М Е Т О Д И К А

оценки остаточного ресурса участка трубопровода

gost.e-ecolog.ru

Корпорация Роснефтегаз

Департамент научно-технического развития

Утверждена Департаментом
научно-технического развития
30 декабря 1992 г.

М Е Т О Д И К А

оценки остаточного ресурса участка трубопровода

Москва, СП СЖС-Энергодиагностика
1992 год.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

стр.

ВВЕДЕНИЕ

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ 5

2. ПОРЯДОК ОБСЛЕДОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ С ЦЕЛЬЮ ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТОВ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА 7
   2.1. Линейные участки 7
   2.2. Элементы обвязки КС, НПС и узлов ответвлений . . 9

3. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ 11
   3.1. Оценка ресурса по характеристикам дефектных участков трубопроводов 11
   3.2. Характеристика дефектов механического происхождения 13
   3.3. Характеристика дефектов технологического и заводского происхождения 16
   3.4. Характеристика основных коррозионных повреждений элементов участка трубопровода. 17
   3.5. Расчет ресурса трубопровода по прочности с учетом дефектов и характеристик усталости . . . 18
      1. Общие положения 19
         А. Определение расчетной температуры 19
         Б. Расчетные нагрузки 19
         В. Проверка прочностных характеристик стенки трубопровода 20
         Г. Коэффициент для оценки прочности конструкций труб со сварными швами или отверстиями . . . 21
         Д. Расчетная и номинальная толщина стенок элементов 22
         Е. Проверка на выносливость 22

      2. Трубы под внутренним давлением 24
         А. Расчет допустимого давления 24
         Б. Вычисление расчетного напряжения 24
         В. Определение необходимой толщины стенки трубы для безопасной работы трубопровода при давлении Р 25

3.6. Расчет остаточного ресурса по энергетическим параметрам с примером расчета 25
3.7. Оценка остаточного ресурса по предельному состоянию с учетом вибрации и агрессивности среды . 28

4. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА И ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО АВТОМАТИЗИРОВАННОМУ СЧЕТУ 34

5. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ СХЕМЫ И СПОСОБЫ ВЫВОДА УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА В РЕМОНТ ИЛИ В РЕЖИМ БЕЗАВАРИЙНОЙ РАБОТЫ. . 36

ЗАКЛЮЧЕНИЕ 38

ПРИЛОЖЕНИЯ 39
Приложение 1. "Основные буквенные обозначения" . . 40
Приложение 2. Термины, используемые в методике . . 42
Приложение 3. Пример расчета остаточного ресурса участка трубопровода для перекачкм нефти 43

Приложение 4. Параметры для расчета остаточного ресурса участка трубопровода с учетом старения металла, коррозионных и других дефектов в несущих конструкциях 49

Приложение 5. Характеристики оценки состояния сварных соединений трубопровода по дефектам, определяемым визуальным и инструментальным методами при неразрушающем контроле для определения остаточного ресурса . . . 51

Приложение 6 . Программа для ПЭВМ "Индивидуальный ресурс и остаточный ресурс участка трубопровода" 52

ЛИТЕРАТУРА 54

ВВЕДЕНИЕ

"Методика оценки остаточного ресурса трубопровода" разработана на основании результатов экспериментальных и теоретических исследований, полученных на трубах различного диаметра с искусственными и естественными дефектами в лабораторных и натурных условиях эксплуатируемых трубопроводов, как временный базовый документ для разработки практических методов счета, в т.ч. с использованием ЭВМ.

Структура "Методики..." построена с учетом практического ее пользования эксплуатирующими организациями, а также специалистами, занимающимися обследованием действующего трубопровода, оценивающими его состояние и определяющими возможности и пути его оптимальной эксплуатации с учетом остаточного ресурса.

Анализ параметров аварийных ситуаций, в том числе характеристик ущербов и восстановительных работ, а также опыт проектирования и эксплуатации трубопроводных систем и ответственных инженерных объектов показали, что для практической возможности использования "Методики оценки остаточного ресурса участка трубопровода" должна быть организована специальная служба диагностики, которая должна уметь пользоваться упомянутой методикой, уметь подготавливать исходную информацию для расчетов и уметь определять целесообразные варианты эксплуатации трубопровода с учетом ожидаемого ущерба (последствий) при возможных авариях и стихийных бедствиях.

При разработке методики учтены замечания и рекомендации специалистов из Института проблем прочности АН Украины, Главтранснефти, ВНИИСТа (г. Москва), Гипротрубопровода (г. Москва), ЮжНИИГИПРОГАЗ (г. Донецк), ВНИИГАЗ (Московская обл.), МИСИ им. Куйбышева, МИИТ им. Образцова, ЦАГИ им. Жуковского и др.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1. Область распространения настоящего документа ограничивается магистральными трубопроводами нефти, нефтепродуктов, газа и не распространяется на сероводородные среды с содержанием H_2S > 2% и на сжиженные газы, а также на морские трубопроводы, имеющие свою специфику. Методика предусматривает оценку остаточного ресурса участка действующего (уже проложенного и испытанного) магистрального трубопровода нефти или газа.

2. Методика подготовлена в качестве пособия для эксплуатационных служб магистральных трубопроводов, проектных и научно-исследовательских организаций при прогнозировании уровня надежности элементов трубопровода.

3. Методика прогнозирования и оценки остаточного ресурса содержит следующие основные элементы:
   а). Оценка индивидуального ресурса элементов участка трубопровода с учетом эксплуатационных отказов за срок его службы;
   б). Способы выделения наиболее опасных зон участка;
   в). Определение количественной и частотной характеристик нагрузок воздействий на участок трубопровода за срок его эксплуатации;
   г). Определение напряженно деформированного состояния трубопровода по данным фактического состояния его конструкций и воздействий на него окружающей среды;
   д). Алгоритм расчета остаточного ресурса;
   е). Оценка индивидуального остаточного ресурса;
   ж). Рекомендуемые схемы и способы вывода участка трубопровода в ремонт или в режим безаварийной работы.

4. Методика разработана в качестве пособия и на основании норм и правил: СНиП 3.01.4-87 "Приемка в эксплуатацию законченных строительных объектов. Основные положения", СНиП 2.05.06-85 "Магистральные трубопроводы", СНиП Ш-42-80 "Правила производства и приемки работ. Магистральные трубопроводы" и др. нормативные документы.

   Для совершенствования методики целесообразно использовать методы автоматизированного расчета.

6. Ресурс участка трубопровода в методике подразумевает прочностные характеристики конструкции трубы под расчетным давлением в рассматриваемом периоде времени (см. п. 3.5.3).

7. При оценке ресурса трубопровода целесообразно рассматривать его по перегонам (на участках между станциями), переходя далее к более мелким отрезкам с поиском наиболее уязвимых (опасных) мест, могущих вывести рассматриваемый трубопровод из режима эксплуатации.

2. ПОРЯДОК ОБСЛЕДОВАНИЯ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ИНФОРМАЦИИ С ЦЕЛЬЮ ВЫПОЛНЕНИЯ РАСЧЕТОВ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА

2.1. Линейные участки

2.1.1. Сроки и метод общего обследования технического состояния (коррозия, прочность и т.д.) линейной части трубопроводов устанавливается эксплуатирующей организацией. На участках с повышенным риском агрессии частота обследования должна устанавливаться в соответствии с расчетными темпами коррозионных процессов.

2.1.2. Участки трубопроводов должны подвергаться внутритрубной диагностике дефектоскопами (ультразвуковыми, магнитными, акустико-эмиссионными), позволяющими устанавливать дефекты на наружной и внутренней поверхности трубы.

2.1.3. Для принятия решения о степени опасности рассматриваемого участка должна быть изучена проектная, строительная и эксплуатационная документация, данные всех обследований участка, а также информация о проведении ремонтных работ за весь период эксплуатации участка.

2.1.4. Обязательно определяется наличие на трассе участков с грунтами, активно влияющими на коррозионные процессы эксплуатируемого трубопровода и для этих участков организуется специальное наблюдение и контроль за их состоянием.

2.1.5. Обследование грунтов, влияющих на долговечность конструкций трубопровода, выполняется в следующем порядке:

- устанавливают тип грунтов по уровню их агрессивности;
- выявляют участки с характерными грунтовыми средами;
- определяют параметр "Х - грунта", влияющий на скорость коррозионных процессов;
- устанавливают темп коррозионных процессов на выделенных территориях с известным параметром "Х - грунта";
- определяется степень риска участка (см. предложения гл. 3).

2.1.6. При равнозначных по агрессивности грунтовых средах в первую очередь обследуются участки со стороны движения нефти, газа и др. продуктов по трубопроводу.

2.1.7. На основании анализа материалов обследования согласно п. п. 2.1.1 - 2.1.6 определяются места для шурфования дефектных мест (на подземных участках трубопроводов) или снятия изоляционного покрытия на подземных участках. Под дефектом подразумевается отклонение проектных и защитных характеристик трубопровода от нормативов и расчетных данных (см. определения в приложении 1).

После снятия изоляции дефектные места очищаются от продуктов коррозии, замеряются размеры дефектных участков (глубина, длина, ширина), осматривается форма дна дефекта (плоское, острое), выявляется наличие в нем трещин, при возможности оценивается радиус округления в дне дефекта, составляется схема расположения дефектов.

В случае нескольких дефектов, близко расположенных друг от друга, должны быть измерены и расстояния между ними.

2.1.8. При глубине дефекта (наружного или внутреннего) более 20% от толщины стенки трубы, зона примыкающая к дефекту, должна быть обследована ультразвуковым дефектоскопом типа "Крауткамер", УСЛ-32, УСК-7 или других аналогичных приборов на наличие мелких трещин, расслоений т. д.

2.1.9. В случае затруднений в принятии решения по дефектам, когда их число на участке достигает 5-ти и более, целесообразно проведение исследования дислокационной структуры металла в зоне дефекта.

2.1.10. Обследование подводных участков трубопровода осуществляется с учетом определения:

- характера переформирования русла и берегов в местах пересечения трубопроводом водных преград (рек, озер, морских акваторий и т. д.), могущих нарушить безопасность режима эксплуатации участка трубопровода в береговой и подводной зонах;
- скорость потока водной среды, в том числе у донного течения в местах расположения трубопровода;
- гранулометрического состава природного слоя грунта возле трубопровода;
- отклонения трубопровода от проектных положений и динамика этих перемещений в сравнении с предыдущими измерениями;
- механическое повреждение трубы и ее изоляционного покрытия;
- внутритрубная диагностика подводного участка трубопровода согласно требованиям п. п. 2.1.2., 2.1.5., 2.1.6., а также п. 2.2.2.;
- мест дефектов, вызывающих утечку транспортируемого углеводородного продукта;
- места размыва дна трубопровода;
- химический состав воды (например, наличие в ней растворов со-

ей, выполняющих роль электролитов, или агрессивных веществ) осо-
енно в районах размещения промышленных предприятий;
- условия опирания трубопровода на дно.

2.1.11. Водолазные обследования (наличие футеровки, балластных рузов, посторонних предметов под провисающими участками труб, ка-ество изоляционного покрытия и т.д.) следует проводить только пос-е предварительного обнаружения размытых участков подводных трубоп-роводов эхолотами или специальными устройствами.

2.1.12. При обследовании подводного перехода трубопровода целе-ообразно использовать аэрофотоснимки, включая материалы съемок редыдущих лет, по которым определяется динамика изменений русла и ймы реки и может быть прогнозировано дальнейшее развитие гидроло-ических эффектов.

2.1.13. Для определения остаточной прочности трубопровода фик-ируется геометрический размер дефектов, (конфигурация и площадь, в ч. наибольная длина, глубина и ширина), а также их взаиморасполо-ение.

2.1.14. Условия предельного состояния участка трубопровода оп-деляются рекомендациями подраздела 3.1., где ресурс и степень ска определяются соотношениями максимальной глубины каверны в до-х от толщины стенки трубы и предельной протяженности этого дефек-

2.2. Элементы обвязки КС, НПС и узлов ответвлений

2.2.1. Основными измеряемыми параметрами при оценке техническо-состояния обвязки объектов являются:
а) характеристики вибрации;
б) динамическая составляющая полного напряжения;
в) давление в трубопроводе для определения статической состав-ющей напряженного состояния элементов трубопроводов;

2.2.2. В зависимости от уровня вибрации трубопроводов (см. СНиП 04.13) проводят три вида измерений:
- обычные измерения при величине динамической составляющей пол-го напряжения до 0,1бт или скорости вибрации до 7 мм/с;
- расширенные измерения проводятся при величине динамической ставляющей полного напряжения от 0,11 до 0,15бт;
- тщательные измерения проводятся при величине амплитуды дина-еской составляющей превышающей 0,15бт.

2.2.3. Измерение вибраций и динамических напряжений трубопроводов обвязки следует производить приборами типа ВМ - 0,3; ВМ - 0,5; ВМ - 0,9 и др. фиксирующими характеристики динамических процессов в диапазонах частот f = 0,5 - 100 гц и напряжений б = (0,1 - 0,2) бт.

2.2.4. Для оценки ресурса необходимо проводить на КС и НПС:
- измерение толщины стенок отводов - 2 раза в год;
- измерение толщины стенок внутристанционных газо- и нефтепроводов - 1 раз в год;
- измерение толщины стенок входных и выходных трубопроводов - 1 раз в квартал;
- замер относительных перемещений фундаментов (насосов, компрессоров, кранов, задвижек) с помощью прецезионных геодезических инструментов с точностью до 0,5 мм - 1 раз в год.

3. МЕТОДИКА ОЦЕНКИ СОСТОЯНИЯ ОСНОВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

3.1. Оценка ресурса по характеристикам дефектных участков трубопроводов.

3.1.1. Ресурс трубопровода определяют согласно его состояния с учетом распределения дефектов всех видов по результатам детального обследования конструкций трубопровода на рассматриваемом участке.

3.1.2. Общую оценку состояния трубопровода следует выполнять по количественным характеристикам дефектных мест на трубопроводах, когда структурные изменения в металле незначительны, используя график, представленный на рис. 3.1.

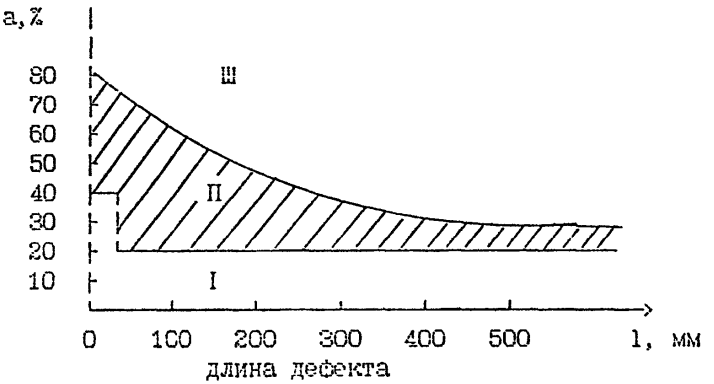

Рис. 3.1. Схема соотношения характеристик дефектов и степени их опасности по трем основным зонам риска эксплуатации трубопровода. I - зона безопасной работы; II - зона требующая экспертной оценки решения вопроса отбраковки или ремонта дефектного участка, назначение вида, технологии и срока проведения ремонтных работ; III-опасная зона, требующая незамедлительной замены дефектного участка; a - относительная глубина дефекта (отношение глубины дефекта к толщине стенки трубы).

3.1.3. На трубопроводах, со значительными стуктурными изменениями в металле необходимо дополнительно учитывать усталость металла. В наибольшей степени это состояние конструкций трубопровода скажется во второй зоне с соответствующими сочетаниями длины l и относительной глубины a обнаруженного дефекта (см. рис. 3.1 и табл. 3.1).

.3.1.4. В случае затруднений в принятии решения по дефектам, когда количество таковых достигнет на участке длины трубы (6 - 12м) 5 шт. и более, целесообразно проведение исследования физико-механических характеристик металла в зоне дефекта для определения целесообразности дальнейшего ремонта.

3.1.5. Единичными считаются дефекты, расстояние между которыми превышает длину наибольшего из дефектов. В противном случае скопление дефектов должно рассматриваться как один дефект с глубиной наибольшего из них и длиной, равной суммарной длине дефектов. Оценка дефектов различного происхождения приведена в разделах 3.2. - 3.4.

3.1.6. Дефекты длиной до 400 мм и с остаточной толщиной стенки не менее 2 мм и не более 0,2h могут восстанавливаться методом заплат или сварки катушек наварки; дефекты длиной до 200 мм, глубиной до 50% от толщины стенки трубы - могут ремонтироваться зашлифовкой с наплавкой необходимого слоя металла для обеспечения необходимой прочности.

3.1.7. При производстве капитального ремонта трубопровода вырезке подлежат все дефекты, размеры которых попадают в Ш зону согласно рисунку 3.1, а также скопления каверн в виде сплошной сетки, вмятин, гофров и трещин любых размеров. Если ремонтируемый участок трубопровода в дальнейшем планируется эксплуатировать на проектных давлениях или близких к ним, замене должны подлежать все участки, ранее отремонтированные наплавкой металла или наваркой заплат.

3.1.8. После исправления дефектов необходимо провести гидроиспытания в соответствии с правилами исправления дефектов трубопроводов.

3.1.9. При определении остаточного ресурса в размеры расчетного сечения, ослабленного всеми видами дефектов, вводится только поврежденная часть участка трубопровода, начало которого принимается на расстоянии 2 - 3 мм от границ края дефектного участка. В случае трещин с засверленными концами расчетное сечение принимается от края отверстия.

3.1.10. Условия предельного состояния участка трубопровода, при котором его ресурс, в соответствии с фиксированными размерами дефектов, считается исчерпанным, определяются зависимостью:

$$L < 1{,}12\ B \sqrt{D_H \delta}, \qquad (3.1)$$

где L - (длина каверны дефектного участка), мм;
D_H - наружный диаметр трубопровода, мм;
δ - толщина стенки трубы, мм.

Коэффициент В в зависимости 3.1 вычисляют по формуле:

$$B = \sqrt{\left\{\frac{at/\delta}{1,1[t/\delta - 1,15(1,1-a)]}\right\}^2 - 1}, \qquad (3.2)$$

где $a = 1-P_0 H t_{k.max}/2\sigma_t\delta$; $t_{k.max}$ - максимальная глубина каверны, см; H - эквивалентная глубина заложения трубопровода с учетом типа грунта и толщины слоя воды над верхом трубы; σ_t - предел текучести материала трубы с учетом его старения, кг/см2; P_0 - плотность воды кг/см^3

3.1.11. Прочность трубопровода считается обеспеченной при коэффициенте относительной глубины дефекта $K_a = t_{k.max}/\delta$ меньше 0,12. При $K_a > 0,8$ рекомендуется немедленный ремонт трубопровода. В диапазоне величин $K_a = 0,8...0,12$ трубопровод будет находиться в неустойчивом равновесии и для оценки его состояния требуются специальные исследования.

3.1.12. Поверхностные дефекты оцениваются по их конфигурации и глубине проникновения в основной металл и не должны превышать допустимых величин для различных категорий участков трубопроводов согласно данным таблицы 3.1.

3.1.13. В расчетах остаточного ресурса при определении геометрических размеров несущих элементов трубопровода в рассматриваемом сечении должны быть учтены все виды дефектов и повреждений.

3.1.14. Для точного определения напряженного состояния участка трубопровода при оценке его остаточного ресурса целесообразно использовать количественные данные инструментальных методов измерения напряженно-деформированного состояния трубных конструкций (тензометрия, пьезометрия и т.д.) и результаты лабораторных испытаний образцов на прочность.

3.2. Характеристика дефектов механического происхождения

3.2.1. К дефектам механического происхождения относятся дефекты, возникающие вследствие статического и динамического воздействия на поверхность трубы твердого тела, а также в результате взаимодействия поверхности трубы с грунтом.

3.2.2. К основным дефектам механического происхождения, влияющим на прочность и долговечность труб и трубных изделий относятся царапины (риски) на внешней поверхности трубы, задиры, забоины, вмятины, лыски, гофры (см. рис. 3.2).

Таблица 3.1 Допустимые размеры поверхностных дефектов стенок трубопроводов, подлежащих ремонту *)

Наибольшая глубина дефекта в долях еденицы от толщины стенки трубопровода	Предельная ширина дефекта, мм	Допустимая длина дефекта, мм		
		Категории участка трубопровода		
		В	1 - П	Ш -1У
до 0,1	до 10	75	83	165
	10...15	68	75	160
	15...20	61	67	135
	20...25	53	59	120
	30...35	39	43	105
от 0,1 до 0,2	до 10	50	55	110
	10...15	42	47	95
	15...20	35	39	80
	20...25	27	31	65
	35...30	-	-	50
от 0,2 до 0,3	до 10	26	29	60
	10...15	19	21	45
	15...20	12	13	30
	20...25	-	-	15

*) В таблице использованы данные фондов ВНИИГАЗ 1983 г. "Классификация дефектов магистральных газопроводов при эксплуатации, а также результаты исследований ВНИИГАЗ за 1991 г. "Экспериментальные исследования труб с поверхностными дефектами".

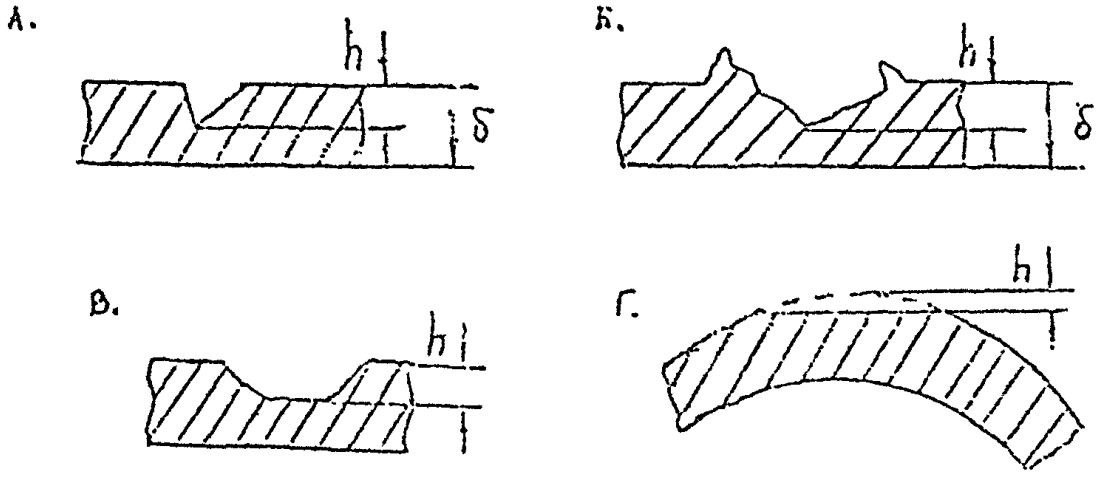

Рис. 3.2. Дефекты механического происхождения.
А. Царапины на внешней поверхности трубы. Б. Задир.
В. Забоина. Г. Лыски.

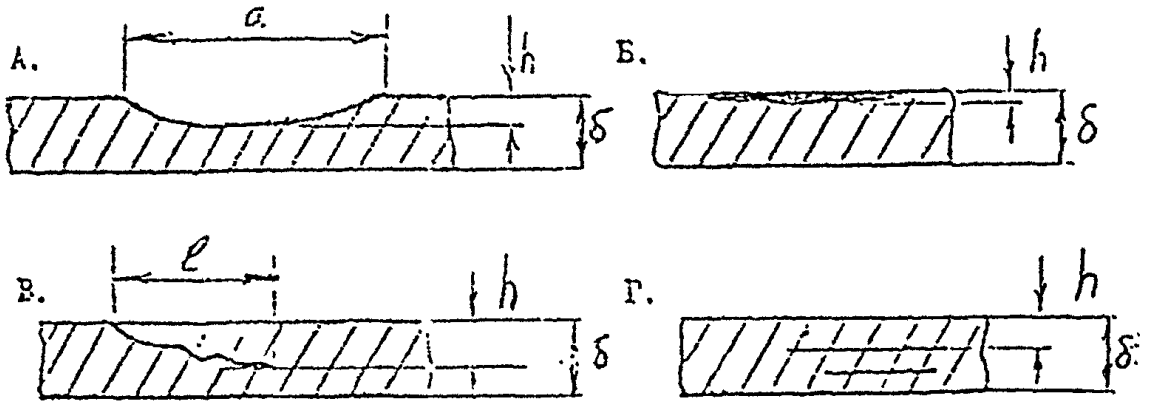

Рис. 3.3. Дефекты технологического происхождения.
А. Вмятина. Б. Включение. В. Трещина. Г. Расслоение – этот тип дефекта, выявленный дефектоскопией, должен быть удален, поскольку остаточный ресурс этого участка трубопровода практически исчерпан.

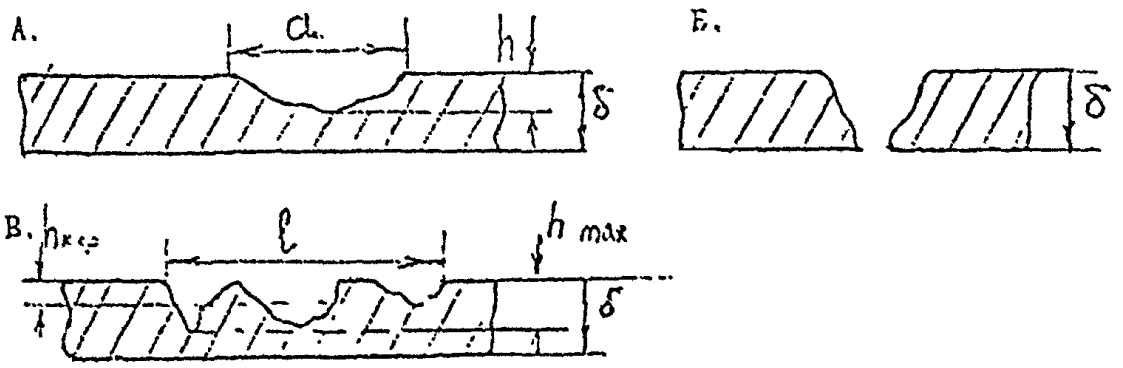

Рис. 3.4. Дефекты коррозионного происхождения.
А. Коррозионные язвы. Б. Коррозионные свищи. В. Линейная коррозия.

δ – толщина стенки трубы,
h – глубина дефекта,
a – ширина дефекта,
ℓ – длина поврежденного участка.

3.2.3. Оценка состояния дефектов механического происхождения осуществляется согласно требованиям раздела 3.1. Ресурс трубопровода с дефектами механического происхождения определяется по рекомендациям п.п. раздела 3.5.

3.3. Характеристика дефектов заводского технологического происхождения

3.3.1. К дефектам технологического происхождения относятся дефекты, возникающие при прокате или сварке труб и трубных изделий в заводских условиях и при их дальнейшей индустриальной обработке (термической, механической и др. видов работ) в технологическом процессе производства, осуществляемом до отправки продукции потребителю.

3.3.2. Основные дефекты технологического происхождения, влияющие на прочность и долговечность труб и трубных изделий (см. рис. 3.3) подразделяются на две основные группы:

- вмятины, царапины, закаты, трещины, задиры, забоины и т.д.;
- коррозия, раковины, окалина, расслоение, плены, инородные включения (загрязнения) и т.д. в структуре металла.

3.3.3. Учет дефектов технологического происхождения в оценке ресурса трубопровода выполняется по аналогии с требованиями раздела 3.1. и 3.5.

3.3.4. Отклонение размеров труб по наружному диаметру Dотк рассчитываются по формуле:

$$\Delta Dотк = D1 - D2, \qquad (3.3)$$

где D1 и D2 - фактический диаметр первой и второй стыкуемой трубы; Величина ΔDотк увязывается с величиной отклонения толщины стенки трубы $\Delta\delta$ и учитывается при определении качества сварки стыков двух труб (см. прил. 5).

3.3.5. Характеристики оценки состояния сварных соединений трубопровода по дефектам, определяемым визуальным и инструментальным методами при неразрушающем контроле представлены в приложении 5.

3.3.6. Оценка состояния заводских технологических стыков во всех трубных конструкциях производится на основании визуального осмотра и инструментального контроля за поверхностью, геометрической формой и размерами сварных соединений, как неразрушающими, так и, при необходимости, разрушающими методами контроля в соответствии с требованиями ВСН 012-88.

3.4. Характеристика основных коррозионных повреждений.

3.4.1. К коррозионным повреждениям, влияющим на ресурс трубопровода, относятся дефекты, возникающие в результате физико-механического, электрохимического и биологического воздействия на трубовод окружающей среды (атмосферное влияние - при прокладке трубоводов по надземной или наземной схеме; жидкостное - при прокке трубопроводов под водой; твердой среды - любой грунт, в кый проложен трубопровод), от механических примесей в транспортимой среде, от эксплуатационных операций по очистке внутренней ости трубы и т. д.

3.4.2. Основные дефекты коррозионного происхождения, влияющие прочность и долговечность труб подразделяются на две основные ппы:

- сплошная равномерная и неравномерная коррозия;
- локальная (местная) коррозия (см. рис. 3.4.).

3.4.3. Сплошная равномерная коррозия охватывает обширную похность металла трубы. При этом виде дефекта уменьшение толщины нки происходит равномерно (для данного момента времени).

При сплошной неравномерной коррозии скорость разъедания металла на различных участках различна, изменяется от минимальной до симальной.

3.4.4. Местная коррозия охватывает отдельные участки поверхнострубы. Она может реализоваться в форме язв, раковин (каверн) щей (точечных сквозных проржавлений).

3.4.5. Для магистральных трубопроводов наиболее опасным видом розионного разрушения являются каверны. Они представляют собой тные коррозионные повреждения металла трубы в виде отдельных кообразных раковин или групп раковин и имеют следующие особенти:

- каверны являются источниками концентрации напряжений в стенке бы (наибольшая концентрация напряжений происходит в местах максального утонения стенки коррозионными повреждениями);
- при расчете продолжительности эксплуатации участка трубопроа с коррозионной каверной следует учитывать, что математическое идание $M(t_{сл})$ и среднеквадратичное отклонение $\Delta(t_{сл})$ срока службы стка трубопровода увеличиваются в случае:

а) уменьшения размеров каверны при одном и том же рабочем давлении;
б) уменьшения рабочего давления при одном и том же размере каверны.

Содержание случаев а) и б) позволяют принимать организационные решения, изложенные в разделе 5.

3.4.6. Оценка состояния трубопровода по имеющимся характеристикам коррозионных дефектов определяется по рекомендациям разделов 3.1 и 3.5.

3.5. Расчет трубопровода по прочности с учетом дефектов и характеристик усталости

3.5.1. Расчет остаточного ресурса основывается на результатах натурных обследований и наблюдений за состоянием элементов трубопровода и их поведением в процессе эксплуатации, а также на данные лабораторных испытаний и диагностических исследований.

3.5.2. Анализ материалов натурных обследований должен осуществляться совместно с анализом записей журналов наблюдений Линейно-эксплуатационной службы или другой организационной структуры (в зависимости от местных условий) и предложений территориальных служб управления и эксплуатации трубопроводных транспортных систем.

3.5.3. Ресурс участка трубопровода определяется предельным состоянием его конструктивных элементов, при котором трубопровод перестает удовлетворять заданным эксплуатационным требованиям.

3.5.4. Для вычисления (установления) количественных значений остаточного ресурса вначале должен быть определен наиболее опасный отрезок трубопровода, ресурс которого принимается в качестве расчетнокритического состояния для всего участка трубопровода, а его характеристики определяющими для использования в методике расчета остаточного ресурса.

3.5.5. Расчет ресурса трубопровода определяется по данным диагностики физического состояния элементов и частей трубопровода с учетом комплексных измерений, апробированных методов обработки и интерпретации, дающими наиболее достоверную информацию для расчетов (например, радиометрия для диагностики сварных стыков, акустическая эмиссия для обследования локальных участков, весомость показателя измерений в оценке характеристик прочности, влияние дефектов и их сочетаний на прочностные характеристики, влияние дефектов на провоцирование отказов и т.д.)

3.5.6. Пространственное положение участка трубопровода (искривления, прогибы, перегибы и т.д.) должны учитываться в оценке напряженного состояния.

3.5.7. Ресурс участка трубопровода по прочностным и усталостным характеристикам определяется по следующей основной схеме.

3.5.7.1. Общие положения

А. Определение расчетной температуры:

3.5.7.1.1. При расчетах ресурса трубопровода физические и механические характеристики сталей следует определять по данным фактически измеренным при эксплуатации максимальным и минимальным температурам, принимаемым за расчетную величину с поправочным коэффициентом Kt, равным 1.10.

3.5.7.1.2. Расчетную температуру стенки трубопровода можно принимать равной фактической температуре транспортируемого вещества, устанавливаемой по статистическим данным с учетом режимов работы трубопровода (перекачка, остановка) и взаимодействия конструкций трубопровода с окружающей средой (грунт, воздух и др.).

Б. Расчетные нагрузки:

3.5.7.1.3. В задачах по определению ресурса расчет на прочность элементов трубопроводов следует производить по фактическим нагрузкам и воздействиям, существующим или могущим возникнуть при эксплуатации объектов трубопровода, с последующей проверкой на действие дополнительных нагрузок (постоянных и временных) с учетом вероятности их возникновения, а также с проверкой на выносливость элементов трубопровода, работающего знакопеременными нагрузками.

3.5.7.1.4. Расчетное внутреннее давление принимается равным максимальному фактическому эксплуатационному давлению за рассматриваемый (расчетный) период с коэффициентом надежности Y для газопроводов равным 1,05, а для нефтепроводов и нефтепродуктопроводов- 1,1.

3.5.7.1.5. Расчетные дополнительные нагрузки и соответствующие им коэффициенты перегрузок (коэффициент надежности по нагрузке) рекомендуется принимать по данным наблюдений службы эксплуатации объектов трубопроводного транспорта, в том числе по результатам специальных исследований, или по рекомендациям п.п. СНиП 2.01.07-85, НиП 2.04.12-86 и СНиП 2.05.06-85 с поправочным коэффициентом 0.9.

Для дополнительных нагрузок, не приведенных в этих документах, коэффициент перегрузки Кп следует принимать равным 1,10. Коэффициент перегрузки для внутреннего давления Кп. в. д. рекомендуется принимать:

- для конкретного расчетного случая по данным натурного обследования Кп. в. д. = 1.0;

- для прогнозируемой ситуации с учетом вероятности перегрузок Sп в следующих сочетаниях: при Sп > 0,9 коэффициент Sп. в. д. = 1,00; при Sп = 0,7... 0,9 - Кп. в. д. = 0,95; при Sп = 0,5... 0,7 - Кп. в. д. = 0,90 и при Sп < 0,5 значение коэффициента перегрузки для внутреннего давления Кп. в. д. = 0,85.

В. Проверка прочностных характеристик стенки трубопровода

3.5.7.1.6. Расчетные (допускаемые) напряжения [б] при расчете элементов и соединений действующих (эксплуатируемых) трубопроводов на статическую прочность по пределу текучести Rl и временному сопротивлению Rb следует определять согласно зависимости

$$[б] = \min\left[\frac{Rl\ m}{Kl.м\ Kl.н}; \frac{Rb\ m}{Kb.м.\ Kb.н}\right], \qquad (3.4)$$

где Kl.м, Kb.м - коэффициенты надежности по материалу для труб, изготовленных из соответствующих марок стали (малоперлитовой, нормализованной, низколегированной и т. д.) или в зависимости от конструктивного исполнения труб (бесшовные, прямошовные и т. д.) согласно данным табл. 9 и 10 СНиП 2.05.06-85, используемых с поправочным коэффициентом 0.9;

Kl.н, Kb.н - коэффициенты надежности по назначению трубопровода (нефть, газ, нефтепродукты), в зависимости от диаметра трубопровода и внутреннего давления (см. таб. 11 СНиП 2.05.06-85);

m - коэффициент условий работы трубопровода различных классов и категорий, принимаемых согласно данным табл. 3.2.

3.5.7.1.7. Используемые в вычислениях остаточного ресурса расчетные значения напряжений для марок стали, указанных в ГОСТ 356-80, следует определять с учетом поправок на температурные состояния трубной стали по формуле:

$$[бt] = [б]\ At, \qquad (3.5)$$

[б] - принимается согласно требований п. 3.5. 1.6;
At - коэффициент, учитывающий изменения прочностных характеристик стали при низких (ниже 0^С) и высоких температурах (более 200 С).

блица 3.2. Коэффициенты условий работы м для трубопроводов разного класса и категории при расчете прочностных характеристик в ачах по определению остаточного ресурса

Транспортируемые вещества	Коэффициенты условий работы m для трубопроводов различных категорий		
	В, 1	П, Ш	IV
а. Первый класс - магистральные газопроводы; б. I - II классы - магистральные нефтепроводы.			
зы всех групп, сжиженные газы вещества группы А	0,85	0,90	0,95
щества группы Б и В, кроме газов фть и нефтепродукты	0,90	0,95	0,90
а. Второй класс - магистральные газопроводы; б. Ш - IV классы - магистральные нефтепроводы.			
зы всех групп, сжиженные газы вещества группы А	0,90	0,95	1,00
щества группы Б и В, кроме газов фть и нефтепродукты	0,95	1,00	1,00

пы транспортируемых веществ, класс и категории трубопроводов няты согласно СНиП 2.05.06-85 и пособия по расчету на прочность ических стальных трубопроводов на давление до 10МПа (к СН 527- что является проектом СНиП 2.04.12 и СНиП 2.05.06-85

Г. Коэффициенты для оценки прочности конструкций труб со сварными швами или отверстиями.

3.5.7.1.8. При расчетах элементов, имеющих отверстия d или сва- е швы w, следует учитывать коэффициент конструкционной прочности принимаемый равным наименьшему из значений fd и fw:

$$f = \min [fd, fw]. \qquad (3.6)$$

3.5.7.1.9. При расчете бесшовных элементов без отверстий слет принимать г = 1,0.

3.5.7.1.10. Коэффициент прочности сварного шва γ_w принимается равным 1,0 при 100%-ном контроле сварных швов неразрушающими методами и 0,8 - во всех остальных случаях. Допускается принимать другие значения γ_w с учетом условий эксплуатации и показателей качества элементов трубопроводов. В частности, для трубопроводов жидких веществ группы В категории IV допускается принимать $\gamma_w = 1,0$ для всех случаев.

Д. Расчетная и номинальная толщина стенок элементов.

3.5.7.1.11. Расчетную толщину стенки δ_r элемента трубопровода следует вычислять по формуле:

$$\delta_r = \delta_\phi - \Delta\delta, \qquad (3.7)$$

где δ_ϕ - толщина стенки трубы в момент исследования остаточного ресурса трубопровода на неповрежденном участке;

$\Delta\delta$ - потери толщины в стенке трубы от коррозии и др. дефектов в расчетном сечении.

3.5.7.1.12. Потери толщины стенки трубы определяются по формуле

$$\Delta\delta = \Delta\delta_1 + \Delta\delta_2 \qquad (3.8)$$

где $\Delta\delta_1$ - глубина коррозии, поверхностный дефект, износ и т.д.;

$\Delta\delta_2$ - технологические дефекты при изготовлении трубы.

Е. Проверка на выносливость

3.5.7.1.13. Проверку на выносливость $N_\phi < N_\delta$ следует производить по фактическому числу полных циклов изменения давления в трубопроводе N_ϕ с учетом величины безопасного числа циклов нагружения N_δ при условии:

$$\sigma > 1/3[\sigma a]; \quad \sigma a_{eq} < [\sigma a], \qquad (3.9)$$

где σa - допускаемая амплитуда напряжения;

σa_{eq} - амплитуда эквивалентного напряжения.

Допускаемую амплитуду напряжений в зависимостях 3.10 следует определять по формулам:

для трубопроводов из углеродистой и легированной неаустенитной сталей

$$[\sigma a] = 84/\gamma \left(1 + 1200\, N_0^{-0,533}\right)^{0,625}; \qquad (3.10)$$

для трубопроводов из аустенитной стали

$$[\sigma a] = 120/\gamma(1 + 1000\ No^{-0,533})^{0,625} \qquad (3.11)$$

Величину [σа] следует определять при расчетном числе полных циклов нагружения - Nор, равном фактическому числу циклов нагружения Nоф, вычисленных по формуле

$$Nop = N\sigma o + \sum_{i=1}^{n} \left[\frac{\left(\frac{3\Delta Pi\sigma}{P\sigma o}\right)^{1,6} - 1}{\left(\frac{3o}{\sigma o}\right)^{1,6} - 1} \right]^{1,875} Nopi, \qquad (3.12)$$

где Nσo - число полных циклов нагружения трубопровода под воздействием внутреннего давления от 0 до Р и дополнительных нагрузок;

n - число уровней изменения нагрузок;

ΔPi - размах колебаний нагрузки (давления);

σ - расчетное статическое напряжение;

Р - внутреннее давление;

σo - предел выносливости; σo = 168/γ - для углеродистых и низколегированных сталей, σo = 240/γ - для аустенитных сталей;

Nopi - число циклов нагружения с размахом (амплитудой) колебания давления ΔP_i;

$\gamma = m$ - коэффициент надежности (условий работы) согласно табл. 3.2.

3.5.3.1.14. Безопасное число полных циклов нагружения трубопровода определяется по формуле

$$No = 1,05 \{ Nop + \sum_{i=1}^{n} \left[\frac{(\sigma aei/\sigma ao)^{1.6} - 1}{(\sigma aeq/\sigma ao)^{1.6} - 1} \right]^{1,875} Noi \}, \qquad (3.13)$$

где Nop - полное число циклов нагружения с амплитудами эквивалентных напряжений σaeq;

n - количество ступеней амплитуд эквивалентных напряжений σaei с числом циклов Noi;

σao - предел выносливости принимается равным 84/γ для углеродистой неаустенитной стали и 120/γ - для аустенитной;

σaeq - тоже, что и в формуле 3.9;

σaei - амплитуда эквивалентного напряжения при i-ой ступени нагружения.

2. Трубы под внутренним давлением

А. Расчет допустимого давления

3.5.7.2.1. Расчетное (допустимое, безопасное) давление в трубе Pp следует определять по формулам, принимая минимальные их значения:

$$Pp = \frac{2fKi[\sigma]\delta r}{Dн - \delta r}, \qquad (3.14)$$

или

$$Pp = \frac{2\delta r[\sigma]}{Ki\ (Dн - 2\delta r)}, \qquad (3.15)$$

где f - коэффициент согласно требованиям п. п. 3.5.7.1.9(10,11);
Ki - коэффициент надежности согласно требованиям п. 3.5.7.1.6;
[σ] - фактическое допустимое напряжение в металле трубы с учетом старения и др. факторов согласно лабораторным исследованиям или данным расчета по формуле 3.4;
Dн - наружный диаметр трубы;
δr - расчетная толщина стенки трубы согласно формуле 3.7.

3.5.7.2.2. Условное давление Py можно вычислить по формуле

$$P = \frac{2fKi[\sigma t]\delta r}{Dн - \delta r}, \qquad (3.16)$$

где [σt] - расчетное напряжение с учетом температурного состояния материала трубы.

Б. Вычисление расчетного (безопасного) напряжения

3.5.7.2.3. Расчетное напряжение σ от внутреннего давления, приведенное к нормальной температуре, следует вычислять по формуле

$$\sigma = \frac{KifP[Dн-(\delta-\Delta\delta)]}{2Kt(\delta-\Delta\delta)} \qquad (3.17)$$

и

$$б = \frac{KifPI Dн-2(\delta-\Delta\delta)]}{2\delta} \qquad (3.18)$$

В. Определение необходимой толщины стенки трубы.

3.5.7.2.4. Для безопасной работы трубопровода при давлении Р счет толщины стенки трубы осуществляется по формуле:

$$\delta r = \frac{PDн}{2f[б]+P} \qquad (3.19)$$

и

$$\delta r = \frac{Ki\ P\ Dн}{2([б]+KiP)} \qquad (3.20)$$

3.6. Расчет остаточного ресурса по энергетическим параметрам с примером расчета.

3.6.1. Ресурс участка трубопровода по энергетическим характеристикам (учет снижения ударной вязкости и изменений в структуре основного конструкционного материала) осуществляется следующим образом.

3.6.2. В качестве характеристики повреждений основного металла [illegible] трубопроводов, выполненных из конкретной группы ста- принимается экспериментально-теоретический параметр $П(\tau)$, определяемый в соответствии с продолжительностью эксплуатации τ, в го- х, согласно упрощенной формуле

$$\tau кр = 10^{-3} \times П(\tau) \backslash Ко, \qquad (3.21)$$

е Ко - расчетный коэффициент, принимаемый для следующих случаев:
Ко = 8.151 - при накоплении повреждений только вдоль оси трубопровода;
Ко = 9,151 - для случая накопления повреждений в поперечном правлении;
Ко = 10.9 - для общего случая накопления деформаций в материале убопровода.

3.6.3. При переходе от эксплуатации трубопровода с одного рабочего давления на другое накопление деформаций определяют по графикам рис. 3.5, где учитывается изменение скорости накопления повреждений и соответственно остаточный ресурс работы металла.

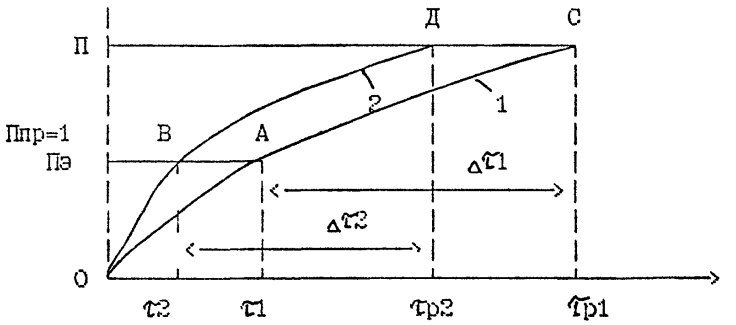

Рис. 3.5. Схема (график) изменения скорости накопления деформаций трубопровода и его остаточного ресурса: 1 - при рабочем давлении P1; 2 - тоже при P2.

Так, если эксплуатация идет при давлении P1 (см. рис. 3.5), то накопление повреждений определяется кривой ОАС. При работе длительностью τ материал накопит поврежденность Пэ, тогда остаточный ресурс работы до разрушения составит $\Delta\tau 1$. При работе с давлением P2, в течение времени $\tau 2$ накопление повреждений будет идти по кривой ОВД и тогда остаточный ресурс будет равен $\Delta\tau 2$.

3.6.4. Скорость накопления поврежденности $d\Pi/d\tau$ при работе на давлении P может быть установлена из выражения

$$\frac{\left(\frac{d\Pi}{d\tau}\right)_2}{\left(\frac{d\Pi}{d\tau}\right)_1} = \frac{P2}{P1} = \frac{\sigma''}{\sigma'} \qquad (3.23)$$

где $(d\Pi/d\tau)1$ - скорость накопления повреждений при работе с давлением P1, которая считается известной;

σ' и σ'' - тангенциальные напряжения (в кольцевом направлении) в стенке трубы при давлениях соответственно P1 и P2; значения этих напряжений находятся по котельной формуле.

3.6.5. Остаточный ресурс работы существенно зависит от уровня итической поврежденности Пкр. Для участков магистральных трубопроводов, проходящих через населенные пункты, вблизи железных и автодорог и других мест, где отказ может привести к серьезным последствиям, надежность основного металла принимается равной 0,999 вероятность разрушения 0,001). Такому значению надежности будет ответствовать уровень критической поврежденности Пкр = 0,3.

3.6.6. Получив экспериментальные данные по механическим характеристикам на разрыв и ударную вязкость определяем зависимость П1 для рабочего давления Р1 (согласно п. 3.6.2). Тогда при условии, что трубопровод будет в дальнейшем эксплуатироваться при давлении Р1 и с принятым уровнем Пкр = 0,3 находим П(1). В этом случае аточный ресурс металла составит $R\tau_{кр} = \tau_{кр} - \tau_э$.

При переходе на другое рабочее давление получается следующее отношение

$$\left(\frac{d\Pi}{d\tau}\right)_2 = \left(\frac{d\Pi}{d\tau}\right)_1 \cdot \frac{P2}{P1} \qquad (3.24)$$

3.6.7. Для участков трубопроводов, эксплуатируемых вдали от населенных пунктов Пкр принимается равным 0,4.

мер расчета остаточного ресурса эксплуатируемого трубопровода.

а д а ч а А. Определить ресурс трубопровода из труб Ст. 17ГС для дующих условий:

1. Срок эксплуатации от момента пуска.....25 лет;
2. Рабочее давление 75 кг/см2;
3. Расчетный уровень критической поврежденности (Пкр).....0,3.

ение задачи:

а. Согласно соотношению $\Pi(\tau) = 10.9 \times 10\ \tau_{кр}$ при заданном П(кр) 3 получим $\tau_{кр}$ = 27,5 лет;

б. Тогда остаточный ресурс надежности работы трубопровода для" ериала трубы составит $R\tau_{кр}$ = 27,5 - 25 = 2,5 года.

ача Б. Те же условия при заданном уровне критической повреждаети П(кр) = 0,4, т.е. для вероятности разрушения 0,005.

ение задачи:

а. Критическое время эксплуатации $\tau_{кр}$ = 36 лет;

б. Остаточный ресурс $R\tau_{кр}$ = 36 - 25 = 11 лет.

3.7. Расчет остаточного ресурса по предельному состоянию с учетом цикличности и агрессивности среды

3.7.1. Под остаточным ресурсом с учетом цикличности и агрессивности среды понимается прогнозируемый срок безопасной эксплуатации трубопровода при заданных (или задаваемых) параметрах функционирования его основных элементов и требуемого уровня надежности.

С этой целью для рассчитываемого участка трубопровода выбирают предельные параметры эксплуатационного нагружения и определяют фактические характеристики физико-механических свойств материала труб и сварных стыковых соединений.

Расчет остаточного ресурса состоит из следующих основных этапов:

- анализ эксплуатационного нагружения с целью выбора расчетного (модельного) нагружения;
- определение характеристик материала участка трубопровода с учетом агрессивности среды (внутренней и внешней);
- расчет ресурса участка трубопровода по параметрам нагружения и фактического состояния несущих конструкций с учетом старения материала и дефектов (существующих и прогнозируемых);
- комплексная оценка ресурса с учетом возможных изменений нагрузок, пространственного положения и прогнозируемого состояния.

3.7.2. При расчете прогнозируемого срока эксплуатации используется техническая документация на трубы и детали, хранящаяся в службе эксплуатации, данные о фактических механических характеристиках материалов (сталей), использованных при их изготовлении и на расчетный период. Параметры эксплуатации рассматриваемого участка позволяет определить его фактическое нагружение, степень агрессивности внешней и внутренней сред, конкретное состояние стали в конструкциях трубопровода на обследуемый период.

Под остаточным ресурсом конкретного трубопровода (элемента данного участка) to понимается срок его службы от рассматриваемого периода эксплуатации до наступления предельного состояния (потери герметичности) под действием фактического механического нагружения и физико-химического воздействия с учетом агрессивности среды.

Параметры нагружения и среды определяются по соответствующим условиям эксплуатации данного участка за время tэ, равное прогнозируемому сроку его службы.

3.7.3. При определении величины остаточного ресурса to участка трубопровода, состоящего из значительного числа трубных плетей и соединительных деталей, целесообразно провести контрольные обследования и испытания на некоторых перегруженных или ослабленных коррозиями участках. Уточнение величины индивидуального остаточного ре-

рса tu достигается использованием значений следующих параметров
ного участка трубопровода:

- механических свойств, полученных при соответствующих испыта-
ях образцов, вырезанных из некоторых элементов участка;
- спектральных свойств фактических эксплуатационных нагрузок и
здействий за прогнозируемый срок службы t;
- значений коэффициентов концентраций напряжений в основных эле-
нтах конструкций, полученных при экспериментальном изучении ее
ряженно деформированного состояния под воздействием характерных
эксплуатации нагружений;
- технического состояния внутренней и внешней поверхностей тру-
роводов после эксплуатации в течение срока его службы ;
- отказов, зафиксированных в течение срока службы t рассматри-
емого участка.

3.7.4. Целесообразно осуществлять ускоренные эквивалентные ис-
тания некоторых элементов трубопроводов для уточнения характерис-
ки остаточного ресурса конструкции для прогнозирования долговеч-
сти с использованием фактических данных по эксплуатационным
грузкам и воздействиям, механическим свойствам материала данной
нструкции и результатам экспериментально-теоретического определе-
я напряженно-деформированного состояния основных элементов.

3.7.5. Оценку долговечности элементов магистральных трубопрово-
в проводят с помощью полигармонической (трехчастотной) модели наг-
жения:

$$\sigma_{ij}(X) = \hat{\sigma}_{ij,m}\, h(X) + \sum_{k=1}^{K} \sigma_{ij,a,k} \cos(2\pi\omega_k X + \hat{\theta}_k),\quad X \in [0,t], \qquad (3.25)$$

где $\hat{\sigma}_{ij,m}$; $i,j = 1,2$ - математическое ожидание случайного процесса;

$\hat{\sigma}_{ij,a,k}$; $\hat{\theta}_k$; $i,j=1,2$ - некоррелированные случайные величины, статистики которых могут быть найдены по нескольким реализациям нагружения в течение достаточно представительного срока эксплуатации трубопровода.

Амплитудно-частотная характеристика эксплуатационного нагруже-
различных участков обвязочных и технологических трубопроводов
ержится в таблице 3.7.1.

3.7.6. Прогнозируемый (нормативный) срок службы элементов тру-

Таблица 3.7.1

Наименование участков трубопровода	$\frac{\hat{\sigma}m}{\hat{\sigma}a,1}$	$\frac{\hat{\sigma}a,2}{\hat{\sigma}a,1}$	$\frac{N2}{N1}$	$\frac{\hat{\sigma}a,3}{\hat{\sigma}a,1}$	$\frac{N3}{N1}$
Обвязочный трубопровод КС с центробежными ГПА	5÷10	0,5÷0,8	10÷30	0,2÷0,45	100÷200
Обвязочный трубопровод КС с поршневыми ГПА при установке ресиверов	4÷8	0,5÷0,8	10÷30	0,2÷0,45	100÷400
Обвязочный трубопровод КС с поршневым ГПА без установки ресиверов	3÷6	0,8÷1,0	20÷40	0,2÷0,5	100÷400
Технологический трубопровод НПС с подключенной емкостью	3÷6	0,4÷1,0	10÷20	0,1÷0,3	100÷200
Нагнетательные трубопроводы, идущие по территории КС и НПС с подключенной емкостью и примыкающие к ним в пределах расстояний, указанных в СНиПе "Магистральные трубопроводы"	5÷10	0,5÷0,8	10÷20	0,2÷0,45	50÷150
Технологические трубопроводы НПС без подключенной емкости	2÷5	0,7÷1,0	10÷20	0,3÷0,6	80÷200
Нагнетательные трубопроводы, идущие по территории НПС без подключенной емкости.	2÷5	0,5÷0,8	10÷30	0,2÷0,5	100÷400
Магистральный газопровод	15÷20	0,5÷0,8	10	0,2÷0,4	100
Магистральный нефтепровод	5÷10	0,8÷1,0	10	0,2÷0,5	100

опровода находится как решение следующего уравнения

$$M(t) = K1м\ K1н/б1F(d), \qquad (3.26)$$

де $d = б2 / б1$,

$F = F(d)$ - функция напряженного состояния;

б1,б2 - максимальные значения компонент номинального нагружения в течение срока службы конструкции;

К1м - коэффициент надежности по статической прочности материала;

К1н - коэффициент надежности по назначению конструкции.

В СНиПе "Магистральные трубопроводы" $F(a) = 1$ при $0 < d < 1,0$, о в некоторых случаях не идет "в запас прочности".

3.7.7. Для определения остаточного ресурса участок трубопровода збивается на определенное число его конструктивных элементов рубная плеть, тройниковое соединение с присоединенными трубными етями, отвод (колено) с присоединенными участками труб и т. п.). лее с помощью любой универсальной или специализированной програм- по определению перемещений в статически-неопределимых пространенных стержневых системах находятся компоненты моментов и усилий торцах конструктивных элементов и по их значениям компоненты нап-жении, значения фактических нагрузок и воздействий в конкретных ловиях эксплуатации трубопровода. Затем проводится оценка индиви-ального ресурса каждого из t_i конструктивных элементов, где i - щее количество элементов из которых состоит участок трубопровода.

3.7.8. Значения индивидуального ресурса i-ого элемента тру-провода t_i находятся методом последовательных приближений по сле-ющей зависимости:

$$\frac{б_{m}^{i}}{б_{дл}(t_i)} + \sum_{k=1}^{k_i} \frac{б_{a,k}^{(i)}}{n_к б_{-1}(w_к^i, m_к w_к^i t_i, k_t, k_б)} = б_m / n_0 б_{дл}(t) + \sum_{k=1}^{k} б_{a,k} / [n_к б_{-1}(v_к^i, m_к v_к^i t, k_t, k_б)] \qquad (3.27)$$

де $б_m^i$, $б_{a,k}^i$; $k=1,\ldots,ki$ - среднее значение и k-ая амплитуда интенсивности напряжений, соответствующие фактическому эксплуатационному нагружению данного участка трубопровода

течение срока службы;

$б_m$, $б_{a,k}$; k=1,...,k_i - среднее значение и k-ая амплитуда интенсивности напряжений при расчетном нагружении, характеризующем эксплуатационное нагружение всей генеральной совокупности трубопроводов данной категории, их величины должны быть заданы соответствующими нормативными или инструктивными документами (см. табл. 3.7.1);

n, m; k=1...,k_i - коэффициенты надежности по соответствующим гармоникам нагружения;

n, v; k=1,...,k_i - коэффициенты надежности по соответствующим гармоникам нагружения, учитывающие количество отказов аналогичных элементов gi в течение срока службы t, $n = n(gi)$, $m = m_k(gi)$;

$б_{дл}$, $б_{-1}$ - расчетные пределы длительной и усталостной прочности элементов трубопровода, являющиеся квантилями порядка P случайных пределов для элементов данного вида и данной марки стали;

$б^i_{дл}$, $б^i_{-1}$ - пределы длительной и усталостной прочности элементов данного участка трубопровода, определенные на образцах и элементах, вырезанных из данного участка, либо скорректированные по данным временного сопротивления и предела текучести стали, указанных в сертификатах труб и соединительных деталей данного участка.

Допускается определять значения:

$б^i_{дл}$ по зависимости $б_{дл} = б_{дл}(ti)$;

$б^i_{-1}$ по соотношению $б_{-1} = б_{-1}(w^i_k, m^i_k w^i_k t_i, Kt, Kб)$.

В результате расчета находится приближенная зависимость остаточный ресурс - протяженность участка, позволяющая принять обоснованное решение о его дальнейшей эксплуатации или частичной (полной) реконструкции.

3.7.9. Индивидуальный ресурс данного участка трубопровода определяется по следующему соотношению:

$$\left(\frac{\hat{\sigma}_m}{\hat{\sigma}_{a,1}}\right)\frac{1}{\sigma_{дл}(tu)} + \frac{1}{\sigma_{-1}(N1, mN1tu, K\sigma, Kt)} + \left(\frac{\hat{\sigma}_{a,2}}{\hat{\sigma}_{a,1}}\right)\frac{1}{\sigma(N2, mN2tu, K\sigma, Kt)} + \left(\frac{\hat{\sigma}_{a,3}}{\hat{\sigma}_{a,1}}\right)\frac{1}{\sigma_{-1}(N3, mN3tu, K\sigma, Kt)} = \frac{10 \cdot K1 \cdot Kn}{m}, \qquad (3.32)$$

m, K1, Kn - коэффициенты надежности согласно нормальных требований по СНиП 2.05.06-85 "Магистральные трубопроводы" (смотри таблицу 9 - 11);

$\sigma_{дл}$ - предел длительной прочности, учитывающий уровень агрессивности среды и наличие механических и коррозионных дефектов;

σ_{-1} - предел циклической прочности, отражающий уровень агрессивности среды и наличие механических и коррозионных дефектов;

$\hat{\sigma}_m$, $\hat{\sigma}_{a,1}$, $\hat{\sigma}_{a,2}$, $\hat{\sigma}_{a,3}$ - параметры нагружения принимаются по табл. 3.7.1 либо находятся по данным статистических наблюдений характеристик внутреннего давления перекачиваемой среды в течении срока эксплуатации.

Алгоритм расчета по соотношениям, приведенным в этом разделе, ализован в виде программы расчета на ПЭВМ "Индивидуальный ресурс остаточный ресурс участка трубопровода" ("Ресурс-92"), приведен в приложении 6.

Приведенная в разделе 3.7 и Приложении 6 методика и программа ссматриваются как основа методического и программного обеспечеи экспертной системы по оценке индивидуального остаточного реса участка трубопровода. Эта система должна быть использована к базовая в системе управления КС и МПС, а также в пакете прогмм по прогнозированию объемов капитального ремонта и реконструкй Единой системы газо- и нефтепроводов.

4. АЛГОРИТМ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА И ТРЕБОВАНИЯ К ЕГО АВТОМАТИЗИРОВАННОМУ СЧЕТУ.

4.1. Расчет остаточного ресурса участка трубопровода определяется в два этапа.

На первом этапе по рекомендациям разделов 2 и 3 настоящей методики выделяются участки с высокой вероятностью отказа, определяемые по совокупности параметров, влияющих на ресурс различных видов воздействия (срок эксплуатации, грунтовые условия, наличие дефектов, состояние материала труб, агрессивность транспортируемого продукта, уровень функционирования защитных мероприятий и т. д.).

На втором этапе выполняется непосредственный расчет остаточного ресурса конкретного участка трубопровода по рекомендациям пунктов 3.5, 3.6, 3.7.

4.2. Алгоритм расчета остаточного ресурса принимается следующим:

- на исследуемом участке трубопровода выделяется один или несколько наиболее опасных элементов (зон), для которых выполняется расчет остаточного ресурса;
- определяется класс ответственности участка трубопровода согласно требованиям ГОСТ 27751-88;
- определяются элементы и детали трубопровода (в том числе подводного участка), с учетом характеристик которых намечается рассчитывать ресурс участка трубопровода;
- устанавливаются фактические характеристики материала исследуемого элемента трубопровода (звено трубы, стык продольный, поперечный, врезка из труб или фасонного металла и т. д.) с учетом старения (структурные изменения) в конструкционных материалах и наличия в них изъянов, влияющих на прочностные характеристики;
- определяются точные размеры рассчитываемых элементов в наиболее слабом месте с учетом, обнаруженных в них дефектов;
- составляются варианты расчетных схем (моделей) с учетом фактических эксплуатационных и расчетных нагрузок (воздействий), а также в соответствии с условиями ожидаемых параметров эксплуатации в прогнозируемом периоде (P, Nф, Fy, ι, и т. д.);
- определяются поправочные (корректирующие) коэффициенты надежности и безопасности работы конструкций, включая следующие основные:

а) коэффициенты класса надежности элементов трубопровода, Sэ.тр;

б) коэффициент прочности конструктивных элементов (конфигурация, наличие отверстий, сварные соединения, процесс старения и т. д.), Fф, Fd, Fw, Fe ...;

в) коэффициент характеризующий "добротность" металла Di;

г) показатель скорости накопления повреждений dП/di;

д) параметр уровня критической поврежденности П(i).

- устанавливается расчетная температура стенки трубопровода и других несущих элементов для использования в расчетах по первому предельному состоянию;

- устанавливаются расчетные нагрузки и воздействия, используемые в вычислениях остаточного ресурса;

- выполняются расчеты по первому и второму предельным состояниям в соответствии с п.п. строительных норм и правил, пособий и инструкций, посвященных вопросам прочности и устойчивости исследуемых элементов трубопровода, с учетом эквивалентных напряжений;

- выполняется расчет допускаемого напряжения;

- определяется допускаемое давление при известной толщине стенки трубопровода с учетом износа или толщина стенки трубопровода (напряженное состояние, хрупкость и т.д.) по вероятностным значениям величины давления в процессе эксплуатации;

- выполняется расчет (проверка) элементов трубопровода на выносливость с учетом осуществленных, на момент расчета, циклов изменения напряжений (нагрузок) и вибраций в несущих конструкциях трубопровода, в том числе за период эксплуатации объекта, для включения результатов этих расчетов в сводные показатели оценки остаточного ресурса;

- определяется скорость накопления повреждаемости труб по энергетическим характеристикам;

- вычисляется остаточный ресурс по рекомендациям раздела 3.6;

- определяется ресурс участка трубопровода по рекомендациям раздела 3.7. главы 3.

4.3. По результатам расчетов остаточного ресурса определяется оптимальный, для эксплуатационных задач, путь вывода участка трубопровода из предаварийной ситуации по рекомендациям главы 5.

5. РЕКОМЕНДУЕМЫЕ СХЕМЫ И СПОСОБЫ ВЫВОДА УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА В РЕМОНТ ИЛИ В РЕЖИМ БЕЗАВАРИЙНОЙ РАБОТЫ

5.1. Схемы и способы вывода участка трубопровода в ремонт должны выбираться из конкретных условий эксплуатации и значимости участка в системе топливного обеспечения.

5.2. Наиболее оптимальным способом ремонта поврежденных участков должен быть такой, при котором перерыв в эксплуатации будет минимальным или вообще исключен. Для нефтепродуктопроводов эффективным является восстановление его технических характеристик без остановки транспорта по методу фирмы "T. D. Williamson".

5.3. При капитальном ремонте одно-двухниточных трубопроводов наилучшим способом является ремонт без остановки транспорта газа с применением оборудования и технологии фирмы Т. Д. Вильямсон, позволяющей врезать параллельно ремонтируемому участку байпасную линию, по которой временно производится транспортировка газа. После завершения ремонтно-восстановительных работ отремонтированный участок, также без остановки транспорта, снова включается в работу.

5.4. На многониточных системах, когда отключение одного из участков нитки трубопровода практически не сказывается на производительности системы, ремонтные работы целесообразно проводить в траншее с подкопкой под трубу (если имеются данные внутритрубной дефектоскопии), или на бровке траншеи со снятием изоляционного покрытия и осмотром тела трубы на рассматриваемом участке.

5.5. При отсутствии оборудования типа фирмы Т. Д. Вильямсон наиболее оптимальным способом ремонта на одно-двухниточных газопроводах является прокладка параллельной нитки и замена ею ремонтного участка.

5.6. Если невозможно вывести участок трубопровода из эксплуатации (в случае одиночных дефектов), рекомендуется применять при ремонте муфты с использованием уплотняющих наполнителей: эпоксидной смолы, цементного раствора, резины.

5.7. В случае невозможности проведения ремонтных работ участка рабочее давление необходимо снизить до уровня, который может обеспечить безопасность его эксплуатации. Допустимое давление Рд определяется из следующего выражения:

$$P_Д = Kt\ Pp \frac{1 - 2h/3\delta}{1 - 2h/3\delta \sqrt{A^2 + 1}} \qquad (5.1)$$

де $A = 0{,}893\sqrt{\frac{L}{D}}$, которая не должна превышать 4;

L - длина дефекта, мм;
h - глубина дефекта, мм;
δ - толщина стенки трубопровода, мм;
D - наружный диаметр трубопровода, мм;
Pp - установленное рабочее давление в начальный период эксплуатации кг/см^2;
Kt - коэффициент, зависящий от времени t эксплуатации трубопровода, определяемый согласно сводке.

Продолжительность эксплуатации, t, лет	Значение коэффициента Kt
до 10	1,1
10 - 20	0,9
20 - 30	0,7
> 30	0,5

Для значений A, больших 4, $P_Д = Kt\ Pp(1 - h/\delta)$ с учетом, что $P_Д$ должно превышать Pp.

5.8. Все виды дефектов, за исключением вмятин и гофр подлежат монту зашлифовкой по критериям допускаемых дефектов (см. табл. 3.1).

5.9. Дефекты в виде гофр и вмятин (кроме допускаемых гофр для тых кривых) устраняются полной заменой дефектного участка трубы.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1. Требования, предложения и рекомендации проекта "Методики оценки остаточного ресурса участка трубопровода" обеспечивают заданный уровень эксплуатационной надежности участка трубопровода.

2. Методика позволяет определить остаточный ресурс в виде конкретного остатка лет безопасной эксплуатации исследуемого объекта в зависимости от задаваемого уровня надежности функционирования трубопровода (например, для вероятности повреждения или разрушения объекта принимаемого в диапазоне $1x10^{-4}$ - $1x10^{-3}$).

3. Предложена методика оценки остаточного ресурса участка трубопровода с учетом длительности и изменчивости эксплуатационного нагружения, агрессивности внешней среды и перекачиваемого продукта в течение срока его службы.

4. Согласно изложенным в методике рекомендациям можно определять прочностные параметры несущих элементов трубы, рассчитывать их напряженное состояние в зависимости от наличия различного рода дефектов и определять степень надежности конкретного участка трубопровода.

5. В методике даны рекомендации и предложения по целесообразным схемам и способом вывода в ремонт или в условия с безопасной эксплуатацией, а также представлены конкретные схемы расчета остаточного ресурса участка действующего трубопровода.

6. Для успешного использования методики оценки остаточного ресурса необходимо разработать программу автоматизированного расчета и создать банк данных для основных вариантов эксплуатации наиболее распространенных видов трубопроводов в различных условиях взаимодействия с внешней средой.

7. Результаты оценки остаточного ресурса целесообразно апробировать в порядке эксперимента на одном из действующих участков трубопровода с разработкой предложений по оптимальным параметрам его эксплуатации.

П Р И Л О Ж Е Н И Я

Приложение 1

ОСНОВНЫЕ БУКВЕННЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

At	- температурный коэффициент;
Lo	- средний срок службы обьекта;
Lст.м	- средний темп старения материала трубопроводов, в т.ч. сварных соединений;
Oi	- интенсивность отказов;
To у.тр	- средняя наработка между отказами участка трубопровода;
Rср.у.тр	- средний ресурс участка трубопровода;
S(x)	- вероятность безотказной работы участка трубопровода;
S(t)	- вероятность безотказной работы участка трубопровода в заданный период времени;
Sб,Sn	- вероятность предельного состояния по прочности и выносливости материала;
Sд(t)	- вероятность (возможность) наращивания дефектов во времени;
Ccp	- средняя суммарная стоимость восстановления;
[б]	- расчетное напряжение, принимаемое при расчете на статическую прочность;
nb	- коэффициент запаса прочности материала трубопровода по временному сопротивлению;
nγ	- тоже по пределу текучести;
n	- тоже по пределу длительной прочности;
γn	- коэффициент надежности трубопровода;
r	- коэффициент прочности;
rd	- коэффициент ослабления стенки трубы;
rw	- коэффициент прочности сварного шва;
бr	- расчетная толщина стенки трубопровода;
б	- номинальная толщина стенки трубопровода;
Δб	- прибавка толщины стенки на дефекты;
Δб1	- прибавка на коррозию, поверхностные дефекты и износ;
Δб2	- технологическая прибавка;
Nф	- фактическое число полных циклов изменения давления в трубопроводе;
Рд	- расчетное допустимое давление в трубопроводе;
Ру	- условное давление в трубопроводе;

б	- расчетное напряжение от внутреннего давления;
{б}, {б^{20}}	- допускаемое напряжение при расчетной и нормальной температуре;
ба	- амплитуда напряжений;
бае	- предел выносливости;
бае1	- амплитуда эквивалентных напряжений с числом циклов No;
баеq	- амплитуда эквивалентных напряжений;
бs	- истинное напряжение течения деформаций сдвига;
бs(Г)	- функция, описывающая зависимость истинного напряжения течения деформации сдвига·Os в материале трубопровода от накопленных деформаций сдвига;
б', б''	- тангенциальные напряжения (в кольцевом направлении) в стенке трубы при давлениях соответственно P1 и P2;
Rb, Ro	- временное сопротивление и условный предел текучести при расчетной температуре;
П(τ)	- экспериментально-теоретический параметр в энергетической оценке прочностных характеристик материала трубопровода;
	· продолжительность эксплуатации;
D(τ)	добротность металла,
W(τ)	- поглощенная удельная энергия предельной деформации разрушения металла для текущего времени эксплуатации τ;
W(τo)	- поглощенная удельная энергия предельной деформации разрушения основного металла в начальный момент эксплуатации;
(dП\dτ)τ	- скорость накопления повреждений при τ-том давлении;
Пкр	- уровень критической поврежденности;
Rτкр	- остаточный ресурс;
Nб	- безопасное число циклов нагружения трубопровода;
Nор	- расчетное безопасное число циклов;
n	- количество ступеней амплитуд;
hk	- глубина каверны;
t	- время;
D	- диаметр трубопровода;
d	- внутренний диаметр;
Кб	- коэффициент безопасности;
Кин	- коэффициент интенсивности напряжений

Приложение 2.

ТЕРМИНЫ, ИСПОЛЬЗОВАННЫЕ В "МЕТОДИКЕ ОЦЕНКИ ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА"

1. **Ресурс** - продолжительность работы (наработка во времени и циклах) участка трубопровода или отдельного его элемента от начала его эксплуатации или ее возобновления после его восстановления до достижения им уровня предельного состояния, оговоренного в нормативно-технической документации.

2. **Остаточный ресурс** - наработка во времени и циклах элементов трубопровода или его эксплуатируемой части от рассматриваемого момента времени до прогнозируемого времени отказа при условии его невосстанавливаемости или до ремонта участка трубопровода.

3. **Индивидуальный остаточный ресурс** - срок службы участка трубопровода от рассматриваемого момента времени до наступления предельного состояния (потери герметичности) под действием фактического механического и температурного нагружений с учетом аресивности среды.

4. **Дефект участка трубопровода** - отклонение от предусмотренного техническими условиями качества металла трубы или сварного соединения, изоляционного покрыти трубы, отклонения трубы от проектных отметок и др.

Дефекты могут быть вызваны механическими повреждениями, коррозией, изменением температуры и т. д.

5. **Долговечность** - свойство трубопровода или его элементов (части) сохранять работоспособность в определенный промежуток времени, в том числе герметичность, прочность и т. п., до наступления предельного состояния. Количественно может быть оценена ресурсом или остаточным ресурсом.

6. **Выносливость** - способность конструкций, материалов и изделий сопротивляться действию повторных нагрузок (циклов).

7. **Предельное состояние** - состояние конструкции, ее части или изделия, при котором их дальнейшее применение по назначению согласно техническим или временным факторам недопустимо или нецелесообразно либо восстановление их до исправного или работоспособного состояния невозможно или нецелесообразно.

8. **Участок трубопровода** - перегон между компрессорными или нефтеперекачивающими станциями нефтегазопроводов.

Приложение 3.

Пример расчета остаточного ресурса участка трубопровода для перекачки нефти

Расчетные данные для участка стального трубопровода

1.	Диаметр трубопровода наружный	Д = 1220 мм
2.	Толщина стенки трубы (фактическая)	$\delta_ф$ = 15,2 мм
3.	Давление в трубе	Р = 5,4 МПа
4.	Марка трубной стали	17Г1С-У (хладостойкая, аустенитная)
5.	Временное сопротивление материала трубы	$\sigma_{вр}$ = Rв = 510 МПа
6.	Предел текучести материала трубы	$\sigma_т$ = Rl =362 МПа
7.	Коэффициент надежности по материалу трубы на стадии:	
	- предела текучести	Kl.м = 1,34
	- временного сопротивления	Kb.м = 1,15
8.	Коэффициенты надежности по материалу для труб с учетом поправочного коэффициента 0,9 на стадии:	
	- предела текучести	Kl.м = 1,21
	- временного сопротивления	Kb.м = 1,04
9.	Коэффициент условий работы для трубопровода Ш класса	m = 0,9
10.	Коэффициенты надежности по назначению трубопровода	Kl.н = 1,05 Kb.н = 1,05
11.	Коррозионные дефекты имеют следующие параметры:	
	- глубина коррозии	$\Delta\delta 1$ = 3,04 мм
	- технологические дефекты	$\Delta\delta 2$ = 0,46 мм
12.	Число циклов пульсации (изменения внутреннего давления) нагружения за расчетный период 35 лет	>Nф = 10 ,
	в т.ч. при Рд'= 0,05 Рст.	Nф=0,5 10
	при Рд"= 0,15 Рст.	Nф=0,5 10

А. Вариант расчета по прочности с учетом дефектов и характеристик усталости (см. п.п. 3.5.1 - 3.5.7 "Методики...")

Расчет остаточного ресурса выполняется по следующим основным этапам:

1. Определяем расчетные (допускаемые) напряжения по пределу текучести Rl = бт и временному сопротивлению Rв = бв по формуле 3.4. в "Методике...."

$$[б] = \min\left[\frac{Rl\ m}{Kl.м\ Kl.н};\ \frac{Rв\ m}{Kв.м\ Kв.н}\right] \qquad (3.4)$$

$$[б] = \min\left[\frac{362\ 0,9}{1,21\ 1,05};\ \frac{510\ 0,9}{1,04\ 1,05}\right] = [256,4;\ 420,3]\ МПа$$

Для вычислений принимаем расчетное напряжение по пределу текучести, т.е. [б] = 256,4 МПа

2. Устанавливаем расчетные напряжения для марок сталей с учетом поправок на температурные состояния трубной стали при температуре стенки трубы от -10^ до +50^С согласно формуле 3.5.

$$[бt] = [б]\ At, \qquad (3.5)$$

где At - коэффициент, учитывающий изменения прочностных характеристик стали при низких (ниже 0^С) и высоких температурах (более 200^С);

At = 1 при температуре от -10^до 200^С.

Тогда окончательно расчетное сопротивление стенки трубы будет

$$[бt] = 256,4\ 1 = 256,4\ МПа$$

3. .Определяем коэффициент конструкционной прочности

$$f = \min[fd;\ fw] \qquad (3.6)$$

fm = 1 при 100% контроле сварных швов неразрушающим способом;

fd = 1, т.к. рассматриваемый участок не имеет свищей и рабочих отверстий в стенке трубопровода;

Следовательно можно принять, что f = 1.

4. Определяем расчетную толщину стенки участка трубопровода по формуле 3.7.

$$\delta r = \delta ф - \Delta\delta , \qquad (3.7)$$

е $\Delta\delta$ = 3,5 мм - суммарные потери толщины в стенке трубы от коррозии (3,04 мм) и др. дефектов (0,46 мм) в расчетном сечении.

Тогда

$$\delta r = 15,2 - 3,5 = 11,7 \text{ мм}$$

5. Проверку на выносливость производим по фактическому числу лных циклов изменения давления в трубопроводе Nф с учетом величи- безопасного числа циклов нагружения No при условии

$$\delta > 1/3\,[\delta a]; \quad \delta aeq < [\delta a],$$

е δa - допускаемая амплитуда напряжения

δaeq - амплитуда эквивалентного напряжения с учетом температурных и вибрационных воздействий.

$$[\delta a] = 120/\gamma\,(1 + 1000No^{-0,533})^{0,625} \qquad (3.11)$$

е γ - коэффициент надежности, γ = 0,9

Величина [δa] определяется при расчетном числе полных циклов гружения Nор, равном фактическому числу циклов нагружения Nоф, числяемых по формуле 3.12, т.е.

$$Nор = Nоф = Nбо + \sum_{i=1}^{n} \left[\frac{\left(\frac{3\,Piб}{P\,бо}\right)^{1,6} - 1}{\left(\frac{3б}{бо}\right)^{1,6} - 1} \right]^{1,875} \times Nopi, \qquad (3.12)$$

6

де Nбо = 10 - число циклов пульсаций за весь период эксплуатации;

$\Delta P1 = 0,15P = 0,15 \times 5,4 = 0,81$ МПа;

$\Delta P2 = 0,05P = 0,05 \times 5,4 = 0,27$ МПа;

$б_о = 240/\gamma = 240/0,9 = 267$ МПа;

Nopi = $0,5 \times 10^6$

Тогда:

$$N_{op} = 10^6 + \left[\frac{\left(\frac{3x0,81x256,4}{5,4 \times 267}\right)^{1,6} - 1}{\left(\frac{3x256,4}{267}\right)^{1,6} - 1} + \frac{\left(\frac{3x0,27x256,4}{5,4x267}\right)^{1,6} - 1}{\left(\frac{3x256,4}{267}\right)^{1,6} - 1} \right]^{1,875} x\ 0,5x10^6 =$$

$$= 10^6 + \left[\frac{0,43^{1,6} - 1}{2,9^{1,6} - 1} + \frac{0,15^{1,6} - 1}{2,9^{1,6} - 1} \right]^{1,875} x\ 0,5x10^6 = 10^6 +$$

$$+ (-0,16)\ x\ 0,5x10^6 = 992000 \text{ Циклов}$$

Безопасное число циклов нагружения трубопровода определяем по формуле 3.13

$$N_o = 1,05 \times \{ N_{op} + \sum_{i=1}^{n} \left[\frac{(б_{ae}i/б_{ao})^{1,6} - 1}{(б_{ae}q/б_{ao}) - 1} \right]^{1,875} \times N_{oi} \}, \quad (3.13)$$

где $б_{ae1} = б_{aeq} = \frac{[K_i P (D_н - 2(с_ф - c_o)]}{2с_ф}$;

$$б_{ae1} = \frac{1,05 \times 1 \times 0,27 \times [1220 - 23,4]}{2 \times 15,2} = 11,6 \text{ МПа};$$

$$б_{ae2} = \frac{1,05 \times 1 \times 0,81 \times [1220 - 23,4]}{2 \times 15,2} = 33,5 \text{ МПа};$$

$б_{ao} = 120/v = 120/0,9 = 133,3$ МПа.

Тогда:

$$N_o = 1,05 \times \left\{ 992000 + \left[\frac{(11,16/133,3)^{1,6} - 1}{(11,16/133,3) - 1} + \frac{(33,5/133,3)^{1,6} - 1}{(33,5/133,3) - 1} \right]^{1,875} x\ 0,5\ x10^6 \right\} =$$

$$1{,}05 \times \left\{ 992000 + \left[\left(\frac{0{,}084^{\,1{,}6} - 1}{0{,}084 - 1} + \frac{0{,}25^{\,1{,}6} - 1}{0{,}25 - 1} \right) \right]^{1{,}875} \times \left(0{,}5 \times 10^{6} \right) \right\} = 1881600 \text{ Циклов.}$$

Тогда согласно формуле 3.11 величина допускаемого напряжения

$$[\sigma_a] = 120/0{,}9(1 + 1000 \times 1881600^{-0{,}533\ 0{,}625})$$

$$= 133{,}3 \times (1 + 0{,}45)^{0{,}625} = 168{,}15 \text{ МПа}$$

6. Расчетное (допустимое, безопасное) давление в трубе определяем по формуле 3.15

$$P_p = \frac{2\delta_r[\sigma]}{K_i(D_н - 2\delta_r)} \qquad (3.15)$$

$$P_p = \frac{2 \times 11{,}7 \times 256{,}4}{1{,}05 \times (1220 - 2 \times 11{,}7)} = 4{,}77 \text{ МПа}$$

т.е. материал трубы находится за пределами текучести.

7. Определяем расчетное напряжение σ от внутреннего давления по формуле 3.18

$$\sigma = \frac{f K_i P [D_н - 2\delta_r]}{2\delta_ф}; \qquad (3.18)$$

$$\sigma = \frac{1{,}05 \times 1 \times 5{,}4 \times [1220 - 2 \times 11{,}7]}{2 \times 15{,}2} = 223{,}18 \text{ МПа}$$

8. Условие по проверке на выносливость заданного участка трубопровода можно считать выполненным, т.к. выполняются условия 3.9

$$\sigma > 1/3[\sigma]; \qquad \sigma_{aeq} < [\sigma_a],$$

именно: $[\sigma_a] = 168{,}15$ МПа;
$1/3[\sigma_a] = 56{,}18$ МПа;

σ = 223,18 МПа;
σ_{aeq} = 11,16 МПа.

Тогда: 223,18 > 56,18; 11,16 < 168.15 , т.е. условие выносливости при расчетных параметрах соблюдается.

9. Определяем необходимую толщину стенки участка трубопровода для безопасной его работы по формуле 3.20

а) при условном давлении:

$$P_y = \frac{2fK_i[\sigma_t]\delta_r}{D_н - \delta_r} = \frac{2 \times 1 \times 1,05 \times 256,4 \times 11,7}{1220 - 11,7} = 5,2 \text{ МПа}$$

$$\delta_r = \frac{K_i P D_н}{2([\sigma] + K_i P)} = \frac{1,05 \times 5,2 \times 1220}{2(256,4 + 1,05 \times 5,2)} = 12,72 \text{ мм;} \quad (3.20)$$

б) при расчетном давлении, Pp = 4,77 МПа:

$$\delta_r = \frac{1,05 \times 4,77 \times 1220}{2(256,4 + 1,05 \times 4,77)} = 11,7 \text{ мм;}$$

в) при заданном рабочем давлении, P = 5,4 МПа:

$$\delta_r = \frac{1,05 \times 5,4 \times 1220}{2(256,4 + 1,05 \times 5,4)} = 13,2 \text{ мм,}$$

т.е. при фактически сохранившейся толщине стенки трубопровода, материал рассматриваемого участка трубы находится в стадии текучести, что может вызвать деформации с последующими разрушениями при небольшом увеличении нагрузки, следовательно для безопасной работы трубопровода необходимо снизить рабочее давление до 4,77 МПа.

Приложение 4.

ПАРАМЕТРЫ ДЛЯ РАСЧЕТА ОСТАТОЧНОГО РЕСУРСА УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА С УЧЕТОМ СТАРЕНИЯ МЕТАЛЛА, КОРРОЗИОННЫХ И ДРУГИХ ДЕФЕКТОВ В НЕСУЩИХ КОНСТРУКЦИЯХ.
(заполняется представителем службы эксплуатации)

1). Наименование организации, эксплуатирующей трубопровод:.....
2). Адрес.....
Телефон.....; Факс.....

...нование параметра	Обозначение	Размерность	Численные данные
1. Общая характеристика участка трубопровода			
от...км. до...км. линии.....участка.....			
...ный диаметр ...провода	D	мм	.....
...ческая толщина ...и	δ	мм	.....
...а стали	-	-	.....
...жование и харак-тика перекачивае-продукта	-	-	.....
...нь антикоррозион-...ащиты			
...) проекту	-	-	.....
...) фактическому ...стоянию	-	-	.....
2. Прочностные и деформационные характеристики трубной стали (экспериментальные или паспортные данные).			
...л текучести	σт	МПа; кг\см2	.....
...нное сопротивление	σв	МПа; кг\см2	.....
...л усталости	σу	МПа; кг\см2	.....
...ительное удлинение	ε	-	.....
...ая вязкость	a	-	.....
...ь упругости	E	-	.....
...ь сдвига	G	-	.....
...ние гарантируемое ...ательное по дан-...авода изготовите-...убы	Рисп	МПа; кг\см2	.....

Коэффициент надежности Кн в долях един. .....

3. Параметры эксплуатации.

Давление рабочее статическое нефти (газа) в трубопроводе	Рст	МПа; кг\см2	.....
Число полных циклов пульсирующего нагружения трубы	Nбо	Количество	.....
Амплитуда пульсирующего давления	ΔPi	МПа; кг/см2	.....
- максимальная	ΔPi1	МПа; кг/см2	.....
- минимальная	ΔPi2	МПа; кг/см2	.....
Число циклов нагружения с амплитудой пульсирующего давления:			
ΔPi1	Nopi1	Количество	.....
ΔPi2	Nopi2	- " -	.....
ΔPij	Nopij	- " -	.....
Продолжительность эксплуатации	L	лет	.....

4. Параметры дефектов на расчетном участке (трещины, каверны, язвы, свищи и т.д.)

Общая (словесная) характеристика дефекта	-	-	.....
Площадь дефекта	S	мм2	.....
Длина дефекта	l	мм	.....
Глубина дефекта	h	мм	.....

"____" _____ 199__г.

Подпись ответственного лица (Ф.И.О.)

Приложение 5

Характеристики оценки состояния сварных соединений трубопровода по дефектам, определяемым визуальным и инструментальным методами при неразрушающем и разрушающем контроле, в том числе по требованиям ВСН 012-88, для определения остаточного ресурса

Тип дефекта		Условное обозначение	Схематическое изображение дефекта		Допустимые размеры дефектов сварного шва										
					Магистральные трубопроводы			Промысловые трубопроводы			Трубопроводы КС и НПС				
			в сечении	в плане	Глубина	Длина, L	l=300мм	Глубина	Длина, L	L=300мм	Глубина	Длина, L	L=300мм		
Поры	Сферические, радиальные	Aa			Максимально допустимая суммарная площадь проекции пор на радиографическом снимке не должна превышать 3 % площади участка, ширина которого равна S, а длина – 50 мм			Максимально допустимая суммарная площадь проекции пор на радиографическом снимке не должна превышать 3 % площади участка, ширина которого равна S, а длина – 50 мм			$0{,}2\delta$ при $L > 5\delta$		50 мм		
	Удлиненные	Ab													
	Цепочки	Ab									$0{,}1\delta$	2δ, но не более 30 мм	30 мм		
	Скопление	Ac													
	Канальная	Ak						$0{,}25\delta \leq 3$ мм	$1\delta \leq 30$ мм	30 мм	Не допускается				
Объемные включения	Компактные	Ba			$0{,}1\delta$	$0{,}5\delta$, но не более 7 мм	50 мм	$0{,}1\delta$	$0{,}5\delta \leq 7$ мм	30 мм	$0{,}1\delta$	$0{,}5\delta \leq 5$ мм	50 мм		
	Удлиненные	Bd				2δ, но не более 30 мм			$2\delta \leq 50$ мм		Не допускается				
	Цепочка	Bb				2δ, но не более 30 мм	30 мм		$2\delta \leq 30$ мм	30 мм	$0{,}1\delta$	$2\delta \leq 15$ мм	30 мм		
	Скопление	Bc													
Непровары, несплавления	В корня шва	Da			$0{,}1\delta$, но не более 1 мм	2δ, но не более 30 мм	30 мм	$0{,}1\delta \leq 1$ мм	$2\delta \leq 3$ мм	50 мм	$0{,}05\delta \leq 1$ мм	$2\delta \leq 30$ мм	30 мм [10]		
	Между валиками	Db				2δ, но не более 30 мм	30 мм		$2\delta \leq 30$ мм	30 мм	Не допускается				
	По разделке	Dc													
Трещины	Вдоль шва	Ea			Не допускаются			Не допускаются			Не допускаются				
	Поперек шва	Eb													
	Разветвленные	Ec													
Канавочные дефекты	Утяжина	Fa			Максимально допустимая глубина – до 2 мм, при этом плотность изображения на радиографическом снимке не должна превышать плотности изображения основного металла						$0{,}2\delta \leq 1$ мм	50 мм	1/6 периметра шва		
	Превышение проплава	Fb			5 мм	50 мм	50 мм	5 мм	50 мм	50 мм	3 мм	1δ	30 мм		
	Подрез	Fc			$0{,}1\delta$ но $> 0{,}5$мм	150 мм	150 мм	$0{,}1\delta$ не > 3 мм	150 мм	150 мм	$0{,}05\delta \leq 0{,}5$мм	150 мм	150 мм		
Дефект сборки	Смещение кромок	Fd			$0{,}25\delta$ не > 3 мм	–	–	$0{,}25\delta$ не $> 0{,}5$мм	–	–	$0{,}2\delta \leq 3$ мм	–	–		
					$0{,}25\delta$ не > 4мм	300 мм, но не > одного на стык		$0{,}25\delta$ не > 4мм	300 мм, но не > одного на стык		$0{,}2\delta$ не > 3 мм	–	–		

Примечания:
1. В таблице приняты следующие обозначения: δ – толщина стенки трубы; l – расстояние между соседними порами; d – максимальный размер поры; s – ширина площади дефектов; L – длина дефекта.
2. К цепочке относят такие дефекты, которые расположены на одной линии в количестве не менее 3х с расстоянием между ними, меньшим пятикратного размера дефекта.
3. К скоплению относят дефекты с кучным расположением в количестве не менее 3х с расстоянием между ними, меньшим пятикратного размера дефекта.
4. Во всех случаях максимальный диаметр поры не должен превышать $0{,}2\delta$, но не более 3 мм.
5. Допустимая плотность распределения пор должна составлять 5Z от площади их проекции.
6. В стыках трубопроводов $D > 1020$ мм, выполненных с внутренней подваркой, непровара в корне шва не допускается.
7. При $\delta < 5$ мм допускается непровар в корне шва глубиной до $0{,}2\delta$ при смещении кромок величиной до $0{,}1\delta$.
8. Подрезы на участках сварных швов, имеющих смещения кромок величиной свыше $0{,}2\delta$, не допускаются.
9. В сварных швах труб с толщиной стенки < 8 мм допускается смещения кромок величиной до $0{,}4\delta$, но не более 2 мм.
10. Во всех случаях суммарная протяженность в совокупности допустимых по глубине внутренних дефектов на любые 300мм шва не должна превышать 50 мм и не более 1/6 периметра шва.

```
   ПРОГРАММА ДЛЯ ПЭВМ "ИНДИВИДУАЛЬНЫЙ РЕСУРС И ОСТАТОЧНЫЙ РЕСУРС
             УЧАСТКА ТРУБОПРОВОДА"("РЕСУРС - 92")
   DIMENSION CI(3),CM(3),FI1(3),FI2(3),FI3(3),SIGMA(3),CN(3),CL(3)
   COMMON /BL1/SIGM,SIGMA,CNMO,CKSIG,CKT,TO,T1,ROZ,CM,CI,A1,A2,ROZ2
  *,RONZ2,CNO,CN1,CN2,CN3,CN4/BL2/B1,B2,B3,B4,B5,B6,B7,B8,B9,B10,
  *B11,M,M1,Y1,CKR
   OPEN(2,FILE='FIST.DAT')
   READ(2,30) SIGM,SIGMA,CNMO,CN,CKSIG,CKT,TO,T1
   READ(2,30) ROZ,CM,CI,A1,A2,ROZ2,RONZ2,CNO,CN1,CN2,CN3,CN4,T,ST
  *,CKC,Y1,T3,T4,RONZ
   READ(2,31) M,NT,M1
30 FORMAT(4E10.3)
31 FORMAT(3I4)
   OPEN(3,FILE = 'REZ.DAT',STATUS='NEW')
   IF(M-2) 40,41,42
40 WRITE(3,6)
 6 FORMAT(1X,'НЕКОРРОЗИОННЫЕ И МАЛОАГРЕССИВНЫЕ СРЕДЫ')
   GOTO 43
41 WRITE (3,44)
44 FORMAT (1X,'СРЕДНЕАГРЕССИВНЫЕ СРЕДЫ')
   GOTO 43
42 WRITE (3,45)
45 FORMAT (1X,'ВЫСОКОАГРЕССИВНЫЕ СРЕДЫ')
43 WRITE(3,5) SIGM,SIGMA,CNMO,CN,CKSIG,CKT,TO,T1,ROZ,CM,CI,A1,A2,
  *ROZ2,RONZ2,CNO,CN1,CN2,CN3,CN4,T,ST,CKC,Y1,T3,T4,RONZ
 5 FORMAT(1X,'SIGM=',E12.5,2X,'SIGMA=',3(E12.5,3X)/1X,'CNMO=',E12.5
  *,'CN=',3(E12.5,3X)/1X,'CKSIG=',E12.5,3X,'CKT=',E12.5,3X,'TO=',
  *E12.3,3X,'T1=',E12.5/1X,'ROZ=',E12.5,3X,'CM=',3(E12.5,3X)/1X,
  *'CI=',3(E12.5,3X),'A1=',E12.5/1X,'A2=',E12.5,3X,'ROZ2=',E12.5,3X
  *,'RONZ2=',E12.5,3X,'CNO=',E12.5/1X,'CN1=',E12.5,3X,'CN2=',E12.5,
  *3X,'CN3=',E12.5,'CN4=',E12.5/1X,'T=',E12.5,3X,'ST=',E12.5,3X,
  *'CKC=',E12.5,3X,'Y1=',E12.5/1X,'T3=',E12.5,3X,'T4=',E12.5,3X,
  *'RONZ=',E12.5)
   WRITE(3,7) M,NT,M1
 7 FORMAT(1X,'M=',I4,3X,'NT=',I4,3X,'M1=',I4)
   DO 32 L=1,NT
   ВЫЧИСЛЕНИЯ НЕЗАВИСИМЫХ КОЭФФИЦИЕНТОВ
   B1=SIGM/CNMO
   B2=1./CKSIG
   B3=(1.+ROZ)/(2.*CKT)
   B4=ALOG10(T1/TO)
   B5=(1.+ROZ)*B2/2.
   B6=ROZ/(2.*CKT)
   B7=ROZ*B2/2.
   B8=(B7-B6/2.)/B4
   B9=ALOG10(CNO/CN4)
   B10=ALOG10(CN3/CNO)
   B11=ALOG10(CN2/CNO)
   B12=ALOG10(T3/TO)
   B13=ALOG10(TO/T4)
   B14=(1.-ROZ)/CKSIG
   WRITE(3,34) B1,B2,B3,B4,B5,B6,B7,B8,B9,B10,B11,B12,B13,B14
34 FORMAT(1X,'B'/1X,4(E12.5,3X))
   IF(M-2) 10,11,12
10 CKR=1.
52 IF(T.GT.T1) GOTO 13
   CKI1=B14
51 IF(T.GT.T3) GOTO 50
   CKI2=ROZ
   GOTO 14
50 IF(T.GT.TO) GOTO 53
   CKI2=(ROZ*ALOG10(T/TO)-RONZ*ALOG10(T/T3))/B12
   GOTO 14
53 CKI2=RONZ*(ALOG10(T/T4)-ROZ*ALOG10(T/TO))/B13
   GOTO 14
```

```
KI1=B14+(B14-(ROZ-RONZ)/CKT)*ALOG10(T/T1)/B4
OTO 51
KI1=(ROZ2-RONZ)/CKT*(ALOG10(T/T4)-ROZ*ALOG10(T/T0))/B4
OTO 51
KR=(1.+ROZ)/2.
OTO 52
KR=ROZ2
OTO 52
IGMD=CKI1*CKR+CKI2
F(SIGMD.GT.0.) GOTO 54
IGMD=0.
UM=0.
RITE(3,35) SIGMD,CKI1,CKI2,CKR
ORMAT(1X,'SIGMD=',E12.5,3X,'CKI1=',E12.5,3X,'CKI2=',E12.5,
1,'CKR=',E12.5)
O 20 K=1,3
=CI(K)*CM(K)*T/8760.
01=ROZ*A1*(ALOG10(CI(K))-7.5)
02=ROZ2*(1.+A2*(ALOG10(CI(K))-7.5))-RONZ2
F(X.GT.CN1) GOTO 21
1(K)=(1-ROZ2+RO1*ALOG(X)/ALOG(CN1))*B2
OTO 22
F(X.GT.CN0) GOTO 23
1(K)=RO2/CKT-(RO2/CKT-(1.-ROZ2+RO1)*B2)*ALOG10(X/CN0)
LOG10(CN1/CN0)
OTO 22
1(K)=RO2*(ALOG10(X/CN4)-ROZ2*ALOG10(X/CN0))/(CKT*B9)
2(K)=CKC
3(K)=RONZ2*(ALOG10(X/CN4)-ROZ2*ALOG10(X/CN0))/B9
OTO 25
F(X.GT.CN2) GOTO 24
2(K)=1.
OTO 26
2(K)=CKC-(CKC-1.)*ALOG10(X/CN0)/B11
F(X.GT.CN3) GOTO 27
3(K)=ROZ2
OTO 25
3(K)=(ROZ2*ALOG10(X/CN0)-RONZ2*ALOG10(X/CN3))/B10
=FI1(K)*FI2(K)*CKR+FI3(K)
FS*CN(K)
(K)=SIGMA(K)/F
RITE (3,33) X,RO1,RO2,FI1(K),FI2(K),FI3(K),FS
ORMAT (1X,'X=',E12.5,3X,'RO1=',E12.5,3X,'RO2=',E12.5/1X,'FI1='
12.5,3X,'FI2=',E12.5,3X,'FI3='E12.5,3X,'SIGM1=',E12.5)
M=SUM+CL(K)
NTINUE
=1./SIGMD
S1*(B1+SUM)
ITE (3,19) (CL(IO),IO=1,3),S1,T,Y
ORMAT(1X,'CL=',3(E12.5,3X),'S1=',E12.5/1X,'T=',E14.7,3X,'Y='
12.5)
T+ST
OP
D
```

ЛИТЕРАТУРА

1. Инструкция по выборочному капитальному ремонту линейной части магистральных газопроводов ускоренным методом. М., 1981 г.

2. Инструкция по отбраковке труб при капитальном ремонте линейной части газопровода. М., 1982 г.

3. Инструкция по устранению коррозионных повреждений труб сваркой при капитальном ремонте магистральных газопроводов. М., 1986 г.

4. Инструкция по выборочному капитальному ремонту линейной части магистральных газопроводов ускоренным методом. М., 198 1г.

5. Инструкция по отбраковке труб при капитальном ремонте линейной части газопровода. М., 1982 г.

6. Инструкция по устранению коррозионных повреждений труб сваркой при капитальном ремонте магистральных газопроводов. М., 1986 г.

7. Правила технической эксплуатации магистральных газопроводов. М., Недра, 1989 г.

8. СН 527-80. Пособие по расчету на прочность технических стальных трубопроводов Ру до 10 МПа

9. ВСН 006-89. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Сварка, М., 1990 г.

0. ВСН 196-86, ВСН 2-146-82, ВСН 176-84, ВСН 2-47-81, ВСН 2-140-82, ВСН 178-84, ВСН 210-87. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Контроль качества и приемка работ, М., 1988г.

1. ВСН 008-88. Строительство магистральных и промысловых трубопроводов. Противокоррозионная и тепловая изоляция.

2. ГОСТ 9.015-74*. Единая система защиты от коррозии и старения. Подземные сооружения.

3. ГОСТ 27751-88 (СТ СЭВ 384-87). Надежность строительных конструкций и оснований. Основные положения по расчету.

4. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы.

СНиП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов.

СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия.

Бородавкин П.П., Березин В.Л. Сооружение магистральных трубопроводов. М., Недра, 1987 г.

Андреев Г.С., Назаров М.И. Сварка и ее контроль на магистральных трубопроводах, М., Недра, 1973 г.

Походня И.К., Шейнкин М.З., Шлепаков В.Н. и др. Дуговая сварка неповоротных стыков магистральных трубопроводов. М., Недра, 1987г.

Иванцов О.М., Харитонов В.И. Надежность магистральных трубопроводов, М., Недра, 1978 г.

Завойчинский Б.И. Предельные процессы нагружения элементов конструкций, М., 1987 г. (автореферат докторской дисертации).

Велиюлин И.И., Седых А.А., Цеков И.Е. Анализ эффективности капитальных ремонтов магистральных газопроводов. М., Газовая промышленность N 4, 1991 г.

Сафаров А.А., Велиюлин И.И. и др. Экспериментальные исследования труб с поверхностными дефектами. М., Газовая промышленность, N 8, 1991 г.

Красневский С.М. Аналитический расчет накопленной поврежденности в материале рабочей трубы компрессорной станции. Минск, Фонды ИИ АН БССР, 1990 г.

Классификация дефектов Магистральных газопроводов при эксплуатации. Фонды ВНИИГАЗ, М., 1983 г.

Крылов Г.В. Оценка работоспособности труб с дефектом. М., Информационный сборник ВНИИЭгазпрома, вып. 5.

Программа расчета срока службы участка газопровода с коррозионной каверной. М., Фонды ВНИИГАЗ, 1990 г.

Горсуков В.Е. Зависимость прочности твердых тел от состояния их поверхности. Л., "Наука", 1986 г.

29. Бетехтин В. А. Долговечность, развитие и залечивание микротре-щин в металлах. - В кн.: Физика прочности и пластичности. ,Л. ,"Наука", 1986 г.

30. Бавакин А. С. О влиянии полаучести на пластическое деформирование стали при сложном нагружении. - В кн.: Физика прочности и пластичности. , Л. , "Наука",1986 г.

31. Жигалкин В. М. Простое и сложное нагружение стали в условиях нормальных и низких температур. - В кн.: Физика прочности и пластичности. , Л. , "Наука", 1986 г.

32. Слепян Л. И. Динамика хрупкого разрушения в средах со структурой. Неоднородные задачи. - В кн.: Математические методы механики деформируемого твердого тела. , М. , "Наука", 1986 г.

33. Морозов Н. Ф. Математическое изображение реальных трещин и вопросы хрупкого разрушения. - В кн.: Математические методы механики деформируемого твердого тела. , М. , "Наука", 1986 г.

34. Арутюнян Н. Х. Наращивание вязко-упругопластических тел, подверженных старению, при конечных деформациях. - В кн.: Математические методы механики деформируемого твердого тела. , М. , "Наука", 1986 г.

35. Баничук Н. В. Анализ чувствительности при проектировании конструкций. - В кн.: Математические методы механики деформируемого твердого тела. , М. , "Наука", 1986 г.

gost.e-ecolog.ru