ-программе	63
I5. Работа с ЭВМ-программой	67
I6. Примеры оценки работоспособности труб и участка трубопровода при отсутствии коррозии	74
I7. Прогнозирование остаточного ресурса бездефектных труб при статическом нагружении в коррозионных средах	8I
I8. Прогнозирование остаточного ресурса труб с дефектом при статическом нагружении в коррозионных	9I

Стр.

19. Прогнозирование остаточного ресурса труб в условиях малоцикловой коррозионной усталости 87
20. Оценка остаточного ресурса труб по критерию циклической трещиностойкости в коррозионных средах 90
21. Примеры расчета остаточного ресурса в условиях коррозии 92
22. Оценка остаточного ресурса труб с дефектами по критерии запаса пластичности металла 101
23. Пример использования критерия пластичности металла 111

ПРИЛОЖЕНИЯ:

П.1. Условные обозначения величин 113
П.2. Механические характеристики некоторых трубных сталей и их изменение при эксплуатации нефтепроводов 117
П.3. Расчетные характеристики некоторых дефектов и повреждений на магистральных нефтепроводах 120
П.4. Методы повышения ресурса нефтепроводов 126
П.5. Технические возможности и перспективы развития средств диагностики 131
Литература 135

gost.e-ecolog.ru