РОССИЙСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ЭКСПЕРТНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ
ТЕХНОГЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ

РОСТЕХЭКСПЕРТИЗА

Нормативные документы межотраслевого применения по вопросам промышленной безопасности и охраны недр

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО РОСТЕХЭКСПЕРТИЗА 10.001-2009

ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

Нормы и методы расчета на прочность

Издание официальное

Москва 2009

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ЭКСПЕРТНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ
ТЕХНОГЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ

РОСТЕХЭКСПЕРТИЗА

Нормативные документы межотраслевого применения по вопросам промышленной безопасности и охраны недр

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

СТО РОСТЕХЭКСПЕРТИЗА 10.001-2009

ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ

Нормы и методы расчета на прочность

Издание официальное

Москва 2009

ПРЕДИСЛОВИЕ

Цели и принципы стандартизации в Российской Федерации установлены Федеральным законом от 27 декабря 2002 г. №184-ФЗ «О техническом регулировании», а правила применения стандартов организации в Российской Федерации – ГОСТ Р 1.4-2004 «Стандартизация в Российской Федерации. Стандарты организаций. Общие положения».

Сведения о стандарте организации

1 РАЗРАБОТАН	Научно – техническим предприятием Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»)
2 ВНЕСЕН	Научно – техническим предприятием Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»)
3 УТВЕРЖДЕН	1 Протоколом № 22 заседания Научно-технического Совета ЗАО «ИПН» и ООО «НТП Трубопровод» от 19. 01. 2009 г. 2 Протоколом № 6 заседания научно-технического совета некоммерческого партнерства «Российское Теплоснабжение» (НП «РТ») от 17. 12. 2008 г. 3 Протоколом № 1 заседания научно-технического Совета Российской Ассоциации Экспертных организаций техногенных объектов повышенной опасности «РОСТЕХЭКСПЕРТИЗА» от 18.02.2009 г.
4 ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ	Приказом от 19.02.2009 г. № 21-к Генерального директора Российской Ассоциации Экспертных организаций техногенных объектов повышенной опасности «РОСТЕХЭКСПЕРТИЗА», с 01 марта 2009 г.
5 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ	
6 СОГЛАСОВАН	с Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзором), письмо № 0908-09/985 от 21.04.2009 г.

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен без письменного разрешения Ассоциации «Ростехэкспертиза».

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ **6**
1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ **7**
2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ **7**
3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ **8**
4 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ **11**
5 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ **15**
5.1 Основные положения расчета на прочность 15
5.2 Допускаемые напряжения 16
5.3 Коэффициенты прочности сварных соединений 18
5.4 Расчетная и номинальная толщины стенок элементов 19
6 НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ **20**
6.1 Классификация нагрузок и воздействий 20
6.2 Нормативные нагрузки 20
7 РАСЧЕТ НА ПРОЧНОСТЬ ТРУБ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ВНУТРЕННЕГО ИЗБЫТОЧНОГО ДАВЛЕНИЯ **23**
7.1 Трубы 23
7.2 Отводы 25
7.3 Переходы 26
7.4 Тройники и врезки 27
7.5 Гидравлическое испытание на прочность и плотность 31
8 ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ **32**
8.1 Выбор расчетной схемы трубопровода 32
8.2 Основные положения. Сочетания нагрузок и воздействий 33
8.3 Применение и учет предварительной растяжки 35
8.4 Определение нагрузок на оборудование, опоры и строительные конструкции 36
8.5 Учет влияния компенсаторов при расчете трубопровода 38
8.6 Условия прочности 39
8.7 Расчетные напряжения в трубах и соединительных деталях 41
8.8 Расчетные напряжения в отводах и косых стыках 43
8.9 Расчетные напряжения в тройниках и врезках 44
8.10 Расчетные напряжения в переходах 47
8.11 Расчетные напряжения в изоляции 47
8.12 Расчет на циклическую прочность 49
8.13 Расчет на статическую и циклическую прочность сильфонных и линзовых компенсаторов 52
9 ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ НА УСТОЙЧИВОСТЬ **60**
9.1 Продольное сжимающее усилие 60
9.2 Продольная устойчивость участков бесканальной прокладки 61
9.3 Продольная устойчивость надземных участков и участков в каналах 62

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

10 ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ НА ПРОЧНОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ **64**
10.1 Общие положения 64
10.2 Несущая способность гибких труб «Изопрофлекс» и «Изопрофлекс - А» 65
10.3 Компенсация температурных расширений, нагрузки на неподвижные опоры и глубина заложения при бесканальной прокладке 69
11 ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ НА ПРОЧНОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ ГИБКИХ СТАЛЬНЫХ ГОФРИРОВАННЫХ ТРУБ **70**
11.1 Основные положения 70
11.2 Напряжения в гибких гофрированных трубах 70
11.3 Критерии прочности 71
11.4 Нагрузки на неподвижные опоры 71
ПРИЛОЖЕНИЕ А (РЕКОМЕНДУЕМОЕ) УЧЕТ ПОВЫШЕННОЙ ГИБКОСТИ ОТДЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ **72**
А.1. Отводы 72
А.2. Тройники и врезки 74
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (РЕКОМЕНДУЕМОЕ) ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАССТОЯНИЙ МЕЖДУ ПРОМЕЖУТОЧНЫМИ ОПОРАМИ **76**
Б.1. Условия прочности трубопровода 76
Б.2. Условия жесткости (провисания) трубопровода 77
Б.3. Расчетное значение расстояний между опорами 78
ПРИЛОЖЕНИЕ В (СПРАВОЧНОЕ) ПРИМЕР РАСЧЕТА НА ЦИКЛИЧЕСКУЮ ПРОЧНОСТЬ СТАЛЬНОГО ОТВОДА **79**
В.1. Исходные данные 79
В.2. Оценка циклической прочности (выносливости) 79
ПРИЛОЖЕНИЕ Г (СПРАВОЧНОЕ) ПРИМЕР РАСЧЕТА НА ПРОЧНОСТЬ ГИБКОГО СТАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ИЗ ТРУБ «КАСАФЛЕКС» **82**
Г.1 Исходные данные 82
Г.2 Вычисление напряжений 82
Г.3 Оценка статической прочности 83
Г.5 Нагрузка на неподвижную опору 83
ПРИЛОЖЕНИЕ Д (СПРАВОЧНОЕ) ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ГИБКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ СШИТОГО ПОЛИЭТИЛЕНА РЕХ **84**
Д.1. Трубопровод из гибких труб «Изопрофлекс» 84
Д.2. Трубопровод из гибких труб «Изопрофлекс-А» 85
ПРИЛОЖЕНИЕ Е (СПРАВОЧНОЕ) ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НАРАБОТКИ НА ОТКАЗ ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРОИСПЫТАНИЙ **87**
Е.1. Постановка задачи и исходные предпосылки 87
Е.2. Методика расчета 87
Е.3. Пример расчета 88

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж (РЕКОМЕНДУЕМОЕ) ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАСЧЕТНОГО РЕСУРСА ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРУБОПРОВОДА.....90
БИБЛИОГРАФИЯ.....91

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

ВВЕДЕНИЕ

Назначение стандарта - повышение работоспособности и надежности проектируемых, вновь изготавливаемых и реконструируемых трубопроводов тепловых сетей.

Настоящий стандарт предназначен для специалистов, осуществляющих проектирование, строительство и реконструкцию трубопроводов тепловых сетей.

Стандарт рекомендован Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзором) к использованию в качестве нормативного документа межотраслевого применения. В этой связи, ранее выпущенные нормы Госгортехнадзора РФ по расчету на прочность тепловых сетей РД 10-400-01 [1] становятся не актуальными.

Настоящий стандарт разработан Научно – техническим предприятием Трубопровод (ООО НТП «Трубопровод») при участии Группы «Полипластик», ЗАО «Завод АНД Газтрубпласт», ОАО «ВНИПИЭнергопром», ОАО «Инжпроектсервис», ОАО НПО «ЦНИИТМАШ».

Разработка выполнена авторским коллективом в составе:

В.Я. Магалиф, А.В. Матвеев, А.З. Миркин, Е.Е. Шапиро - ООО НТП «Трубопровод»,

П.В. Кононов, А.А. Шаталов - Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор),

В.В. Коврига, И.В. Гвоздев, В.В. Швабауэр - Группа «Полипластик», ЗАО «Завод АНД Газтрубпласт»,

Г.Х. Умеркин, А.И. Коротков - ОАО «ВНИПИЭнергопром»,

В.К. Смирнов - ОАО «Инжпроектсервис»,

А.Г. Казанцев - ОАО НПО «ЦНИИТМАШ».

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ «РОССИЙСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ЭКСПЕРТНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ ТЕХНОГЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ «РОСТЕХЭКСПЕРТИЗА»

Нормативные документы межотраслевого применения по вопросам промышленной безопасности и охраны недр

ТЕПЛОВЫЕ СЕТИ
Нормы и методы расчета на прочность

Дата введения 01 марта 2009 г.

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

1.1. Настоящий стандарт организации (далее – стандарт) распространяется на проектируемые, вновь изготавливаемые и реконструируемые:

- стальные трубопроводы водяных тепловых сетей с рабочим давлением до 2.5 *МПа* включительно и рабочей температурой до 200*°С* включительно,
- стальные паропроводы с рабочим давлением до 4.0 МПа включительно и рабочей температурой до 250°С включительно (категория III, группа 2) от выходных запорных задвижек коллекторов источника теплоты или от наружных стен источника теплоты до выходных запорных задвижек тепловых пунктов (узлов вводов) зданий и сооружений,
- трубопроводы водяных тепловых сетей из гибких стальных труб с рабочим давлением до 1.6 *МПа* включительно и рабочей температурой до 150*°С* включительно,
- трубопроводы водяных тепловых сетей из гибких полимерных труб с рабочим давлением до 1.0 *МПа* включительно и рабочей температурой до 95*°С* включительно.

1.2. Настоящий стандарт распространяется как на воздушные тепловые сети (в каналах, городских и внутриквартальных тоннелях, надземные), так и на тепловые сети, защемленные в грунте (бесканальные).

1.3. Настоящий стандарт устанавливает методы расчета на прочность трубопроводов тепловых сетей, а также устанавливает требования по определению толщины стенки труб и соединительных деталей трубопровода из условия обеспечения их несущей способности под действием внутреннего избыточного давления и коррозии.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие нормативные и технические документы:

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

ГОСТ Р 52857.1-2007 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования

ГОСТ 30732-2006 Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой

ПБ 10-573-03 Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды, ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России»

РД 10-249-98. Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды, ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России»

РД 153-34.1-17.465-00. Методические указания по оценке интенсивности процесса внутренней коррозии в тепловых сетях. ОАО «ВТИ»

СНиП 41-02-2003. Тепловые сети

СНиП 2.01.07-85*. Нагрузки и воздействия

СНиП 2.05.03-84*. Мосты и трубы

СНиП II-7-81*. Строительство в сейсмических районах

ТУ 2248-021-40270293-2005. Трубы Изопрофлекс и Изопрофлекс -А из сшитого полиэтилена с теплоизоляцией из пенополиуретана в гофрированной полиэтиленовой оболочке», ЗАО «Завод АНД Газтрубпласт»

ТУ 4937-023-40270293-2004, изм. №2. Трубы «КАСАФЛЕКС», ЗАО «Завод АНД Газтрубпласт»

Примечание - При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов по соответствующим указателям, составленным на 1 января текущего года и информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный документ заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться замененным (измененным) документом. Если ссылочный документ отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, применяется в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 ТЕРМИНЫ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ

В настоящем стандарте применены следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **воздействие**: Явление, вызывающее внутренние силы в элементе трубопровода (изменение температуры стенки трубы, деформация основания, сейсмические и др. явления).

3.2 **допускаемое напряжение**: Максимальное безопасное напряжение при эксплуатации рассматриваемой конструкции.

3.3 **компенсатор**: Участок или соединительная деталь трубопровода специальной конструкции, предназначенная для восприятия температурных деформаций трубопровода за счет своей податливости.

3.4 **монтажное состояние**: Состояние трубопровода после завершения монтажа трубопровода, наложения тепловой изоляции, выполнения предварительной (монтажной) растяжки, регулировки всех пружинных цепей и заварки всех стыков, при этом температурный перепад и продукт в трубах отсутствует.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

3.5 **нагрузка**: Силовое воздействие, вызывающее изменение НДС трубопровода.

3.6 **нормативная нагрузка или воздействие**: Наибольшая нагрузка, отвечающая нормальным условиям эксплуатации трубопровода.

3.7 **предел прочности (временное сопротивление)**: Нормативное минимальное значение напряжения, при котором происходит разрушение материала при растяжении.

3.8 **предел текучести**: Нормативное минимальное значение напряжения, при котором начинается интенсивный рост пластических деформаций (при незначительном увеличении нагрузки) при растяжении материала.

3.9 **пробное давление**: Избыточное давление, при котором должно производиться гидравлическое испытание трубопровода и его деталей на прочность и плотность.

3.10 **рабочее состояние**: Состояние трубопровода после первого разогрева и заполнения продуктом, а также приложения других нагрузок и воздействий (снег, обледенение, ветер, осадка опор и т.д.).

3.11 **рабочее (нормативное) давление**: Наибольшее внутреннее давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации трубопровода.

3.12 **расчетная схема (расчетная модель)**: Условная схема (упрощенная модель конструкции), которой заменяют реальную конструкцию для выполнения расчетов на прочность и устойчивость.

3.13 **расчетная нагрузка или воздействие**: Произведение нормативной нагрузки или воздействия на соответствующий коэффициент надежности по нагрузке, учитывающий возможность отклонения нагрузки или воздействия в неблагоприятную сторону.

3.14 **расчетная температура стенки**: Температура металла детали, по которой выбирается величина допускаемого напряжения при расчете толщины стенки и вычисляется температурный перепад при расчете на прочность трубопровода.

3.15 **расчетное давление**: Максимальное избыточное внутреннее давление, на которое рассчитывается трубопровод или его часть на прочность.

3.16 **расчетный ресурс эксплуатации**: Продолжительность эксплуатации трубопровода в годах, в течение которой предприятие-изготовитель гарантирует надежность его работы при условии соблюдения заданных параметров и режима эксплуатации, указанных в инструкции предприятия-изготовителя.

3.17 **состояние испытания**: Состояние трубопровода после заполнения водой или воздухом (газом) под пробным давлением при проведении испытания трубопровода на прочность и плотность.

3.18 **соединительная деталь**: Деталь или сборочная единица трубопровода или трубной системы, обеспечивающая изменение направления, слияние или деление, расширение или сужение потока рабочей среды (отводы, тройники, переходы и др.).

3.19 **статически неопределимая система**: (в строительной механике) геометрически неизменяемая система, в которой для определения всех реакций связей (усилий в опорных закреплениях, стержнях и т. п.) необходимы, помимо

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

уравнений статики, дополнительные уравнения, характеризующие деформации системы.

3.20 **статически определимая система**: (*в строительной механике*) геометрически неизменяемая система, в которой для определения всех реакций связей (усилий в опорных закреплениях, стержнях и т. п.) достаточно уравнений статики.

3.21 **стержень**: (в строительной механике) тело, длина которого во много раз превосходит характерные размеры его поперечного сечения, при этом ось стержня может быть прямолинейной или криволинейной.

3.22 **стержневая система**: (в строительной механике) несущая конструкция, состоящая из прямолинейных или криволинейных стержней, соединённых между собой в узлах.

3.23 **толщина стенки номинальная**: Толщина стенки трубы или соединительной детали, указанная в стандартах или технических условиях.

3.24 **устойчивость трубопровода**: Свойство конструкции трубопровода поддерживать первоначальную форму оси или форму его поперечного сечения.

3.25 **холодное состояние**: Состояние, в которое переходит трубопровод из рабочего состояния после первого охлаждения до монтажной температуры и снятия давления.

3.26 **этап расчета**: Условное сочетание нагрузок и воздействий, особенностей расчетной схемы и физико-механических характеристик материалов, соответствующее определенному состоянию трубопровода (рабочему, холодному, состоянию испытаний и т.д.) и используемое при определении напряженно-деформированного состояния трубопровода.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

4 ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

НДС		напряженно - деформированное состояние
ПДН	-	постоянные и длительные временные нагрузки
ПДКОН	-	постоянные, длительные временные, кратковременные и особые нагрузки
ППУ	-	пенополиуретан
ППМ	-	пенополиминеральная изоляция
СНиП	-	строительные нормы и правила
ТУ	-	технические условия
A_n	-	укрепляющая площадь накладки, *мм²*
A_b	-	укрепляющая площадь ответвления, *мм²*
b_n	-	ширина накладки, *мм*
c	-	суммарная прибавка к толщине стенки, *мм*.
c_b	-	суммарная прибавка к толщине стенки ответвления тройника (врезки), *мм*
c_1	-	технологическая прибавка к толщине стенки, *мм*.
c_{1b}	-	технологическая прибавка к толщине стенки ответвления тройника (врезки), *мм*.
c_2	-	прибавка к толщине стенки на коррозию и эрозию, *мм*
D_a	-	наружный диаметр трубы или детали, *мм*
D	-	внутренний диаметр трубы или детали, *мм*
D_k	-	наружный диаметр кожуха изоляции (при отсутствии кожуха – наружный диаметр изоляции, при отсутствии изоляции – $D_k = D_a$), *мм*
d_a	-	наружный диаметр ответвления тройника или диаметр центрального отверстия в заглушке, *мм*
d	-	внутренний диаметр ответвления тройника, *мм*
d_{eq}	-	эквивалентный диаметр отверстия в детали с вытянутой горловиной, *мм*
E	-	модуль упругости материала трубы при расчетной температуре, *МПа*
E_{20}	-	модуль упругости материала в холодном состоянии, *МПа*
$E_{ппу}$	-	модуль упругости слоя изоляции, *МПа*
$E_{пэ}$	-	модуль упругости полиэтилена высокой плотности, *МПа*
F	-	площадь поперечного сечения трубы, *мм²*
q	-	расчетный вес трубы с изоляцией и теплоносителем на единицу длины трубопровода, *Н/мм*
H	-	параметр, характеризующий концентрацию напряжений изгиба

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

в тройнике

h_b, h_{b1} - расчетные значения высоты внешней и внутренней части ответвления тройника, *мм*

I - момент инерции поперечного сечения, *мм*^{4}

i_0 - коэффициент интенсификации изгибных напряжений из плоскости тройника или отвода

i_i - коэффициент интенсификации изгибных напряжений в плоскости тройника или отвода

k_σ - коэффициент концентрации напряжений при оценке циклической прочности

K_p - коэффициент гибкости изогнутой трубы

L - длина трубы, пролета или детали, *мм*

M_0 - расчетный изгибающий момент, действующий из плоскости тройника или отвода, *Н·мм*

M_i - расчетный изгибающий момент, действующий в плоскости тройника или отвода, *Н·мм*

M_t - расчетный крутящий момент, *Н·мм*

N - расчетное осевое усилие, *Н*

N_P - расчетное осевое усилие от внутреннего давления, *Н*

N_{0i} - расчетное число циклов *i*-го типа, определяемое на основании температурной истории за весь срок службы трубопровода

$[N_0]_i$ - допустимое число полных циклов *i*-го типа

P - расчетное внутреннее избыточное давление, *МПа.*

$P_{исп}$ - внутреннее избыточное давление при испытаниях, *МПа.*

$[P]$ - допустимое избыточное внутреннее или наружное давление, *МПа*

$q_{гр}$ - нормативная нагрузка от покрывающего грунта на единицу длины трубопровода, *Н/мм.*

$q_{тр}$ - расчетная интенсивность сил трения, действующих вдоль оси трубы при бесканальной прокладке, *Н/мм*

R - радиус кривизны осевой линии отвода, *мм*

r - радиус скругления горловины штампованного (штампосварного) тройника, *мм*

s - номинальная толщина стенки трубы или фасонной детали, *мм*

s_b - номинальная толщина стенки ответвления тройника, *мм*

s_{0b} - расчетная толщина стенки ответвления тройника при $\varphi_y = 1$, *мм*

s_R - расчетные толщины стенок труб и соединительных деталей, *мм*

s_e - эквивалентная толщина стенки магистрали тройника, *мм*

ΔT - расчетный температурный перепад стенок трубопровода, *°С*

T - расчетная температура теплоносителя, *°С*

$T_н$ - начальная температура, *°С*

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

$T_{хол}$ - минимальная температура в условиях эксплуатации, ^oC

$T_{исп}$ - температура при испытаниях, ^oC

$T_{зам}$ - температура прогрева трубопровода в момент замыкания стартовых компенсаторов, ^oC

t_c - расчетный срок службы трубопровода, год

v_1 - расчетная скорость внутренней коррозии мм/год

v_2 - расчетная скорость наружной коррозии мм/год

W - момент сопротивления поперечного сечения при изгибе, $мм^3$

Z - глубина заложения от поверхности земли до оси трубы, *мм*

Z^t - относительное сужение поперечного сечения образца при статическом разрушении при растяжении при расчетной температуре, %

α - коэффициент линейного расширения, $1/^oC$

$\gamma_{гр}$ - объемный вес грунта, $Н/мм^3$

γ_i - коэффициент надежности для нагрузок или воздействий *i*-того типа

$\Delta\sigma_e$ - амплитуда эквивалентных напряжений, *МПа*

ν - коэффициент относительной поперечной деформации (Пуассона)

λ - безразмерный параметр, характеризующий пониженную жесткость отвода при действии изгибающего момента

$\sigma_{в/t}$, $\sigma_в$ - минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) соответственно при расчетной температуре и 20°*C*, *МПа*

$\sigma_{p/t}$, σ_p - минимальное значение предела текучести соответственно при расчетной температуре и 20°*C*, *МПа*

$\sigma_{0.2/t}$, $\sigma_{0\,2}$ - минимальное значение условного предела текучести (напряжение, при котором остаточное удлинение составляет 0.2%) соответственно при расчетной температуре и 20°*C*, *МПа*

$\sigma_{кц}$ - кольцевое мембранное напряжение от внутреннего давления, *МПа*

$\sigma_и$ - кольцевое изгибное напряжение, *МПа*

σ_φ - сумма кольцевого изгибного и мембранного напряжения, *МПа*

σ_e - эквивалентное напряжение, *МПа*

σ_z - суммарное среднее осевое напряжение от внутреннего давления, осевой силы и изгибающего момента, *МПа*

σ_r - радиальное напряжение от внутреннего давления, *МПа*

σ_{zbP} - среднее осевое изгибное напряжение от давления, *МПа*

σ_{zM} - осевое изгибное напряжение от внешних нагрузок, *МПа*

σ_{zN} - мембранное напряжение от внешних нагрузок, *МПа*

σ_{zT} - среднее осевое мембранное компенсационное напряжение, *МПа*

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

σ_{zbT} - среднее осевое изгибное компенсационное напряжение, *МПа*

$[\sigma]$, $[\sigma]_{20}$ - допускаемые напряжения при расчетной температуре и при 20°*C*, *МПа*. См. п. 5.2.1

$[\sigma]_b$ - допускаемое напряжение при расчетной температуре ответвления тройника или врезки, *МПа*

$[\sigma]_{ПЭ}$ - допускаемое напряжение в полиэтилене высокой плотности при рабочей температуре, *МПа*

$[\sigma]_{ППУ}$ - допускаемое напряжение в ППУ, *МПа*

$[\sigma]_{ППМ}$ - допускаемое напряжение в ППМ, *МПа*

$\sigma_{10/ппу}$ - предел прочности ППУ на растяжение – сжатие в радиальном направлении при 10 % -ной деформации, *МПа*

$\sigma_{ппм}$ - предел прочности ППМ на растяжение-сжатие, *МПа*

$\sigma_{e,i}$ - размах эквивалентного местного напряжения для i-го типа цикла, *МПа*

$\sigma_{ae,i}$ - амплитуда эквивалентного напряжения для i-го типа цикла, *МПа*

$[\tau_\varphi]$ - допускаемое напряжение для ППУ на сдвиг в тангенциальном (окружном) направлении, *МПа*

$\tau_{\varphi,t}$ - предел прочности ППУ на сдвиг в тангенциальном (окружном) направлении, *МПа*

$[\tau_z]$ - допускаемое напряжение для ППУ на сдвиг в продольном (вдоль оси трубы) направлении, *МПа*

$\tau_{z,t}$ - предел прочности ППУ на сдвиг в продольном (вдоль оси трубы) направлении, *МПа*

$[\tau]_{ппм}$ - допускаемое напряжение для ППМ на сдвиг, *МПа*

$\tau_{ппм}$ - предел прочности ППМ на сдвиг, *МПа*

τ - касательное напряжение от кручения, *МПа*

μ - коэффициент трения

φ_y - коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении. См. п. 5.3.1

φ_w - коэффициент прочности поперечного сварного шва при растяжении. См. п. 5.3.2

φ_{bw} - коэффициент прочности поперечного сварного шва при изгибе. См. п. 5.3.6

φ_L - коэффициент прочности элемента с угловым сварным швом. См. п. 5.3.7

φ_d - коэффициент прочности элемента, ослабленного отверстием

ω_p - параметр внутреннего давления

$\varphi_{гр}$ - угол внутреннего трения грунта

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

5 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

5.1 Основные положения расчета на прочность

5.1.1. Выбор основных размеров труб и деталей по расчетному давлению и расчетной температуре с учетом коррозионной активности теплоносителя (для стальных труб) следует производить согласно разделу 7.

5.1.2. Для предварительной расстановки промежуточных опор рекомендуется пользоваться приложением Б.

5.1.3. Поверочный расчет трубопроводов на прочность следует выполнять согласно разделу 8 с учетом нагрузок и воздействий, возникающих при строительстве, испытаниях и эксплуатации.

Внутренние усилия и реакции опор определяются расчетом трубопровода как упругой стержневой системы по методам строительной механики стержневых систем с учетом реальной гибкости элементов, сил трения в опорах скольжения и взаимодействия с грунтом. Нагрузки на оборудование и опоры определяются в рабочем и холодном состояниях трубопровода, а также при испытаниях.

Оценка статической прочности производится раздельно на действие не самоуравновешенных нагрузок (вес и внутреннее давление) и с учетом всех нагружающих факторов, в том числе температурных деформаций. Условия статической прочности от действия всех нагружающих факторов в рабочем и холодном состояниях могут не выполняться, если обеспечена циклическая прочность (выносливость) конструкции при знакопеременном нагружении.

5.1.4. Расчетная модель трубопровода должна отражать действительные условия его работы. Приведенные в стандарте методики для стальных трубопроводов ориентированы на расчетные модели в виде статически неопределимых стрежневых систем переменной жесткости. Элементы теории оболочек используются для определения толщины стенки труб и деталей, а также учета пониженной жесткости и местной концентрации напряжений в отводах, врезках (тройниках) и некоторых других деталях.

5.1.5. Допускается использование других расчетных методик, прошедших апробацию на практике и соответствующих условиям эксплуатации, если они обеспечивают запасы прочности не ниже установленных настоящим стандартом. Решение об этом принимает разработчик проекта.

5.1.6. Расчетные значения нагрузок при выборе основных размеров труб и деталей согласно разделу 7 и оценке прочности и устойчивости согласно разделам 8 и 9 настоящих норм следует определять согласно п. 6.1.1.

5.1.7. Поверочный расчет гибких теплопроводов из полимерных труб (раздел 10 и приложение Д) предусматривает оценку их несущей способности и долговечности при постоянной и переменной рабочей температуре, а также определение нагрузок на неподвижные опоры.

5.1.8. Поверочный расчет на прочность трубопроводов из гибких стальных гофрированных труб (раздел 11 и приложение Г) предусматривает оценку статической прочности, а также определение нагрузок на неподвижные опоры.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

5.2 Допускаемые напряжения

5.2.1. Расчеты стальных труб и соединительных деталей тепловых сетей на прочность проводят по номинальным допускаемым напряжениям. Номинальные допускаемые напряжения $[\sigma]$, для электросварных труб и деталей, наиболее часто применяемых в тепловых сетях, приведены в таблице 5.1.

Таблица 5.1

Температура, °С	Допускаемые напряжения $[\sigma]$, *МПа*				
	Ст3сп	10	20	09Г2С	17ГС, 17Г1С, 17Г1СУ
20	140	130	150	180	187
100	131	125	147	170	177
150	125	122	143	160	171
200	117	120	140	150	165
250	107	108	132	145	156

При необходимости использовать стали, марки которых не приведены в таблице, номинальные допускаемые напряжения определяются по формуле

$$[\sigma] = \min\left(\frac{\sigma_{в/t}}{2.4}, \frac{\sigma_{p/t} \quad \text{или} \quad \sigma_{0.2/t}}{1.5}\right). \qquad (5.1)$$

Если характеристики прочности материала при расчетной температуре ($\sigma_{в/t}$, $\sigma_{p/t}$ и $\sigma_{0.2/t}$) отсутствуют, допускаемые напряжения допускается определять с использованием характеристик прочности при температуре 20°С

$$[\sigma] = A_T \min\left(\frac{\sigma_в}{2.4}, \frac{\sigma_p \quad \text{или} \quad \sigma_{0.2}}{1.5}\right). \qquad (5.2)$$

Здесь A_T - коэффициент приведения допускаемого напряжения к расчетной температуре (таблица 5.2). Характеристики прочности $\sigma_{в/t}$, $\sigma_{p/t}$, $\sigma_{0.2/t}$, $\sigma_в$, σ_p и $\sigma_{0.2}$ принимаются по стандартам, нормалям или другим нормативным документам на трубы и детали.

5.2.2. Характеристики прочности и допускаемые напряжения материалов и конструкций с промышленной ППУ-изоляцией [3] при расчетной температуре 140°С принимаются в соответствии с п.п. 5.2.3 - 5.2.4 настоящего раздела, а при расчетной температуре 150°С - согласно примечанию к пункту 5.2.4. Коэффициенты запаса по пределам прочности на растяжение сжатие и сдвиг принимаются равными 2.

5.2.3. Для полиэтилена высокой плотности предельное относительное удлинение составляет 3%. При значении модуля упругости $E_{пэ}$ =800 *МПа* допускаемое напряжение составляет

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

 © Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

$$[\sigma]_{пэ} = 800\frac{3}{100 \cdot 2} = 12 \ МПа.$$

При действии изгибающего момента расчетное напряжение может превышать допускаемое на 40%

$$\sigma = 1.4[\sigma]_{пэ}$$

Таблица 5.2

Температура, °С	Коэффициенты приведения к расчетной температуре A_T				
	Сталь				
	Углеродистая обыкновенного качества	Углеродистая качественная с содержанием углерода, %		Углеродистая низколегированная или легированная с содержанием углерода, %	
		0.07-0.14	0.17-0.24	0.07- 0.12	0.14 - 0.20
20	1.00	1.00	1.00	1.00	1.00
100	0.943	0.961	0.980	0.944	0.946
150	0.893	0.938	0.953	0.889	0.914
200	0.836	0.908	0.933	0.833	0.882
250	0.764	0.861	0.880	0.806	0.834

5.2.4. Для ППУ допускаемые напряжения составляют (коэффициенты запаса по пределам прочности на растяжение сжатие и сдвиг принимаются равными 2)

$$[\sigma]_{ппу} = \frac{\sigma_{10/ппу}}{2} = \frac{0.3}{2} = 0.15 \ МПа,$$

$$[\tau_{\varphi}] = \frac{\tau_{\varphi,t}}{2} = \frac{0.13}{2} = 0.065 \ МПа,$$

$$[\tau_z] = \frac{\tau_{z,t}}{2} = \frac{0.08}{2} = 0.04 \ МПа.$$

Примечание - При расчетной температуре 150°С и выше значения $\sigma_{10/ппу}$, $\tau_{\varphi,t}$, $\tau_{z,t}$ допускается принимать согласно сертификату на ППУ соответствующей рецептуры.

5.2.5. Для ППМ-изоляции допускаемые напряжения составляют (коэффициенты запаса по пределам прочности на растяжение сжатие и сдвиг принимаются равными 2):

$$[\sigma]_{ппм} = \frac{\sigma_{ппм}}{2} = \frac{1.2}{2} = 0.6 \ МПа,$$

$$[\tau]_{ппм} = \frac{\tau_{ппм}}{2} = \frac{0.3}{2} = 0.15 \ МПа.$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

5.2.6. Для тех материалов и конструкций, которые в настоящем стандарте не указаны, данные определяются по справочным и экспериментальным данным.

5.3 Коэффициенты прочности сварных соединений

5.3.1. Коэффициент прочности продольного сварного шва для электросварных труб и деталей φ_y при растяжении определяется согласно п.п. 5.3.3 - 5.3.5. Для бесшовных труб и деталей $\varphi_y = 1$.

5.3.2. Коэффициент прочности поперечного сварного шва труб φ_w при растяжении определяется согласно п.п. 5.3.3 - 5.3.5. При сжатии принимается $\varphi_w = 1$.

5.3.3. Коэффициенты прочности φ_y, φ_w для стыковых сварных соединений при растяжении, выполненных любым допущенным способом (автоматической, полуавтоматической или ручной дуговой сваркой), обеспечивающим полный провар по всей длине стыкуемых элементов, зависит от объема контроля качества шва радиографией или ультразвуком. Рекомендуемые значения

- при полном контроле 100% длины шва – 1.0;
- при выборочном контроле не менее 10% длины шва – 0.8;
- при отсутствии контроля или при выборочном контроле менее 10% длины – 0.7.

5.3.4. При наличии смещения кромок сварных труб коэффициенты прочности сварного соединения φ_w, определенный в соответствии с п. 5.3.3, должен быть уменьшен пропорционально смещению кромок. Например, при смещении кромок на 15% значение коэффициента φ_w должно быть умножено на 0.85.

5.3.5. Усиление сварного шва при определении коэффициентов прочности φ_y, φ_w не учитывается.

5.3.6. Коэффициент прочности поперечного сварного стыка труб и деталей при изгибе φ_{bw} определяется в соответствии с п. п. 5.3.3 - 5.3.5, но не более значений

- для бесшовных труб – 0.9;
- для электросварных – 1.0.

5.3.7. Коэффициенты прочности φ_L для угловых и тавровых сварных соединений на все виды нагрузок, кроме сжатия, принимаются в соответствии с п. п. 5.3.3 - 5.3.5, но не более следующих значений

- при полном контроле 100% длины шва – 0.8
- при выборочном контроле или при отсутствии контроля – 0.6.

5.3.8. Коэффициент прочности сварного шва для соединений в нахлестку принимается в соответствии с п.п. 5.3.3 - 5.3.5, но не более 0.6.

5.3.9. Допускается принимать другие значения коэффициентов снижения прочности сварных соединений с учетом условий эксплуатации и показателей качества элементов трубопроводов.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

5.3.10. При расчете на внутреннее давление труб и цилиндрических деталей не учитывается поперечный шов, а при расчете на осевое усилие - продольный шов.

5.4 Расчетная и номинальная толщины стенок элементов

5.4.1. Для определения расчетной толщины стенки s_R элемента трубопровода используются формулы раздела 7.

5.4.2. Номинальная толщина стенки трубы или детали трубопровода s определяется с учетом суммарной прибавки, исходя из условия

$$s \geq s_R + c, \qquad (5.3)$$

с округлением до значения ближайшей большей толщины стенки по стандартам и техническим условиям на сортамент труб и деталей. Допускается округление в сторону меньшей толщины стенки, если разница не превышает 3%.

Наименьшие значения номинальной толщины стенки труб или соединительных деталей s в зависимости от наружного диаметра D_a приведены в таблице 5.3.

Таблица 5.3

D_a, *мм*	≤ 38	≤ 51	≤ 70	≤ 90	≤ 108	> 108
Наименьшая номинальная толщина стенки s, *мм*	1.8	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0

5.4.3. Суммарная прибавка к толщине стенки c вычисляется по формуле

$$c = c_1 + c_2, \qquad (5.4)$$

где

c_1 - технологическая прибавка, равная минусовому отклонению толщины стенки, принимаемая согласно п.п. 5.4.4-5.4.6;

c_2 - прибавка на коррозию и износ, принимаемая согласно п.п. 5.4.7-5.4.9.

5.4.4. Для деталей трубопроводов, получаемых сваркой из труб (секторные отводы, сварные тройники), прибавка c_1 равна допуску на минимальную толщину стенки трубы заготовки по стандартам или техническим условиям.

5.4.5. Для деталей трубопроводов, изготовляемых из труб путем горячего или холодного деформирования (крутоизогнутые отводы, штампованные тройники), прибавка c_1 равна допуску на минимальную толщину стенки, указанному в соответствующих технических условиях.

5.4.6. Для гнутых отводов прибавка c_1 равна сумме допусков на минимальную толщину стенки трубы-заготовки c_{11} и максимального утонения при гибке на станке c_{12}. Последняя величина при отсутствии специальных указаний определяется выражением $c_{12} = s/(1 + 2R/D)$.

5.4.7. При наличии внутренней и наружной коррозии суммарную прибавку c_2 допускается определять по формуле $c_2 = \sqrt{c_{21}^2 + c_{22}^2}$, учитывающей малую ве-

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

роятность одновременного достижения максимальной величины внутренней и наружной коррозии в одной и той же точке.

5.4.8. Для теплопроводов с рабочим давлением ≤ 1.6 *МПа* допустимая скорость внутренней коррозии составляет $v_1 = 0.085$ *мм/год* [6]. При сроке службы $t_c = 30$ лет соответствующая прибавка на коррозию составит $c_{21} = t_c \cdot v_1 = 30 \cdot 0.085 = 2.55$ *мм*. При наличии технической возможности уменьшения скорости внутренней коррозии допускается принимать иные значения v_1, но не менее 0.03 *мм/год*.

5.4.9. Скорость наружной коррозии v_2 принимается в соответствии с нормами [7]. Соответствующая прибавка на коррозию вычисляется по формуле $c_{22} = t_c \cdot v_2$. Для трубопроводов с ППУ-изоляцией [3] расчетную скорость наружной коррозии допускается принимать равной $v_2 = 0$.

6 НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ

6.1 Классификация нагрузок и воздействий

6.1.1. Учитываемые в расчетах на статическую и циклическую прочность нагрузки и воздействия, а также соответствующие им коэффициенты надежности приведены в таблице 6.1. Расчетные значения нагрузок и воздействий определяются путем умножения нормативных значений на коэффициенты надежности γ_i. В обоснованных случаях допускается принимать другие значения коэффициентов надежности γ_i.

6.1.2. Значения коэффициентов надежности по нагрузке, указанные в скобках, должны приниматься в тех случаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы трубопровода.

6.2 Нормативные нагрузки

6.2.1. Расчетное давление P и расчетная температура T при оценке прочности и определении нагрузок на опоры и строительные конструкции принимаются равными соответственно рабочему давлению и рабочей температуре согласно [7] и техническими требованиями на проектирование.

6.2.2. При расчете трубопровода в режиме испытания расчетная температура $T_{исп}$ принимается в соответствии с [4], а пробное давление гидроиспытаний $P_{исп}$ в соответствии с [4] и п.п. 7.5.1-7.5.2.

6.2.3. Нормативные нагрузки от собственного веса трубопровода и изоляции должны определяться на основании стандартов, рабочих чертежей и паспортных данных по номинальным размерам.

6.2.4. Нормативные нагрузки и воздействия от предварительной растяжки трубопровода (см. раздел 8.3), растяжки компенсаторов, смещений креплений и натяга упругих опор, обусловленного их регулировкой, определяются проектом.

6.2.5. Нормативное значение веса деталей и конструкций заводского изготовления определяются на основании стандартов, рабочих чертежей или паспорт-

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

 © Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

ных данных заводов-изготовителей. Других деталей – по проектным размерам и удельному весу материалов.

6.2.6. Расчетный температурный перепад в стенках трубопровода ΔT равен разнице между расчетной температурой теплоносителя T (или температурой при испытаниях $T_{исп}$) и начальной температурой $T_н$: $\Delta T = T - T_н$.

Таблица 6.1

Нормативные нагрузки и воздействия			Способ прокладки			Коэффициент надежности γ_i
Вид	Шифр	Характеристика	Бесканальный	В канале	Надземный	
Постоянные	1	Собственный вес труб, деталей, арматуры и обустройств	+	+	+	1.1 (0.95)
	2	Вес изоляции	+	+	+	1.2 (0.9)
	3	Вес и давление грунта	+	-	-	1.2 (0.8)
	4	Гарантированная предварительная растяжка и смещения креплений (кроме смещений с шифром 10)	+	+	+	1.0
	5	Силы трения в опорах скольжения или при взаимодействии с грунтом (бесканальная прокладка)	+	+	+	1.0
	6	Натяг упругих опор	-	+	+	1.0
Длительные временные	7	Внутреннее давление*; распорные усилия осевых компенсаторов	+	+	+	1.0
	8	Вес теплоносителя	+	+	+	1.0 (0.95)
	9	Температурный перепад*	+	+	+	1.0
	10	Смещения креплений при нагреве присоединенного оборудования	+	+	+	1.0
Кратковременные	11	Снеговая	-	-	+	1.4
	12	Гололедная	-	-	+	1.3
	13	Ветровая	-	-	+	1.4
	14	От подвижного состава	+	-	-	См. п. 6.2.12

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

Нормативные нагрузки и воздействия			Способ прокладки			Коэффициент надежности γ_i
Вид	Шифр	Характеристика	Бесканальный	В канале	Надземный	
Особые	15	Сейсмические воздействия; нагрузки, вызываемые резкими нарушениями технологического процесса, временной неисправностью или поломкой оборудования	+	+	+	1.0

Примечания:

1. Знак «+» означает, что данная нагрузка или воздействие учитываются в расчете на прочность, а знак «-» что не учитывается.

2. Воздействия, помеченные знаком «*» могут быть также отнесены к категории кратковременных воздействий. Например, кратковременное повышение температурного перепада до 150°С в стальных трубопроводах бесканальной прокладки и до 100°С – в трубопроводах из гибких полимерных труб, а также кратковременное повышение давления в режиме гидроиспытаний.

6.2.7. Начальную температуру $T_н$ следует принимать равной температуре окружающего воздуха, в момент, когда замыкается последний стык при монтаже трубопровода и его схема превращается в неразрезную статически неопределимую систему. При наличии данных о календарном сроке замыкания трубопровода, допускается $T_н$ уточнять в соответствии с этими данными, а при отсутствии таких данных для назначения $T_н$ допускается принимать начальную температуру в холодное время года согласно п. 8.6 и 8.7 [8].

В любом случае, $T_н$ принимается не менее чем минимальная температура окружающего воздуха, при которой допускается проведение монтажных и сварочных работ. В этом случае в проекте должно быть указано, что замыкание трубопровода не должно производиться при температуре окружающего воздуха ниже, чем принятое значение $T_н$.

В отдельных случаях в качестве $T_н$ может приниматься расчетная температура до начала отопительного периода $T_{хол}$ или температура окружающего воздуха, при проведении аварийно-восстановительных работ.

6.2.8. Нормативная нагрузка от веса грунта на единицу длины трубопровода, укладываемого в траншее, определяется по формуле

$$q_{гр} = \gamma_{гр} Z \cdot D_k \ (Н/мм), \qquad (6.1)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

6.2.9. Нормативную снеговую нагрузку на единицу длины трубопровода надземной прокладки (актуально для труб с ППУ-изоляцией и защитной оболочкой из оцинкованной стали [3]) следует определять по формуле

$$q_{sn} = S_0 \cdot 10^{-3} \cdot \theta \cdot D_k \ (Н/мм), \qquad (6.2)$$

где S_0 - нормативное значение снеговой нагрузки на горизонтальную поверхность земли в *кПа*, принимается в зависимости от снегового района по строительным нормам и правилам [8], θ - коэффициент перехода от веса снегового покрова на единицу поверхности земли к снеговой нагрузке на единицу поверхности горизонтальной проекции кожуха изоляции трубопровода, принимается равным 0.4.

Также рекомендуется учитывать снеговые нагрузки на опирающиеся на трубопровод обустройства, которые определяются согласно [8].

6.2.10. Нормативная ветровая нагрузка на единицу длины надземного трубопровода, действующая перпендикулярно его осевой вертикальной плоскости, определяется по формуле:

$$q_{wn} = (W_{etc} + W_{dyn}) D_k \cdot 10^{-3} \ (Н/мм), \qquad (6.3)$$

где статическую W_{etc} и динамическую W_{dyn} составляющие ветровой нагрузки в *кПа* принимаются по СНиП [8], причем последняя величина находится как для сооружения с постоянной шириной наветренной поверхности.

6.2.11. Нормативная нагрузка от обледенения (гололедная) на единицу длины надземного трубопровода определяется по формуле

$$q_{gn} = 1.7 \cdot 10^{-5} \cdot b_g D_k \ (Н/мм), \qquad (6.4)$$

где b_g – толщина слоя гололеда, *мм*. Принимается согласно [8].

6.2.12. Нормативные нагрузки и коэффициенты надежности от подвижного состава принимаются согласно [9].

6.2.13. Нормативные значения сейсмических нагрузок принимаются в соответствии со СНиП [10].

7 РАСЧЕТ НА ПРОЧНОСТЬ ТРУБ И СОЕДИНИТЕЛЬНЫХ ДЕТАЛЕЙ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ВНУТРЕННЕГО ИЗБЫТОЧНОГО ДАВЛЕНИЯ

7.1 Трубы

7.1.1. Расчетная толщина стенки трубы

$$s_R = \frac{P \cdot D_a}{2\varphi_y[\sigma] + P}. \qquad (7.1)$$

7.1.2. Допускаемое пробное давление при гидроиспытаниях для труб равно

$$[P]_{исп} = \frac{1.8\varphi_y(s-c)\sigma_p}{D_a - (s-c)} \qquad (7.2)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

7.1.3. Для трубопроводов бесканальной прокладки в грунте, имеющих отношение $s/D_a \le 0.015$, должно дополнительно выполняться условие

$$s_R \ge \sqrt{\frac{D_a(0.375g_1 + 0.546g_2)}{[\sigma]\eta_b}}, \qquad (7.3)$$

где

g_1 - расчетная нагрузка на единицу длины трубопровода от веса грунта и теплоносителя, заполняющего трубу, *Н/мм*. Нагрузка от веса грунта определяется согласно п. 6.2.8;

g_2 - расчетная нагрузка на единицу длины от веса трубопровода и изоляции, *Н/мм*;

η_b - коэффициент, учитывающий боковое сопротивление грунта и изоляционного слоя сплющиванию трубы.

$$\eta_b \approx 1 + 4 \cdot 10^{-7}(k_0 D_a + 4P) \cdot (D_a/s)^3 \qquad (7.4)$$

k_0 - коэффициент постели (сбоку), *Н/мм*^{3}

$$k_0 = k_{0u}k_{0гр}/(k_{0u} + k_{0гр}). \qquad (7.5)$$

В этой формуле

$$k_{0гр} = \frac{0.12 \cdot E_{гр.бок} \cdot \eta_{гр}}{(1-\mu^2)\sqrt{1000 D_k}}\left(1 - e^{-\frac{2Z}{D_k}}\right) \text{ Н/мм}^3, \qquad (7.6)$$

- $E_{гр.бок}$ - модуль упругости грунта, *МПа*,
- μ - коэффициент относительной поперечной деформации грунта (Пуассона),
- Z – глубина заложения от поверхности земли до оси трубы, *мм*,
- $\eta_{гр}$ - коэффициент, зависящий от глубины Z и расстояния до края траншеи a

$$\eta_{гр} = 0.547\beta^2 - \beta + 0.854 \qquad (7.7)$$

$$\beta = \begin{cases} a/Z & при \quad a/Z < 1 \\ 1 & при \quad a/Z \ge 1 \end{cases} \qquad (7.8)$$

Рекомендуемые значения для k_{0u} для проверки условия 7.3 приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1

ППУ-изоляция, армопенобетон, ППМ-изоляция при температуре, °С	k_{0u}, *Н/мм*^{3}
100	$5 \cdot 10^{-3}$
20	$15 \cdot 10^{-3}$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

7.2 Отводы

7.2.1. Расчетная толщина стенки гнутых и крутоизогнутых отводов (рисунок 7.1а)

$$s_{R0} = s_R \cdot k_1, \tag{7.9}$$

где s_R вычисляется по формуле (7.1), а коэффициент k_1 принимается по таблице 7.2.

Таблица 7.2

R/D_a	≥2.0	≤1.0
k_1	1.0	1.30

Примечание - для промежуточных значений R/D_a значение k_1 определяется линейной интерполяцией.

7.2.2. Расчетная толщина стенки секторных отводов, состоящих из полусекторов и секторов с углом скоса $\alpha \le 22.5^0$ (рисунок 7.1б) вычисляется по формуле

$$s_{R0} = s_R \cdot k_2, \tag{7.10}$$

где s_R вычисляется по формуле (7.1), а k_2 вычисляется по формуле:

$$k_2 = \frac{4R - D_a + s_R}{4R - 2D_a + 2s_R} \tag{7.11}$$

Для секторных отводов с углом скоса $\alpha > 22.5^0$ методика не применима.

7.2.3. Расчеты штампосварных отводов зависят от расположения сварных швов:

- при расположении сварных швов в плоскости кривизны отвода (рисунок 7.1, в) расчетная толщина стенки

$$s_{R0} = s_R \cdot k_2 / \varphi_y. \tag{7.12}$$

- при расположении сварных швов по нейтральной линии (рисунок 7.1г) толщина стенки определяется как наибольшее из двух значений

$$s_{R0} = \max(s_R / \varphi_y, s_R \cdot k_2). \tag{7.13}$$

В формулах (7.12) и (7.13) s_R определяется по формуле (7.1) при $\varphi_y = 1.0$, а величина k_2 – по формуле (7.11).

7.2.4. Допускаемое пробное давление при гидроиспытаниях для отводов равно

$$[P]_{исп} = \frac{1.8\varphi_y(s-c)\sigma_p}{D_a \cdot k_t - (s-c)}, \tag{7.14}$$

где k_t принимается:

- для гнутых и крутоизогнутых отводов $k_t = k_1$;

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

- для секторных отводов $k_i = k_2$;

- для штампосварных отводов при расположении сварных швов в плоскости кривизны отвода (рисунок 7.1в) $k_i = k_2 / \varphi_y$;

- для штампосварных отводов при расположении сварных швов по нейтральной линии (рисунок 7.1г) $k_i = \max(1/\varphi_y, k_2)$.

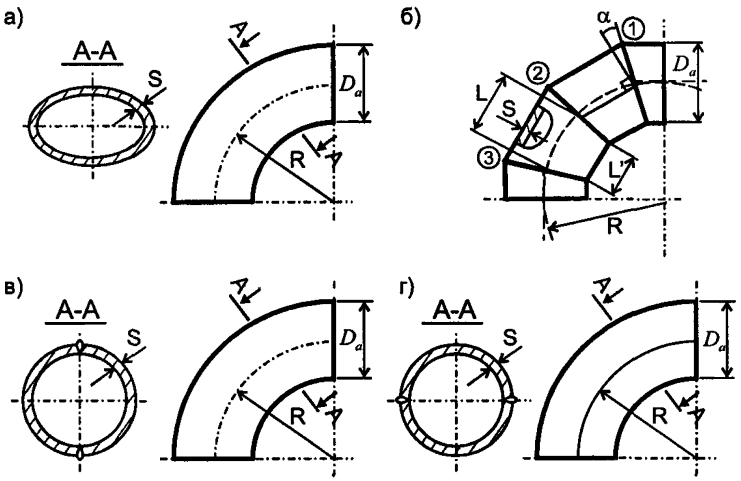


Рисунок 7.1. - Отводы

а - гнутый; *б* – секторный с тремя косыми стыками (n=3); *в,г* – штампосварной

7.3 Переходы

7.3.1. Расчетная толщина стенки концентрических и эксцентрических переходов, нагруженных внутренним избыточным давлением (рисунок 7.2)

$$s_{RП} = \frac{P \cdot D_a}{2\varphi_y[\sigma]\cos\alpha + P}, \qquad (7.15)$$

Формула (7.15) применима при соблюдении следующих условий:

- при $\alpha \le 15^0$

$$0.003 \le \frac{s_{RП}}{D_a - 2s_{RП}} \le 0.35, \qquad (7.16)$$

- при $15^0 < \alpha \le 45^0$

$$0.003 \le \frac{s_{RП}}{D_a - 2s_{RП}} \le 0.15, \qquad (7.17)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

$$\frac{D_П - 2s_{RП}}{D_a - 2s_{RП}} \le 1 - \frac{2\sin\alpha}{\sqrt{\cos\alpha}}\sqrt{\left(1 + \frac{s_{RП}}{D_a - 2s_{RП}}\right)\frac{s_{RП}}{D_a - 2s_{RП}}}. \qquad (7.18)$$

Угол наклона образующей α рассчитывается по формуле

$$\alpha = arctg\frac{D_a - D_П}{k \cdot \ell}, \qquad (7.19)$$

в которой D_a, $D_П$ и ℓ принимаются в соответствии с рисунком 7.2а или рисунком 7.2б. Для концентрических переходов коэффициент $k = 2$, для эксцентрических переходов $k = 1$.

7.3.2. Допускаемое пробное давление при гидроиспытаниях для концентрических и эксцентрических переходов равно

$$[P]_{исп} = \frac{1.8\varphi_y \cos\alpha(s-c)\sigma_p}{D_a - (s-c)}. \qquad (7.20)$$

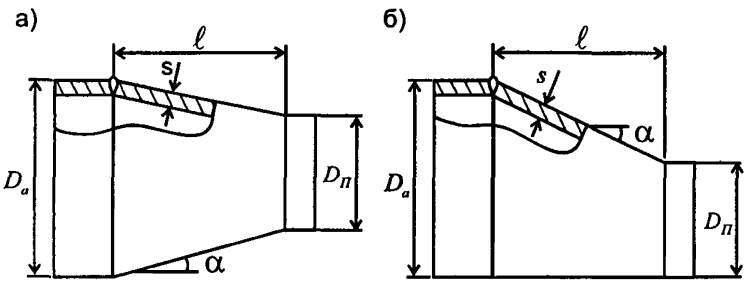


Рисунок 7.2. - Переходы
а - концентрический, *б* – эксцентрический

7.4 Тройники и врезки

7.4.1. *Если угол между осью ответвления и осью магистрали не менее* 75^0, расчетная толщина стенки определяется согласно п. 7.4.2, а допускаемое пробное давление согласно п. 7.4.8. Если угол между осью ответвления и осью магистрали $75° > \gamma \ge 45°$, то для сварных тройников и врезок расчетная толщина стенки определяется согласно п. 7.4.9, а допускаемое пробное давление согласно п. 7.4.11.

7.4.2. Расчетная толщина стенки магистрали в тройниковых соединениях (врезках) при действии внутреннего избыточного давления (рисунок 7.3) определяется по формуле

$$s_{RM} = \frac{P \cdot D_a}{2\min(\varphi_y, \varphi_d)[\sigma] + P}, \qquad (7.21)$$

где φ_d - расчетный коэффициент снижения прочности магистрали тройника (врезки), вычисляются в соответствии с п. 7.4.4.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

7.4.3. Расчетная толщина стенки ответвления

$$s_R = \frac{P \cdot d_a}{2\varphi_y [\sigma]_b + P}. \quad (7.22)$$

7.4.4. Расчетный коэффициент снижения прочности магистрали тройника (врезки) или эллиптической заглушки, ослабленной укрепленным отверстием

$$\varphi_d = \frac{2}{1.75 + \frac{d}{\sqrt{(D_a - s + c)(s - c)}}} \left(1 + \frac{\sum A}{2(s-c)\sqrt{(D_a - s - c)(s - c)}} \right), \quad (7.23)$$

где $s \geq s_{RM} + c$, а $\sum A$ – сумма укрепляющих площадей ответвления и накладки (если таковая имеется)

$$\sum A = A_b + A_n, \quad (7.24)$$

Для штампованных (штампосварных) тройников (рисунок 7.3, б) вместо величины d в формулу (7.23) следует подставлять:

$$d_{eq} = d + 0.25r, \quad (7.25)$$

причем r принимается по чертежу на конкретный тройник, но не менее 5 мм.

7.4.5. Укрепляющая площадь ответвления определяется по формулам:

- для ответвления, конструкция которого соответствует рисунку 7.3 а:

$$A_b = 2h_b[(s_b - c_b) - s_{ob}], \quad (7.26)$$

- для вытянутой горловины штампованного (штампосварного) тройника, конструкция которого соответствует рисунку 7.3, б

$$A_b = 2(h_{bs} - h_b)[(s_s - c_s) - s_{os}] + 2h_b[(s_b - c_b) - s_{ob}], \quad (7.27)$$

где минимальные толщины стенок определяются по формулам:

- для сварных тройников и врезок

$$s_{ob} = \frac{Pd}{2[\sigma]_b - P}, \quad (7.28)$$

- для штампованных

$$s_{ob} = \frac{Pd_{eq}}{2[\sigma] - P}, \quad (7.29)$$

$$s_{os} = \frac{Pd}{2[\sigma]_b - P}. \quad (7.30)$$

7.4.6. Используемое при расчете значение высоты ответвления принимается по чертежу, но не более приведенных ниже значений:

$$h_b = h_{bs} = 1.25\sqrt{(d_a - s_b + c_b)(s_b - c_b)}, \quad (7.31)$$

$$h_{b1} = 0.5\sqrt{(d_a - s_b + c_b)(s_b - c_b)}. \quad (7.32)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

При одновременном укреплении отверстия ответвлением и накладкой (рисунок 7.3, а), высота укрепляющей части ответвления h_b принимается без учета толщины накладки

$$h_b = 1.25\sqrt{(d_a - s_b + c_b)(s_b - c_b)} - s_n . \qquad (7.33)$$

7.4.7. Укрепляющая площадь накладки определяется по формуле:

$$A_n = 2b_n s_n . \qquad (7.34)$$

Используемое в расчете значение ширины накладки b_n (рисунок 7.3) должно соответствовать размеру по чертежу на конкретную накладку, но не более

$$b_n = \sqrt{(D_a - s + c)(s + s_n - c)} . \qquad (7.35)$$

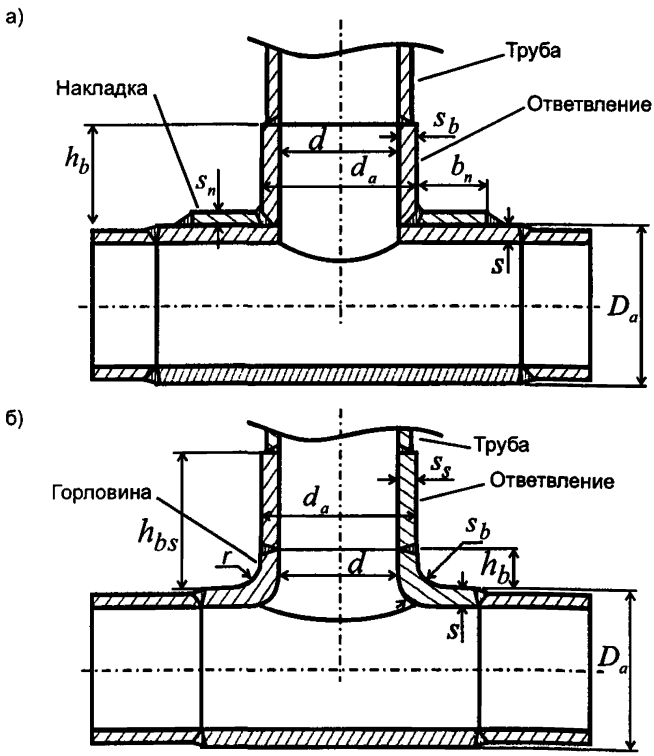


Рисунок 7.3. - Тройники и врезки
а – сварной тройник (врезка), *б* – штампованный (штампосварной) тройник

7.4.8. Допускаемое пробное давление при гидроиспытаниях для тройниковых соединений и врезок равно

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

$$[P]_{исп} = \min\left(\frac{1.8\min(\varphi_y,\varphi_d)(s-c)\sigma_p}{D_a-(s-c)}, \frac{1.8\varphi_y(s_b-c_b)\sigma_p}{d_a-(s_b-c_b)}\right) \quad (7.36)$$

7.4.9. Для сварных тройников и врезок с наклонным ответвлением при $75° > \gamma \geq 45°$ выбранные размеры проверяются по условию

$$P\left(\frac{A_p}{A_1+A_2+0.7A_3}+0.5\right) \leq [\sigma], \quad (7.37)$$

7.4.10. Площадь нагружения A_p и площади сопротивления (A_1 - для магистрали, A_2 - для ответвления и A_3 - для накладки) следует определять согласно рисунку 7.4. Рекомендуются следующие значения площадей:

- площадь нагружения

$$A_p = 0.5(D_a-2s)(2b+d_a/\sin\gamma)+(d_a-2s_b)(h_{b2}+s/\sin\gamma); \quad (7.38)$$

- площадь сопротивления магистрали

$$A_1 = 2\sqrt{(D_a-s+c)(s-c)}\ (s-c), \quad (7.39)$$

- площадь сопротивления ответвления

$$A_2 = 2h_{b2}(s_b-c_b), \quad (7.40)$$

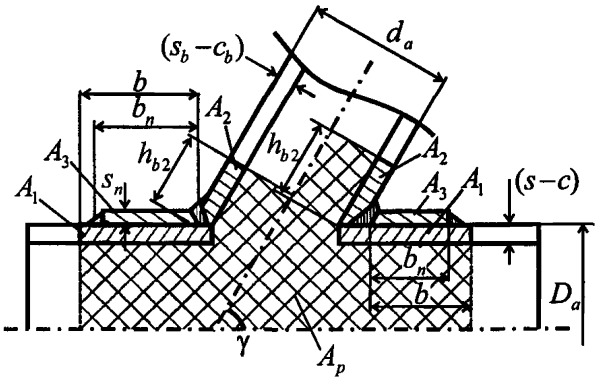


Рисунок 7.4. - Схема расчетных площадей укрепляющих элементов для тройника или врезки с наклонным ответвлением

где

γ – угол между осями ответвления и магистрали, градус;

A_3 – площадь сопротивления накладки

$$A_3 = 2b_n s_n, \quad (7.41)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

$$h_{b2} = \left(1 + 0.25\frac{\gamma}{90}\right)\sqrt{(d_a - s_b + c_b)(s_b - c_b)}\,. \qquad (7.425)$$

Ширина накладки b_n принимается по рисунку 7.4 но не более ширины, рассчитанной по формуле (3.29).

7.4.11. Допускаемое пробное давление при гидроиспытаниях сварных тройников и врезок с наклонным ответвлением при $75° > \gamma \geq 45°$ равно

$$[P]_{исп} = \frac{0.9\sigma_p}{\dfrac{A_p}{A_1 + A_2 + 0.7A_3} + 0.5} \qquad (7.43)$$

7.4.12. Если допускаемое напряжение для укрепляющих деталей $[\sigma]_d$ меньше $[\sigma]$, то расчетные значения укрепляющих площадей A_b, A_n умножаются на отношение $[\sigma]_d / [\sigma]$.

7.5 Гидравлическое испытание на прочность и плотность

7.5.1. Минимальная величина пробного давления при гидроиспытаниях $P_{исп}$ должна составлять $1.25P$.

7.5.2. Максимальная величина пробного давления при гидроиспытаниях $P_{исп}$ устанавливается расчетом на прочность в соответствии с п.п. 7.5.3-7.5.4.

7.5.3. Во всех случаях величина пробного давления $P_{исп}$ должна приниматься такой, чтобы кольцевые напряжения от пробного давления в стенке трубопровода не превышали величины $0.9\sigma_p$. Расчет пробного давления производится согласно п.п. 7.1.2, 7.2.4, 7.3.2, 7.4.8, 7.4.11. При этом:

- для проектируемых и вновь изготавливаемых трубопроводов прибавка на коррозию принимается $c_2 = 0$;
- для трубопроводов, находящихся в эксплуатации прибавка на коррозию c_2 принимается согласно п.п. 5.4.7-5.4.9, где вместо расчетного срока службы t_c подставляется фактический срок эксплуатации на момент проведения гидроиспытаний. Либо вместо номинальной толщины стенки s подставляется фактическая толщина стенки, определяемая на основе статистической обработки результатов измерений толщин стенок, а суммарная прибавка принимается равной $c = 0$.

7.5.4. При назначении $P_{исп}$ должны соблюдаться условия прочности на этапах 7 и 8 режима ПДКОН (см. пункт 8.6.3, табл. 8.4).

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

8 ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ

8.1 Выбор расчетной схемы трубопровода

8.1.1. Трубопровод рассматривается как упругая стержневая система. Следует стремиться к тому, чтобы расчетная схема правильно учитывала конструктивные особенности, которые влияют на НДС трубопровода.

При раскрытии статической неопределимости следует учитывать повышенную податливость на изгиб криволинейных труб (эффект Кармана), секторных колен, косых стыков и ответвлений (тройников). Для этого определяются коэффициенты податливости этих элементов, полученных с использованием теории оболочек или из экспериментов. Рекомендуемая методика их определения приведена в приложении А.

8.1.2. Трубопровод разбивается на прямолинейные и криволинейные (очерченные по дуге окружности), участки. Точки сопряжения участков служат расчетными узлами. В число расчетных узлов включаются:

- места присоединения к оборудованию;
- места присоединения к опорам;
- точки излома или разветвления осевой линии трубопровода;
- точки изменения поперечного сечения, нагрузок и свойств грунта.

8.1.3. Внешние статические нагрузки рассматриваются как сосредоточенные или равномерно распределенные. Наряду с ними в расчетах статически неопределимых стержневых систем учитываются деформационные воздействия, вызванные температурным нагревом (охлаждением), смещением опор или оборудования, а также предварительной растяжкой (сжатием) трубопровода.

8.1.4. Расстановка опор и подвесок призвана обеспечить допустимый уровень напряжений в элементах трубопровода от не самоуравновешенной (в частности весовой) нагрузки.

При этом рекомендуется избегать случаев, когда в рабочем состоянии трубопровода опоры и подвески оказываются недогруженными или выключаются из работы.

В холодном состоянии трубопровода допускается недогрузка или выключение из работы опор и подвесок.

8.1.5. Опоры и подвески моделируются жесткими, линейно-упругими и фрикционными связями, препятствующими перемещениям трубопровода.

8.1.6. Сильфонные, линзовые и сальниковые компенсаторы моделируются как линейно упругие сочленения стержней. При расчете трубопровода учитывают, что давление, действующее на стенки гибких элементов осевого компенсатора, порождает распорное усилие, определяемое согласно п. 8.5.2.

8.1.7. Арматура моделируется недеформируемыми (абсолютно жесткими) стержневыми элементами.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

8.2 Основные положения. Сочетания нагрузок и воздействий

8.2.1. Проверочный расчет проводится после выбора основных размеров трубопровода и расстановки опор. При этом толщина стенок труб и соединительных деталей трубопровода должна соответствовать требованиям раздела 7 настоящего стандарта.

8.2.2. Целью поверочного расчета является оценка статической и циклической прочности трубопровода, а также определение нагрузок, действующих со стороны трубопровода на опоры, строительные конструкции и присоединенное оборудование. Полный поверочный расчет состоит из нескольких расчетов на различные сочетания нагрузок и воздействий, называемые этапами расчета (табл. 8.1). Критерии прочности, соответствующие каждому этапу расчета приведены в пункте 8.6.1.

Таблица 8.1

Номер этапа	Наименование этапа расчета	Сочетание нагрузок и воздействий по таблице 6.1	Цель расчета
Режим ПДН			
1	Действие постоянных и длительных временных не самоуравновешенных нагрузок в рабочем состоянии	1, 2, 3, 5, 6, 7, 8	- оценка статической прочности
2	Совместное действие постоянных и всех длительных временных нагрузок и воздействий в рабочем состоянии	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	- оценка статической прочности; - оценка нагрузок на оборудование, опоры и конструкции; - оценка перемещений; - оценка устойчивости.
3	Совместное действие всех нагружающих факторов в холодном состоянии	1, 2, 3, 4, 5, 6, 8	- оценка статической прочности; - определение нагрузок на оборудование, опоры и конструкции; - оценка перемещений.
4	Расчет на действие циклических воздействий	циклы нагрев по этапу 2, охлаждение по этапу 3	- оценка циклической прочности (выносливости)

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

Номер этапа	Наименование этапа расчета	Сочетание нагрузок и воздействий по таблице 6.1	Цель расчета
Режим ПДКОН			
5*	Действие постоянных, длительных временных, кратковременных и особых не самоуравновешенных нагрузок в рабочем состоянии	1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 13, 14, 15	- оценка статической прочности*
6*	Совместное действие всех нагрузок и воздействий в рабочем состоянии	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15	- оценка статической прочности*, - оценка нагрузок на оборудование, опоры и конструкции* - оценка перемещений*
Режим испытаний			
7*	Действие не самоуравновешенных нагрузок в состоянии испытаний	1, 2, 3, 5, 6, 7, 8	- оценка статической прочности*
8	Действие всех нагружающих факторов в состоянии испытаний	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10	- определение нагрузок на оборудование, опоры и конструкции - оценка перемещений*

Примечание - звездочкой (*) помечены не обязательные расчеты, см. пункты 8.2.5 и 8.2.6.

8.2.3. Поверочный расчет трубопровода осуществляется как на постоянные и длительные временные нагрузки (режим ПДН), так и на дополнительные воздействия кратковременных нагрузок (режим ПДКОН). При необходимости учитываются особые нагрузки. Шифры нагрузок и воздействий указаны в таблице 6.1.

8.2.4. Расчеты по этапам 1, 2, 3, 4, 8 являются обязательными. В трубопроводах со стартовыми компенсаторами допускается несоблюдение условий прочности по этапу 2 при условии выполнения условий прочности по этапу 6. В остальных случаях расчеты по этапу 6 регламентируются пунктами 8.2.5 и 8.2.6.

8.2.5. Расчеты по этапам 5, 6, 7 не обязательны и выполняются при соответствующем указании в проекте. Необходимость дополнительного проверочного расчета по этапам 5, 6, 7 определяется заказчиком или органами надзора.

8.2.6. Расчет по этапам 5 и 6 должен быть выполнен с учетом неблагоприятных сочетаний нагрузок и воздействий. Выбор учитываемых в расчетах типов кратковременных и особых нагрузок из таблицы 6.1 и их сочетаний определяет-

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

 © Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

ся проектной организацией из анализа реальных вариантов одновременного действия различных нагрузок на трубопровод. В зависимости от учитываемого состава нагрузок следует различать:

а) основные сочетаний нагрузок, состоящие из постоянных (1-6), длительных временных (7-10) и кратковременных (11-14) нагрузок

б) особые сочетания нагрузок, состоящие из постоянных (1-6), длительных временных (7-10), кратковременных (11-14) и одной из особых нагрузок (15). В особых сочетаниях нагрузок кратковременные нагрузки (11-14) допускается не учитывать.

8.2.7. Свойства материала (допускаемые напряжения $[\sigma]$, модуль упругости E, коэффициент линейного расширения α и т.п.) определяются на этапах 1, 2, 5 и 6 при расчетной температуре в рабочем состоянии T, на этапах 7 и 8 при расчетной температуре испытаний $T_{исп}$, на этапе 3 при температуре 20^0C.

8.2.8. Значения коэффициента температурного расширения α и модуля упругости E определяются по нормативным и справочным данным [5], [2]. Коэффициент относительной поперечной деформации (коэффициент Пуассона) ν для всех сталей независимо от температуры принимается $\nu = 0.3$.

8.2.9. На этапах 2 и 6 расчет ведется на положительный температурный перепад в соответствии с пунктом 6.2.6. Максимальная температура стенок принимается равной расчетной температуре теплоносителя T, определяемой согласно п. 6.2.1. На этапах 7 и 8 максимальная температура принимается равной $T_{исп}$ согласно п. 6.2.2, а на этапе 3 температура $T_{монт}$ - согласно п. 6.2.7.

8.2.10. На этапе 3 при определении влияния сил трения или отклонений подвесок необходимо учитывать, что перед началом охлаждения трубопровод имеет перемещения, обусловленные его нагревом в рабочем состоянии.

8.2.11. При расчете трубопровода в состоянии испытаний, вместо веса теплоносителя задается вес продукта, которым проводятся гидравлические испытания, расчетное давление при проведении испытаний $P_{исп}$.

8.2.12. Напряжения на всех этапах вычисляются по номинальной толщине стенки элемента.

8.2.13. Амплитуды переменных напряжений $\Delta\sigma_a$ на этапе 4 для всех рассчитываемых сечений трубопровода определяются в соответствии с разделом 8.12 по этапам 2 и 3.

8.2.14. Силы трения в опорах и при взаимодействии трубопровода с грунтом определяются согласно п.п. 8.4.3 и 8.4.4.

8.3 Применение и учет предварительной растяжки

8.3.1. Предварительная (монтажная) растяжка применяется для улучшения компенсирующей способности трубопровода и уменьшения нагрузок, передаваемых на неподвижные опоры и присоединенное оборудование. Применение предварительной растяжки обосновывается расчетом, так как ее воздействие может быть и отрицательным.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

8.3.2. Следует назначать величину растяжки не более 50% воспринимаемого температурного расширения.

8.3.3. Если качество предварительной растяжки не гарантируется, то расчет производится без ее учета. Гарантируемая предварительная растяжка учитывается на этапах 2, 3, 6, 8 полного расчета.

8.3.4. Учет монтажной растяжки в расчете трубопровода производится путем задания соответствующих взаимных смещений стыкуемых сечений.

8.3.5. Максимальная длина прямого участка трубопровода, «обслуживаемого» стартовым компенсатором определяется по формуле

$$L_{\max} = \frac{F}{q_{тр}}\left\{\left(3[\sigma] - \frac{PD^2}{2(D+s)s}\right) - \alpha E\left(T - T_{хол}\right)\right\} \quad мм, \tag{8.1}$$

где:

$T_{хол}$ - начальная температура, которую рекомендуется принимать равной минимальной расчетной температуре в условиях эксплуатации (расчетной температуре до начала отопительного периода),

$q_{тр}$ – сила трения о грунт, приходящаяся на единицу длины трубопровода, определяется по формуле (8.6), *Н/мм*.

8.3.6. Температуру замыкания стартового компенсатора рекомендуется принимать равной

$$T_{зам} = \frac{T - T_{хол}}{2}. \tag{8.2}$$

При этом соблюдение условий статической прочности трубопроводов со стартовыми компенсаторами в режиме ПДН не обязательно, но требуется выполнение условий статической прочности в режиме ПДКОН (см. п. 8.2.4).

8.3.7. Максимальный расчетный осевой ход стартового компенсатора Δ, соответствующий $L_{\max}$ определяемый по формуле

$$\Delta = L_{\max}\left[\alpha\left(T_{зам} - T_{н}\right) - \frac{q_{тр}L_{\max}}{4EF}\right] \quad мм, \tag{8.3}$$

не должен превышать величины допустимого осевого хода стартового компенсатора. Здесь

$T_{зам}$ – температура прогрева трубопровода в момент замыкания стартовых компенсаторов,

$T_{н}$ – начальная температура (рекомендуется принимать среднюю температуру стенок трубопровода непосредственно перед началом термического натяжения).

8.4 Определение нагрузок на оборудование, опоры и строительные конструкции

8.4.1. Нагрузки, передаваемые трубопроводом на присоединенное оборудование, опоры и строительные конструкции определяются на этапах 2, 3, 6 и 8.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

8.4.2. Величины допускаемых нагрузок на опоры и присоединенное к трубопроводу оборудование устанавливаются заводами-изготовителями.

8.4.3. Горизонтальные нагрузки от сил трения на подвижные опоры трубопровода определяются из условий:

- если коэффициенты трения вдоль и поперек оси трубы одинаковы $\mu = \mu_z = \mu_x$

$$\sqrt{q_x^2 + q_z^2} = \mu Q_Y , \tag{8.4}$$

- если трение происходит в двух плоскостях с разными коэффициентами трения μ_x и μ_z (катковая опора):

$$q_x = \mu_x Q_Y ,$$
$$q_z = \mu_z Q_Y . \tag{8.5}$$

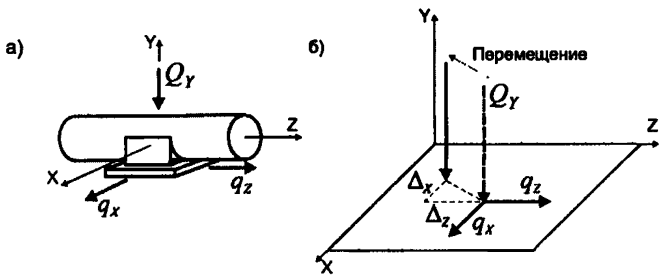


Рисунок 8.1. - Схема нагрузок на опору

В приведенных формулах:

Q_Y - вертикальное давление трубопровода на подвижную опору;

q_x – боковая составляющая силы трения (поперек оси трубы);

q_z – продольная составляющая силы трения (вдоль оси трубы);

μ_x – коэффициент трения при перемещении поперек оси трубы;

μ_z – коэффициент трения при перемещении вдоль оси трубы;

Δ_z , Δ_x - линейные перемещения вдоль и поперек оси трубы.

Компоненты силы трения q_x и q_z на перемещениях в плоскости скольжения должны совершать отрицательную работу (т.е. каждая пара значений q_x, Δ_x и q_z, Δ_z должна иметь противоположные знаки).

С помощью формул (8.4) и (8.5) компоненты силы трения q_x и q_z (рисунок 8.1) определяются последовательными приближениями в зависимости от перемещений трубопровода Δ_x и Δ_z. Коэффициенты трения μ_x и μ_z принимаются по таблице 8.2.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

Таблица 8.2

Тип опоры	Коэффициент трения	
	μ_x	μ_z
Скользящая (сталь по стали)	0.3	0.3
Катковая	0.3	0.1
Шариковая	0.1	0.1

Примечание - При применении фторопластовых прокладок под скользящие опоры значения коэффициентов трения принимаются 0.1 вместо 0.3.

8.4.4. В трубопроводах бесканальной прокладки в грунте силы трения действуют вдоль оси трубы как распределенная нагрузка q_{mp}. Для песчаных и сухих глинистых грунтов q_{mp} может быть вычислена по формуле

$$q_{mp} = \mu\left[\left(1-0.5\sin\varphi_{zp}\right)\gamma_{zp}\, z\pi D_k \cdot 10^{-3} + g\right],\ Н/м \qquad (8.6)$$

Таблица 8.3

Характер нагружения	Коэффициент n_m	
	ППУ-изоляция, ППМ-изоляция	Армопенобетон
Многократное чередование циклов нагрев - охлаждение	0.33	0.67
Однократный нагрев (охлаждение)	0.67	1.00
Кратковременное приложение нагрузки	1.00	1.15

Примечания:

1. Однократный нагрев (охлаждение) принимается на этапах 2 и 3 полного расчета при оценке статической прочности и нагрузок на оборудование, опоры и строительные конструкции, а многократное чередование циклов нагрев - охлаждение – на этапе 3 для определении амплитуды переменных напряжений

2. Уменьшение коэффициента n_m на 30% может быть достигнуто обертыванием наружной поверхности изоляции трубопровода полиэтиленовой пленкой.

Коэффициент трения μ определяется по формуле

$$\mu = tgn_m\varphi_{zp}, \qquad (8.7)$$

где n_m - коэффициент, зависящий от конструкции изоляции и характера нагружения. Для наиболее распространенных изоляционных конструкций значения n_m приведены в таблице 8.3. Для других изоляционных конструкций значения n_m следует принимать на основе справочных или экспериментальных данных.

8.5 Учет влияния компенсаторов при расчете трубопровода

8.5.1. Сила трения в сальниковом компенсаторе определяется как наибольшее значение, вычисленное по формулам:

$$q_{yc} = \frac{4000m}{A_c} L_c D_c \mu_c \pi \quad Н, \qquad (8.8)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

$$q_{ус} = 2P L_c D_c \mu_c \pi \quad Н. \tag{8.9}$$

Здесь:

P – рабочее давление, принимаемое не менее 0.5 *МПа*;

L_c – длина набивки по оси сальникового компенсатора, *мм*;

D_c – наружный диаметр патрубка сальникового компенсатора, *мм*;

μ_c – коэффициент трения набивки о металл, принимаемый равным 0.15;

m – число болтов компенсатора;

A_c – площадь поперечного сечения набивки $A_c = \pi \left(d_{ic}^2 - D_c^2\right)/4$, *мм*^{2}.

d_{ic} – внутренний диаметр корпуса сальникового компенсатора, *мм*.

При определении силы трения по формуле (8.8) величину $4000m/A_c$, следует принимать не менее 1 *МПа*.

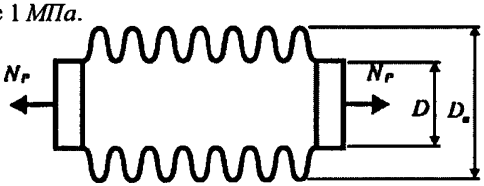


Рисунок 8.2. - Схема приложения распорных усилий в осевом компенсаторе

8.5.2. Распорные усилия от внутреннего давления при применении осевых компенсаторов (рисунок 8.2) вычисляются по формуле:

$$N_P = P \cdot F_{эф}, \tag{8.10}$$

где $F_{эф}$ - эффективная площадь, принимаемая по стандартам и нормалям на осевые компенсаторы, *мм*^{2}.

В случае отсутствия данных допускается принимать следующие значения:

- для сальниковых компенсаторов:

$$F_{эф} = \frac{\pi}{4} D_c^2; \tag{8.11}$$

- для сильфонных и линзовых компенсаторов:

$$F_{эф} = \frac{\pi}{16}\left(D_a + D\right)^2, \tag{8.12}$$

где D_a и D – соответственно наружный и внутренний диаметр гибкого элемента, *мм*.

8.5.3. В случае, если осевая жесткость сильфонного или линзового осевого компенсатора неизвестна, допускается определять ее согласно п. 8.13.5.

8.6 Условия прочности

8.6.1. Условия прочности по всем этапам расчета приведены в таблице 8.4.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

8.6.2. Для расчетов на особые нагрузки и воздействия (15) вместо приведенных в таблице 8.4 условий прочности, допускается использовать другие специальные условия прочности метода предельных состояний.

8.6.3. Для более надежной оценки компенсации температурных расширений для прямых труб при надземной прокладке и в каналах рекомендуется использовать условия прочности на этапах 2, 3, 6, 8, указанные в таблице 8.4. Для соединительных деталей трубопровода данные условия прочности не используются.

8.6.4. Для труб с ППУ-изоляцией [3] напряжения в рабочем состоянии в слое ППУ не должны превышать значений, указанных в пунктах 5.2.3 и 5.2.4.

$$\begin{matrix} \sigma_{ппу} \le [\sigma]_{ппу} \\ \tau_z^{ппу} \le [\tau_z] \\ \tau_\varphi^{ппу} \le [\tau_\varphi] \end{matrix}, \qquad (8.13)$$

Таблица 8.4

Номер этапа расчета (п. 8.2.2)	Наименование этапа расчета	Условие прочности
1	2	3
Режим ПДН		
1	Действие постоянных и длительных временных не самоуравновешенных нагрузок в рабочем состоянии	$\sigma_e \le 1.1[\sigma]$
2	Совместное действие постоянных и всех длительных временных нагрузок и воздействий в рабочем состоянии	$\sigma_e \le 1.5[\sigma]$*
3	Совместное действие всех нагружающих факторов в холодном состоянии	$\sigma_e \le 1.5[\sigma]$*
4	Расчет на действие циклических воздействий	$\eta \le 1$
Режим ПДКОН		
5	Действие постоянных, длительных временных, кратковременных и особых не самоуравновешенных нагрузок в рабочем состоянии	$\sigma_e \le 1.5[\sigma]$
6	Совместное действие всех нагрузок и воздействий в рабочем состоянии	$\sigma_e \le 1.9[\sigma]$*
Режим испытаний		
7	Действие не самоуравновешенных нагрузок в состоянии испытаний	$\sigma_e \le 1.5[\sigma]$
8	Действие всех нагружающих факторов в состоянии испытаний	$\sigma_e \le 1.9[\sigma]$*

Примечание – условия прочности, помеченные «*» не являются обязательными, см. п. 8.6.3.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

8.7 Расчетные напряжения в трубах и соединительных деталях

8.7.1. Среднее окружное напряжение от внутреннего давления определяется по формуле:

$$\sigma_{кц} = \frac{P(D_a - s)}{2\varphi_y s} \tag{8.14}$$

8.7.2. Максимальное изгибное напряжение от давления грунта при бесканальной прокладке σ_u допускается определять по приближенной формуле:

$$\sigma_u = \frac{D_a^2}{\varphi_{bw} s^2}\eta_b(0.375g_1 + 0.546g_2) \tag{8.15}$$

В этой формуле обозначения те же, что и в (7.1).

8.7.3. Суммарное окружное напряжение рассчитывается по формуле

$$\sigma_\varphi = \sigma_{кц} + |\sigma_u| \tag{8.16}$$

8.7.4. Суммарное среднее осевое напряжение от осевой силы и изгибающего момента равно

$$\sigma_z = \sigma_{zN} \pm \sigma_{zM}, \tag{8.17}$$

где σ_{zN} - напряжение от осевой силы

$$\sigma_{zN} = \pm \frac{N}{\varphi_w F}, \tag{8.18}$$

в формулах 8.17 - 8.18 знак «+» соответствует растяжению, а знак «–» сжатию;

N - осевая сила, вычисленная по методам строительной механики с учетом распорных усилий от давления.

Если расчет ведется без учета распорных усилий от внутреннего давления, то напряжение от осевой силы принимается

$$\sigma_{zN} = \frac{N + N_p}{\varphi_w F}, \tag{8.19}$$

где

$N_P = P \cdot \pi(D_a - 2s)^2/4$ - продольное усилие от внутреннего давления в заглушенной с двух сторон трубе.

Осевое напряжение от изгибающего момента равно

$$\sigma_{zM} = \frac{0.8}{\varphi_{bw} W}\sqrt{(i_0 M_0)^2 + (i_i M_i)^2}\ . \tag{8.20}$$

где M_i, M_0 - моменты в рассчитываемом сечении, действующие соответственно в плоскости и перпендикулярно плоскости отвода (тройника или врезки).

При расчете сварных тройников и врезок в формулу (8.20) вместо φ_{bw} следует подставлять значение $\min(\varphi_{bw}, \varphi_L)$. Для гнутого отвода, штампованного и штампосварного тройника $\varphi_w = 1$.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

8.7.5. При значениях коэффициентов i_0, i_i меньше единицы, они принимаются равными единице.

8.7.6. Касательное напряжение от кручения

$$\tau = \frac{M_t}{2W}. \tag{8.21}$$

8.7.7. Радиальное напряжение от внутреннего давления определяется по формуле

$$\sigma_r = -\frac{P}{2}, \tag{8.22}$$

8.7.8. Для расчетного сечения трубопровода вычисляются три главных нормальных напряжения, которые представляют собой алгебраическую сумму действующих в одном направлении напряжений от приложенных к сечению нагрузок.

Главные напряжения $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$ являются корнями кубического уравнения

$$\sigma^3 - I_1\sigma^2 + I_2\sigma - I_3 = 0, \tag{8.23}$$

в котором:

$$\begin{aligned} I_1 &= \sigma_\varphi + \sigma_z + \sigma_r, \\ I_2 &= \sigma_\varphi\sigma_r + \sigma_\varphi\sigma_z + \sigma_r\sigma_z - \tau^2, \\ I_3 &= \sigma_\varphi\sigma_r\sigma_z - \sigma_\varphi\tau^2. \end{aligned} \tag{8.24}$$

Допускается определять главные напряжения по следующей упрощенной методике:

- при наличии крутящего момента (предполагается, что напряжение σ_r является наименьшим):

$$\left.\begin{aligned} \sigma_1 &= 0.5\left(\sigma_\varphi + \sigma_z + \sqrt{(\sigma_\varphi - \sigma_z)^2 + 4\tau^2}\right) \\ \sigma_2 &= 0.5\left(\sigma_\varphi + \sigma_z - \sqrt{(\sigma_\varphi - \sigma_z)^2 + 4\tau^2}\right) \\ \sigma_2 &= \sigma_r \end{aligned}\right\}; \tag{8.25}$$

- при отсутствии крутящего момента:

$$\left.\begin{aligned} \sigma_1 = \sigma_\varphi; \sigma_2 = \sigma_z; \sigma_3 = \sigma_r \quad &\text{если} \quad \sigma_\varphi > \sigma_z > \sigma_r \\ \sigma_1 = \sigma_\varphi; \sigma_2 = \sigma_r; \sigma_3 = \sigma_z \quad &\text{если} \quad \sigma_\varphi > \sigma_r > \sigma_z \\ \sigma_1 = \sigma_z; \sigma_2 = \sigma_\varphi; \sigma_3 = \sigma_r \quad &\text{если} \quad \sigma_z > \sigma_\varphi > \sigma_r \end{aligned}\right\}. \tag{8.26}$$

Для обеспечения условия $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$ индексы при обозначениях окончательно устанавливаются после определения численных значений σ_φ, σ_z и σ_r.

8.7.9. Эквивалентные напряжения для расчетного сечения трубопровода

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

 © Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

$$\sigma_e = \sigma_1 - \sigma_3 \qquad (8.27)$$

8.7.10. Напряжения в трубах определяются в соответствии с пунктами 8.7.1 – 8.7.9. При этом коэффициенты интенсификации принимаются $i_0 = i_i = 1$, а характеристики сечения определяются по формулам:

$$W = \frac{\pi}{4}(D_a - s)^2 s$$
$$F = \pi(D_a - s)s \qquad (8.28)$$

8.8 Расчетные напряжения в отводах и косых стыках

8.8.1. Напряжения в отводах определяются в соответствии с пунктами 8.7.1 – 8.7.9 для трех сечений А-А, Б-Б, В-В (рисунок 8.3б). Для каждого сечения должны выполняться условия статической прочности согласно п. 8.6.1 и условия циклической прочности согласно п. 8.12.10.

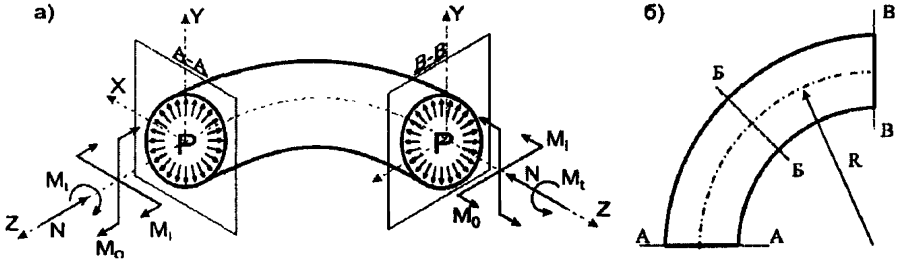


Рисунок 8.3. - Расчетная схема отвода
а - схема нагружения в расчетном сечении; *б* - расчетные сечения

Характеристики сечений W и F рассчитываются по формуле 8.28, а коэффициенты i_0 и i_i – по формулам:

- для гнутых, крутоизогнутых и штампосварных отводов

$$i_o = \frac{0.75}{\lambda^{2/3}\omega_p}\cdot\xi,$$
$$i_i = \frac{0.9}{\lambda^{2/3}\omega_p}\cdot\xi \qquad (8.29)$$

- для секторных отводов с числом косых стыков $n \geq 2$ (см. рис 7.1б)

$$i_0 = i_i = \frac{0.9}{\lambda^{2/3}\omega_p}\cdot\xi \qquad (8.30)$$

Формула справедлива для секторных отводов, у которых $L' \geq 6s$ и $\alpha \leq 22.5^0$ (см. рисунок 7.1, б)

Коэффициент ξ принимается:

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

- для отводов, стыкуемых с трубами на сварке $\xi = 1$,

- для отводов, стыкуемых с трубами с одного конца на фланце и с другого конца на сварке $\xi = \lambda^{1/6}$,

- для отводов, стыкуемых с трубами на фланцах с обеих сторон $\xi = \lambda^{1/3}$.

В приведенных формулах:

$$\lambda = \frac{4Rs}{(D_a - s)^2}, \tag{8.31}$$

$$\omega_p = 1 + 3.25\left[\frac{P}{E}\left(\frac{D_a - s}{2s}\right)^{5/2}\left(\frac{2R}{D_a - s}\right)^{2/3}\right]; \tag{8.32}$$

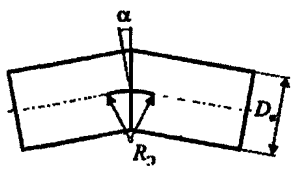


Рисунок 8.4. - Косой стык

- для косых стыков (рисунок 8.4) при $\alpha \le 22.5^0$ допускается использовать формулу (8.30), при этом принимается $\xi = 1$ и в формулы (8.31) и (8.32) подставляется эквивалентный радиус $R_Э$:

$$R_Э = \frac{D_a - s}{4}(1 + ctg\alpha). \tag{8.33}$$

Если расстояние L между косыми стыками меньше величины

$$L < \frac{D_a - s}{2}(1 + tg\alpha), \tag{8.34}$$

то такие косые стыки следует считать как один секторный отвод с радиусом

$$R_Э = \frac{L \cdot ctg\alpha}{2}. \tag{8.35}$$

8.9 Расчетные напряжения в тройниках и врезках

8.9.1. Напряжения в тройниках определяются согласно пунктам 8.7.1 – 8.7.9 для сечений А-А, Б-Б и В-В (рисунок 8.5). Для каждого сечения должны выполняться условия статической прочности согласно п. 8.6.1 и условия циклической прочности согласно п. 8.12.10, при этом допускаемые напряжения для ответвления и магистрали могут отличаться (в случае различных марок стали ответвления и магистрали во врезках).

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

 © Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

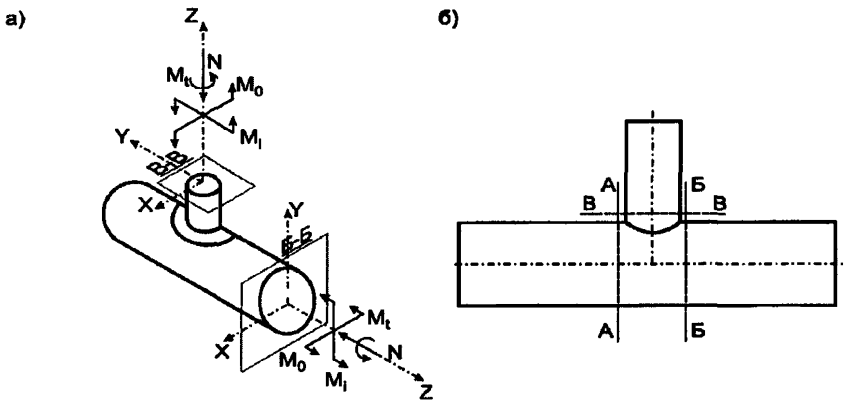


Рисунок 8.5. - Расчетная схема тройника (врезки)
а – схема нагружения в расчетных сечениях, б – расчетные сечения

8.9.2. Концентрация напряжений изгиба в тройниках зависит от безразмерного параметра H.

Для сварных тройников без укрепляющих накладок

$$H = \frac{2s}{(D_a - s)}. \tag{8.36}$$

Для сварных тройников с укрепляющими накладками, конструкция которых соответствует рисунку 7.3а

- при $s_n \le 1.5s$

$$H = \frac{2(s+0.5s_n)^{5/2}}{s^{3/2}(D_a - s)}, \tag{8.37}$$

- при $s_n > 1.5s$

$$H = \frac{8s}{D_a - s}. \tag{8.38}$$

Для штампованных и штампосварных тройников, конструкция которых соответствует рисунку 7.3б

$$\begin{aligned} &\text{при } r \ge 0.125d_a \text{ и } s_b \ge 1.5s \\ &\quad H = 4.4\frac{2s}{D_a - s}, \\ &\text{при } r < 0.125d_a \text{ или } s_b < 1.5s \\ &\quad H = 3.1\frac{2s}{D_a - s}. \end{aligned} \tag{8.39}$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

При расчете ответвления (сечение В - В) в формулы п. 8.9.2 вместо номинальной толщины стенки s подставляется эффективная s_e, определяемая согласно пункту 8.9.3.

8.9.3. Эффективная толщина стенки в сечении ответвления определяется:

- при наличии внутреннего давления $(P \neq 0)$:

$$s_e = (s-c)\cdot s_R / \max(s_R, s_{RM}) + c, \tag{8.40}$$

где s - номинальная толщина стенки, s_R - расчетная толщина стенки магистрали без учета ослабления отверстием, определяемая по п. 7.1.1, s_{RM} - расчетная толщина стенки магистрали с учетом ослабления отверстием, определяется согласно п. 7.4.2 при $\gamma \geq 75°$ и п. 7.4.9 при $75° > \gamma \geq 45°$.

- при отсутствии внутреннего давления $(P = 0)$.

$$s_e = (s-c)\cdot \varphi_{RD} / \varphi_y + c\cdot \tag{8.41}$$

Здесь φ_d вычисляется по формуле (7.23), а φ_{RD} принимается наименьшее значение из φ_d и φ_y (φ_d вычисляется по формуле 7.23)

$$\varphi_{RD} = \min(\varphi_d, \varphi_y). \tag{8.42}$$

8.9.4. Коэффициенты интенсификации напряжений изгиба при действии изгибающего момента из плоскости тройника:

- в сварном тройнике с отношением наружного диаметра ответвления к наружному диаметру магистрали $d_a / D_a > 0.5$

$$i_o = \frac{1.35}{H^{2/3}(\sin\gamma)^{3/2}}; \tag{8.43}$$

- в сварном тройнике с отношением $d_a / D_a \leq 0.5$, а также в штампованном (штампосварном) тройнике

$$i_o = \frac{0.9}{H^{2/3}(\sin\gamma)^{3/2}}, \tag{8.44}$$

где γ - угол между осями магистрали и ответвления (рисунок 7.4). Угол должен находиться в диапазоне $90° \geq \gamma \geq 45°$.

Коэффициенты интенсификации напряжений изгиба при действии изгибающего момента в плоскости тройника независимо от его конструкции и отношения d_a / D_a вычисляются по формуле:

$$i_i = 0.75\cdot i_0 + 0.25. \tag{8.45}$$

8.9.5. Характеристики сечения при расчете магистрали (сечения А-А и Б-Б) определяются по формулам (8.28), а при расчете ответвления (сечение В-В) – формулам:

$$W = \frac{\pi}{4}(d_a - s_b)^2 \cdot s_{Rb}, \quad F = \pi(d_a - s_b)\cdot s_{Rb} \tag{8.46}$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

в которых s_{Rb} принимается при расчете сварных тройников и врезок как наименьшее из двух значений s_e и $s_b \cdot i_i$

$$s_{Rb} = \min(s_e, s_b \cdot i_i),$$

а при расчете штампованных и штампосварных тройников как наименьшее значение из величин s_e и $s_s \cdot i_i$

$$s_{Rb} = \min(s_e, s_s \cdot i_i).$$

8.9.6. Врезки, конструкция которых соответствует рисунку 7.3, рассчитываются по формулам сварных тройников.

8.9.7. Коэффициенты интенсификации напряжений для тройников, врезок и нестандартных деталей трубопровода допускается получать на основе численных методов расчета или назначать по данным экспериментов.

8.10 Расчетные напряжения в переходах

8.10. Напряжения в концентрических и эксцентрических переходах, конструкция которых соответствует рисунку 7.2, определяются в соответствии с пунктами 8.7.1 – 8.7.9. При этом коэффициенты интенсификации определяются по формуле

$$i_0 = i_i = \max\left[2.0; \left(0.5 + 0.01\alpha\sqrt{\frac{D_П}{s_n}}\right)\right], \qquad (8.47)$$

где s_n и $D_П$ - толщина стенки и диаметр меньшего основания перехода, *мм*, α – угол наклона образующей, *градус* (7.19). Формула (8.47) справедлива при $\alpha \le 60^0$ и $s_n \ge 0.01 D_П$.

8.11 Расчетные напряжения в изоляции

Поперечное сечение труб с ППУ-изоляцией в полиэтиленовой оболочке представляет собой трехслойное кольцо, несущей сердцевиной которого является стальная труба. Поскольку изоляционная конструкция и стальная труба должны работать как единое целое (отслоения не допускаются), в слое ППУ возникают нормальные и касательные напряжения (рисунок 8.6), которые могут привести к его разрушению.

8.11.1. Продольные нормальные напряжения в слое ППУ

$$\sigma_z^{nny} = \frac{E_{nny}}{E}\left(\frac{|N|}{F} + \frac{\sqrt{M_0^2 + M_i^2}}{W}\right), \qquad (8.48)$$

где M_0, M_i - моменты в двух взаимно перпендикулярных плоскостях труб или моменты соответственно в плоскости и из плоскости отвода (тройника);

8.11.2. Радиальные нормальные напряжения:

$$\sigma_r^{nny} = \varepsilon_{\max} E_{nny}, \qquad (8.49)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

где ε_{max} - максимальное значение относительной линейной деформации слоя ППУ в радиальном направлении.

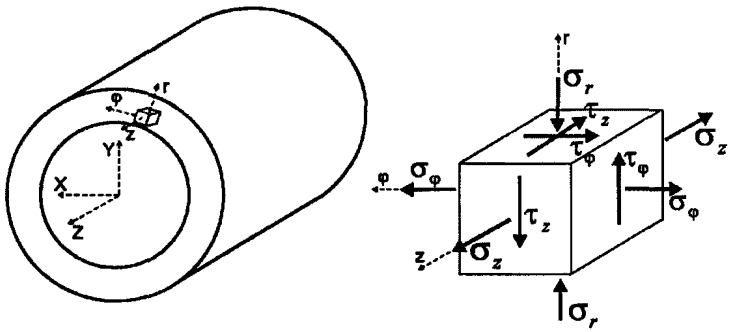


Рисунок 8.6. - Компоненты напряжений в ППУ – изоляции

8.11.3. Кольцевые напряжения в ППУ допускается вычислять по формуле

$$\sigma_{\varphi}^{nny} = \sigma_{\varphi} \frac{E_{nny}}{E}, \tag{8.50}$$

где значение σ_{φ} рассчитываются по формуле (8.16).

8.11.4. Средние касательные напряжения в поперечном (окружном) направлении

$$\tau_{\varphi}^{nny} = \gamma_m G, \tag{8.51}$$

где γ_m - относительная деформация сдвига слоя ППУ, а G - модуль упругости ППУ на сдвиг при 140°С.

8.11.5. Продольные касательные напряжения в ППУ

$$\tau_z^{nny} = \frac{q_{mp}}{\pi D_a}, \tag{8.52}$$

q_{mp} – определяется по формуле (8.6), зависит от свойств грунта засыпки и глубины заложения трубопровода при бесканальной прокладке.

8.11.6. Эквивалентные напряжения

$$\sigma_e = \sigma_1 - \sigma_3, \tag{8.53}$$

Главные напряжения $\sigma_1 > \sigma_2 > \sigma_3$ являются корнями кубического уравнения

$$\sigma^3 - I_1\sigma^2 + I_2\sigma - I_3 = 0, \tag{8.54}$$

в котором:

$$I_1 = \sigma_r^{nny} + \sigma_{\varphi}^{nny} + \sigma_z^{nny},$$
$$I_2 = \sigma_r^{nny}\sigma_{\varphi}^{nny} + \sigma_r^{nny}\sigma_z^{nny} + \sigma_{\varphi}^{nny}\sigma_z^{nny} - (\tau_z^{nny})^2 - (\tau_{\varphi}^{nny})^2, \tag{8.55}$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

 © Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

$$I_3 = \sigma_r^{ппу}\sigma_\varphi^{ппу}\sigma_z^{ппу} - \sigma_r^{ппу}(\tau_z^{ппу})^2 - \sigma_z^{ппу}(\tau_\varphi^2)^2 .$$

8.11.7. Напряжения в ППМ - изоляции допускается рассчитывать изложенной в данном параграфе методике.

8.12 Расчет на циклическую прочность

8.12.1. Оценка циклической прочности проводится на основе анализа усилий, определяемых по данным упругого расчета на этапах 2 и 3. Основной расчетной нагрузкой является малоцикловое температурное воздействие, вызываемое колебаниями температуры.

8.12.2. На основе вероятностной оценки условий эксплуатации в течение года задается температурная история, составленная из полных циклов с различными изменениями температуры. Температурная история имеет следующий вид:

τ_i	ΔT_i	N_{0i}
τ_1	ΔT_1	N_{01}
τ_2	ΔT_2	N_{02}
...	...	...
τ_k	ΔT_k	N_{0k}

и обычно строится в порядке убывания интервалов времени и изменений температуры, т.е.

$$\tau_1 > \tau_2 > ... > \tau_k ,$$

$$\Delta T_1 > \Delta T_2 > ... > \Delta T_k ,$$

причем ΔT_1 и τ_1 относятся к циклу с наибольшим изменением температуры.

Каждый цикл i -го типа характеризуется частотой повторения N_{oi} в определенном интервале времени τ_i и изменением температуры ΔT_i.

Допускается не учитывать изменения температуры в пределах ±2.5% наибольшего значения, принятого в расчете. Пример задания температурной истории см. в приложении В.

8.12.3. При оценке циклической прочности расчетный срок службы трубопровода t_c рекомендуется принимать не менее 30-ти лет, если в задании на проектирование не оговорено иного срока.

8.12.4. Приведенные к холодному состоянию размахи знакопеременных усилий для цикла с наибольшим изменением температуры определяются на этапе 4 расчета для каждого расчетного сечения как разность усилий по этапам 2 и 3.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

$$
\begin{aligned}
M_0 &= E_{20}(M_0^{раб}/E - M_0^{хол}/E_{20}) \\
M_i &= E_{20}(M_i^{раб}/E - M_i^{хол}/E_{20}) \\
M_t &= E_{20}(M_t^{раб}/E - M_t^{хол}/E_{20}) \\
N &= E_{20}(N^{раб}/E - N^{хол}/E_{20})
\end{aligned}
\qquad (8.56)
$$

Здесь

- $M_0^{раб}$, $M_i^{раб}$, $M_t^{раб}$, $N^{раб}$ - моменты и продольное усилие в рабочем состоянии трубопровода;

- $M_0^{хол}$, $M_i^{хол}$, $M_t^{хол}$, $N^{хол}$ - то же в холодном (не рабочем) состоянии трубопровода;

8.12.5. По изменениям знакопеременных усилий определяются:

- переменные напряжения от изменения осевой силы N, изгибающего $\sqrt{(i_0 M_0)^2 + (i_i M_i)^2}$ и крутящего M_t моментов - по формулам (8.18), (8.20) и (8.21);

- переменные напряжения от внутреннего давления: кольцевые $\sigma_{кц}$ и радиальные σ_r - по формулам (8.14) и (8.22);

- переменные главные напряжения σ_1, σ_2, σ_3 - по формулам (8.25), (8.26).

8.12.6. Размах эквивалентных напряжений для цикла с наибольшей расчетной температурой вычисляется по формуле

$$\Delta\sigma_{e,1} = \sigma_1 - \sigma_3 , \qquad (8.57)$$

8.12.7. Размахи эквивалентных напряжений с меньшей температурой согласно температурной истории рассчитываются по формуле

$$\Delta\sigma_{e,i} = \frac{\Delta T_i}{\Delta T_1}\Delta\sigma_{e,1} , \quad i = 2,3,\ldots,k . \qquad (8.58)$$

8.12.8. Амплитуда эквивалентного пикового условно-упругого напряжения для i-го цикла определяется по формулам:

$$\sigma_{ae,i} = 0.5\Delta\sigma_{e,i} ; \qquad (8.59)$$

8.12.9. Допускаемое число расчетных циклов с амплитудой $\sigma_{ae,i}$ для изделий из углеродистых и легированных сталей определяется по формулам:

$$[N_0]_i = \left(\frac{9360}{\sigma_{ae,i} - 64.5}\right)^2 , \qquad (8.60)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

 © Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

$$[N_0]_i = \left(\frac{5920}{\sigma_{ae,i} - 129}\right)^2. \qquad (8.61)$$

При $\sigma_{ae,i} > 129 МПа$, используются обе формулы и за расчетное $[N_0]_i$ принимается наименьшее из двух полученных значений; при $64.5 МПа < \sigma_{ae,i} < 129 МПа$, используется формула (8.60); при $\sigma_{ae,i} \le 64.5 МПа$ или при $[N_0]_i \ge 10^6$, допускаемое число расчетных циклов принимается $[N_0]_i = 10^6$.

Допускаемое число расчетных циклов для изделий из аустенитных сталей рассчитывается по формулам

$$[N_0]_i = \left(\frac{13000}{\sigma_{ae,i} - 50}\right)^2, \qquad (8.62)$$

$$[N_0]_i = \left(\frac{8210}{\sigma_{ae,i} - 100}\right)^2. \qquad (8.63)$$

При $\sigma_{ae,i} > 100 МПа$, используются обе формулы и за расчетное $[N_0]_i$ принимается наименьшее из двух полученных значений; при $50 МПа < \sigma_{ae,i} < 100 МПа$, используется формула (8.60); при $\sigma_{ae,i} \le 50 МПа$ или при $[N_0]_i \ge 10^6$, допускаемое число расчетных циклов принимается $[N_0]_i = 10^6$.

8.12.10. Проверка циклической прочности производится по формуле:

$$\eta \le 1, \qquad (8.64)$$

где η - повреждаемость, накопленная в результате циклических воздействий, вычисляемая по формуле (8.65);

$$\eta = \sum_{i=1}^{k} \frac{N_{0i}}{[N_0]_i}. \qquad (8.65)$$

В этой формуле

N_{0i} - число циклов i-го типа, определяемое на основании температурной истории за весь срок службы трубопровода t_c;

$[N_0]_i$ - допустимое число полных циклов i-го типа, определяемое согласно пункту 8.12.9;

i - номер цикла $i = 1,2,3,\ldots,k$;

8.12.11. Эквивалентное количество полных циклов, которое по повреждаемости соответствует значению, определяемому по формуле (8.65)

$$N_{01}^{экв} = [N_0]_1 \sum_{i=1}^{k} \frac{N_{0i}}{[N_0]_i}. \qquad (8.66)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

8.12.12. Если эквивалентное количество полных циклов $N_{01}^{экв}$ менее $N_{\min}$, то расчет следует производить на $N_{\min}$ полных циклов. В этом случае повреждаемость определяется по формуле (8.67)

$$\eta = \frac{N_{\min}}{[N_0]_1}. \qquad (8.67)$$

Пример оценки циклической прочности см. в приложении В

8.12.13. Минимальное расчетное число полных циклов $N_{\min}$ вычисляется по формуле

$$N_{\min} = \min\left(N_{\min}^{(1)}, N_{\min}^{(2)}\right). \qquad (8.68)$$

- для изделий из углеродистых и легированных сталей

$$N_{\min}^{(1)} = \left(\frac{9360}{0.75([\sigma]+[\sigma]_{20})-64.5}\right)^2, \qquad (8.69)$$

$$N_{\min}^{(2)} = \left(\frac{5920}{0.75([\sigma]+[\sigma]_{20})-129}\right)^2. \qquad (8.70)$$

- для изделий из аустенитных сталей

$$N_{\min}^{(1)} = \left(\frac{13000}{0.75([\sigma]+[\sigma]_{20})-50}\right)^2, \qquad (8.71)$$

$$N_{\min}^{(2)} = \left(\frac{8210}{0.75([\sigma]+[\sigma]_{20})-100}\right)^2. \qquad (8.72)$$

8.12.14. Критерии оценки циклической прочности сильфонных и линзовых осевых компенсаторов см. пункт. 8.13.9.

8.13 Расчет на статическую и циклическую прочность сильфонных и линзовых компенсаторов

8.13.1. В тепловых сетях используются сильфонные и линзовые осевые компенсаторы (рисунок 8.7) с гибкими элементами, содержащими от 4-х до 10-ти волн.

Компенсация температурных расширений осуществляется за счет допустимого осевого хода компенсатора, который обычно обозначается через $\Delta_k/2$. Величина $\Delta_k/2$ определяется из условий статической (п. 8.13.6) и циклической прочности компенсатора (п. 8.13.9).

8.13.2. Среднее окружное напряжение от внутреннего давления

$$\sigma_\varphi = \frac{P\cdot(D+H)}{(s-c)(\pi-2+4H/q)}, \qquad (8.73)$$

где

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

 © Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

D_a - наружный диаметр гибкого элемента, мм;

D - внутренний диаметр гибкого элемента, мм;

s - номинальная толщина стенки гибкого элемента (после формирования), мм;

$s = s_m (D_e / D_P)^{0.5}$ - соотношение между минимальной и номинальной толщиной с учетом уменьшения толщины при формировании;

q - шаг гофров (ширина гофра), мм;

H - высота гофра, мм.

$$H = \frac{D_a - D}{2}, \tag{8.74}$$

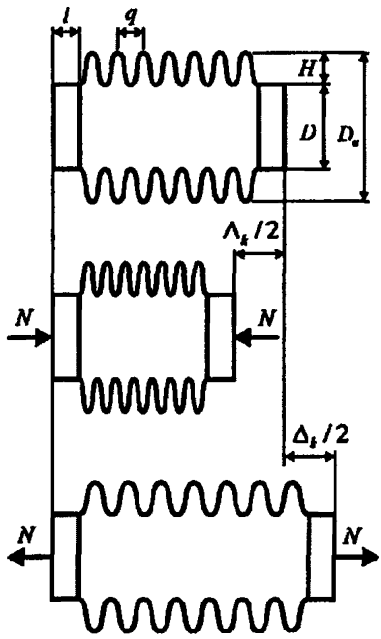


Рисунок 8.7. - Схема работы осевого компенсатора

8.13.3. Максимальное эквивалентное напряжение

$$\sigma_e = \left(\sigma_{zP} + \sigma_{zbP} + \sigma_{zT} + \sigma_{zbT}\right), \tag{8.75}$$

где

- осевое мембранное напряжение от внутреннего давления

$$\sigma_{zP} = \frac{PH}{2(s-c)}; \tag{8.76}$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

- осевое напряжение изгиба от внутреннего давления

$$\sigma_{zbP} = \frac{PH^2 C_p}{2(s-c)^2}; \qquad (8.77)$$

- осевое мембранное напряжение от деформации растяжения-сжатия сильфона

$$\sigma_{zT} = \frac{E\Delta_t}{2sC_f}\left[\frac{s}{H}\right]^3; \qquad (8.78)$$

- осевое изгибное напряжение от деформации растяжения-сжатия сильфона

$$\sigma_{zbT} = \frac{5Es\Delta_t}{3H^2 C_d}. \qquad (8.79)$$

В этих формулах

Δ_t – расчетное осевое перемещение одного гофра, определяемое по формуле 8.80;

$$\Delta_t = \Delta_{np}/\mathrm{n} \qquad (8.80)$$

Δ_{np} – расчетное осевое перемещение компенсатора от действия всех нагружающих факторов, кроме внутреннего давления;

n - количество гофров (линз);

C_f, C_p и C_d - коэффициенты, определяемые согласно пункту 8.13.4;

8.13.4. Значения C_f, C_p и C_d рассчитываются в зависимости от безразмерных параметров гофрированного элемента $\gamma = \frac{q}{2H}$ и $\beta = \frac{q}{2.2\sqrt{(D+H)s}}$ при $0 \le \gamma \le 1.2$ и $0.2 \le \beta \le 4$, по формулам

$$\left.\begin{aligned} C_f &= n_0 + n_1\gamma + n_2\gamma^2 + n_3\gamma^3 + n_4\gamma^4 + n_5\gamma^5 \\ C_p &= m_0 + m_1\gamma + m_2\gamma^2 + m_3\gamma^3 + m_4\gamma^4 + m_5\gamma^5 \\ C_d &= q_0 + q_1\gamma + q_2\gamma^2 + q_3\gamma^3 + q_4\gamma^4 + q_5\gamma^5 \end{aligned}\right\}. \qquad (8.81)$$

Здесь

- коэффициенты n_i определяются по таблице 8.5,
- коэффициенты m_i: при $\gamma \le 0.3$ определяются по таблице 8.6, а при $\gamma > 0.3$ по таблице 8.7,
- коэффициенты q_i определяются по таблице 8.8.

Для промежуточных значений β коэффициенты определяются линейной интерполяцией. Допускается использовать также графики, приведенные на рисунках 8.8, 8.9 и 8.10.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

Таблица 8.5

β	n_0	n_1	n_2	n_3	n_4	n_5
0.2	1.006	2.375	-3.977	8.297	-8.394	3.194
0.4	1.007	1.82	-1.818	2.981	-2.43	0.87
0.6	1.003	1.993	-5.055	12.896	-14.429	5.897
0.8	1.003	1.338	-1.717	1.908	0.02	-0.55
1	0.997	0.621	-0.907	2.429	-2.901	1.361
1.2	1	0.112	-1.41	3.483	-3.044	1.013
1.4	1	-0.285	-1.309	3.662	-3.467	1.191
1.6	1.001	-0.494	-1.979	4.959	-4.569	1.543
2	1.002	-1.061	-0.715	3.103	-3.016	0.99
2.5	1	-1.31	-0.829	4.116	-4.36	1.555
3	0.999	-1.521	-0.039	2.121	-2.215	0.77
3.5	0.998	-1.896	1.839	-2.047	1.852	-0.664
4	1	-2.007	1.62	-0.538	-0.261	0.249

Таблица 8.6

β	m_0	m_1	m_2	m_3	m_4	m_5
0.2	1.001	-0.448	-1.244	1.932	-0.398	-0.291
0.4	0.999	-0.735	0.106	-0.585	1.787	-1.022
0.6	0.961	-1.146	3.023	-7.488	8.824	-3.634
0.8	0.955	-2.708	7.279	14.212	-104.242	133.333
1	0.95	-2.524	10.402	-93.848	423.636	-613.333
1.2	0.95	-2.296	1.63	16.03	-113.939	240
1.4	0.95	-2.477	7.823	-49.394	141.212	-106.667
1.6	0.95	-2.027	-5.264	48.303	-139.394	160
2	0.95	-2.073	-3.622	29.136	-49.394	13.333
2.5	0.95	-2.073	-3.622	29.136	-49.394	13.333
3	0.95	-2.073	-3.622	29.136	-49.394	13.333
3.5	0.95	-2.073	-3.622	29.136	-49.394	13.333
4	0.95	-2.073	-3.622	29.136	-49.394	13.333

Таблица 8.7

β	m_0	m_1	m_2	m_3	m_4	m_5
0.2	1.001	-0.448	-1.244	1.932	-0.398	-0.291
0.4	0.999	-0.735	0.106	-0.585	1.787	-1.022
0.6	0.961	-1.146	3.023	-7.488	8.824	-3.634
0.8	0.622	1.685	-9.347	18.447	-15.991	5.119
1	0.201	2.317	-5.956	7.594	-4.945	1.299
1.2	0.598	-0.99	3.741	-6.453	5.107	-1.527
1.4	0.473	-0.029	-0.015	-0.03	0.016	0.016
1.6	0.477	-0.146	-0.018	0.037	0.097	-0.067
2	0.935	-3.613	9.459	-13.228	9.355	-2.613

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

β	m_0	m_1	m_2	m_3	m_4	m_5
2.5	1.575	-8.646	24.368	-35.239	25.313	-7.157
3	1.464	-7.098	17.875	-23.778	15.953	-4.245
3.5	1.495	-6.904	16.024	-19.6	12.069	-2.944
4	2.037	-11.037	28.276	-37.655	25.213	-6.716

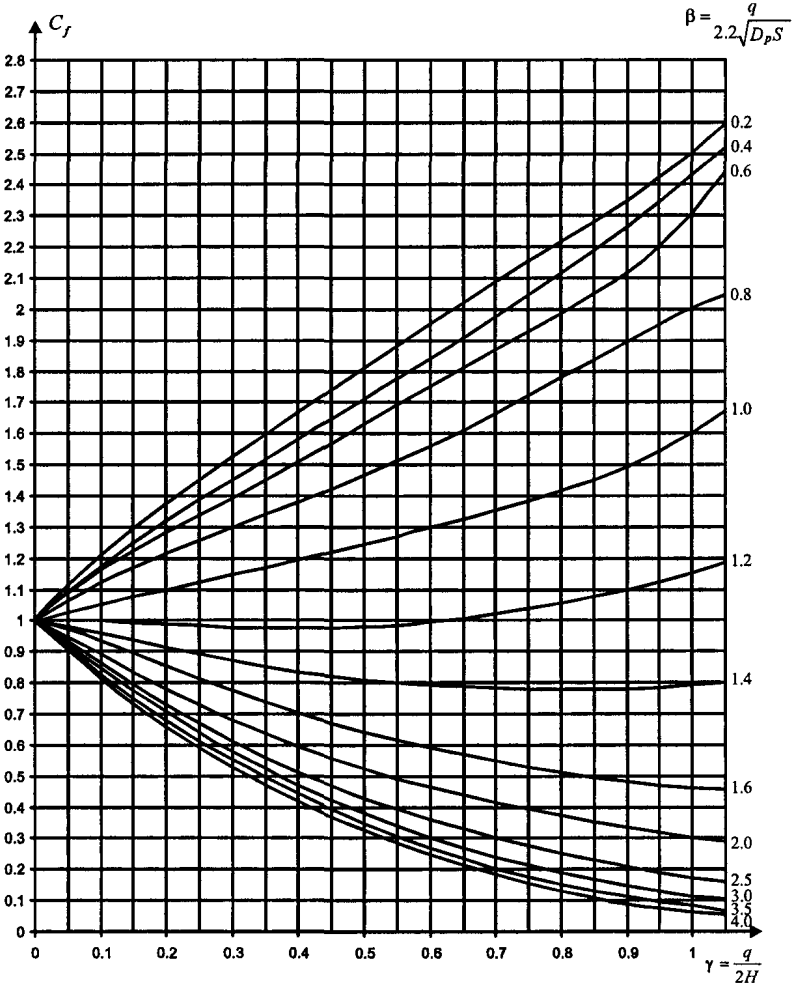


Рисунок 8.8. - Графики для определения коэффициента C_f

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

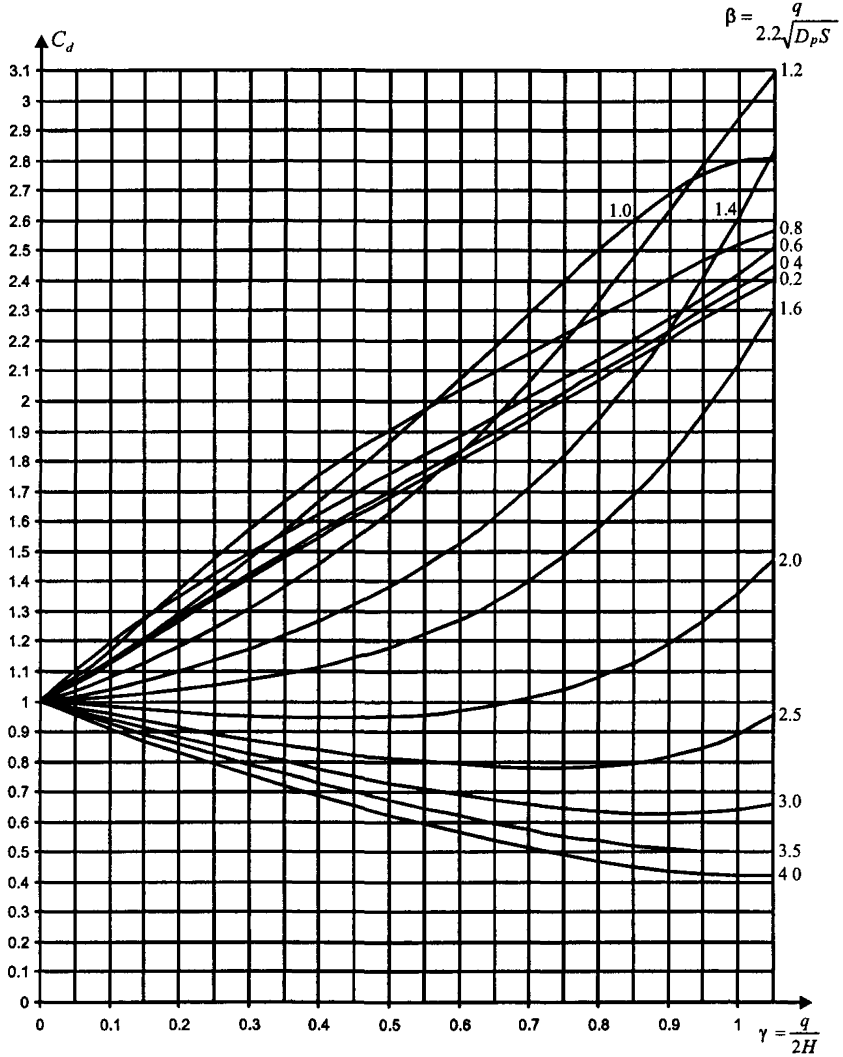


Рисунок 8.9. - Графики для определения коэффициента C_p

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

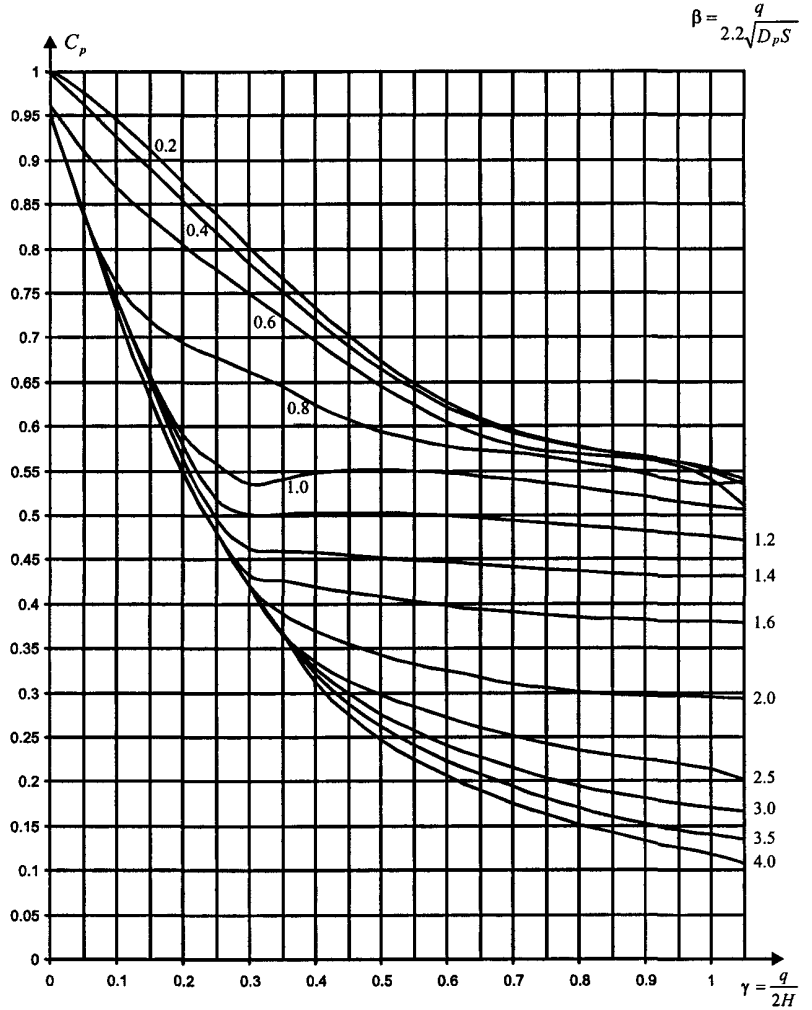


Рисунок 8.10. - Графики для определения коэффициента C_d

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

8.13.5. В случае, если осевая жесткость сильфонного или линзового осевого компенсатора C_λ неизвестна, допускается определять ее по формуле

$$C_\lambda = \frac{\pi}{2(1-\nu^2)} \frac{D_P E}{n C_f} \left[\frac{s}{H}\right]^3 , \quad Н/мм, \tag{8.82}$$

где ν - коэффициент Пуассона

Таблица 8.8

β	q_0	q_1	q_2	q_3	q_4	q_5
0.2	1	1.151	1.685	-4.414	4.564	-1.645
0.4	0.999	1.31	0.909	-2.407	2.273	-0.706
0.6	1.003	2.189	-3.192	5.928	-5.576	2.07
0.8	1.005	1.263	5.184	-13.929	13.828	-4.83
1	1.001	0.953	3.924	-8.773	10.444	-4.749
1.2	1.002	0.602	2.11	-3.625	5.166	-2.312
1.4	0.998	0.309	1.135	-1.04	1.296	-0.087
1.6	0.999	0.122	0.351	-0.178	0.942	-0.115
2	1	-0.133	-0.46	1.596	-1.521	0.877
2.5	1	-0.323	-1.118	3.73	-4.453	2.055
3	1	-0.545	-0.42	1.457	-1.561	0.71
3.5	1	-0.704	-0.179	0.946	-1.038	0.474
4	1.001	- 0.955	0.577	-0.462	0.181	0.08

8.13.6. Критерии статической прочности сильфонных и линзовых компенсаторов

$$\left.\begin{aligned} &\sigma_\varphi \le [\sigma] \\ &\sigma_{zP} \le [\sigma] \\ &\sigma_{zP} + \sigma_{zbP} \le 2.5[\sigma] \end{aligned}\right\}. \tag{8.83}$$

В случае если длина цилиндрической краевой зоны гибкого элемента $l \ge \sqrt{(s-c)D}$ (рисунок 8.7), она должна быть дополнительно проверена как труба, работающая под действием внутреннего давления согласно пункту 7.1. Если же $l \ge \sqrt{(s-c)D}$, напряжения в цилиндрической краевой зоне гибкого элемента должны отвечать условию

$$\frac{PD}{2(s-c)} \left(\frac{l}{1.5\sqrt{(s-c)D}} \right) \le [\sigma]. \tag{8.84}$$

Примечание - Для компенсаторов нормализованных конструкций проверка статической прочности согласно требованиям настоящего пункта не обязательна.

8.13.7. Эквивалентное напряжение $\sigma_e^{(2)}$ для расчета циклической прочности от всех воздействий в рабочем состоянии (на этапе 2 полного расчета) рас-

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

считывается по формуле (8.75), а от всех воздействий в холодном состоянии (на этапе 3 полного расчета) – по формуле

$$\sigma_e^{(3)} = \sigma_{zT} + \sigma_{zbT}.$$

8.13.8. Амплитуда местного условно упругого напряжения для цикла с наибольшей температурой T_1

$$\sigma_{ae,1} = \frac{0.5\left[\sigma_e^{(2)} - \sigma_e^{(3)}\right]K_\sigma}{\varphi_s}, \qquad (8.85)$$

где

φ_s - коэффициент снижения циклической прочности сварного шва. При отсутствии данных следует принимать $\varphi_s = 0.8$. Для нормализованных конструкций компенсаторов $\varphi_s = 1$.

K_σ - теоретический коэффициент концентрации напряжений, принимаемый по таблице 8.9.

Амплитуды напряжений для циклов с меньшей температурой, определяемой температурной историей, рассчитываются согласно п. 8.12.7.

8.13.9. Условие циклической прочности осевого компенсатора

$$\eta = \frac{N_{01}^{экв}}{[N_0]} \le 1, \qquad (8.86)$$

где

$N_{01}^{экв}$ - количество эквивалентных полных циклов по формуле (8.66),

$[N_0]$ - допустимое число полных циклов по сертификату на изделие.

Таблица 8.9

Элемент	Коэффициент концентрации k_σ
Сильфонный компенсатор из углеродистой и легированной не аустенитной стали	1.2
Сильфонный компенсатор из аустенитной стали	1.05
Линзовый компенсатор из углеродистой и легированной не аустенитной стали	2.2
Линзовый компенсатор из аустенитной стали	2.0

9 ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ НА УСТОЙЧИВОСТЬ

9.1 Продольное сжимающее усилие

9.1.1. Для прямолинейных подземных и наземных участков трубопровода при отсутствии продольных перемещений (рисунок 9.1), продольное сжимающее усилие равно:

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

$$N = -\alpha \Delta T E F + \nu \frac{P(D_a - s)}{2s} F \,. \qquad (9.1)$$

Для других схем продольное усилие N определяется расчетом трубопровода как упругой стержневой системы с учетом реальной конфигурации трубопровода, гибкости элементов, сил трения в опорах скольжения и взаимодействия с грунтом по методам строительной механики стержневых систем.

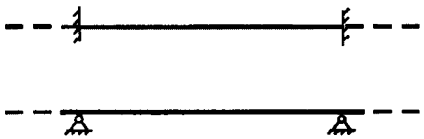


Рисунок 9.1. - Прямолинейный участок, зажатый между двух мертвых или шарнирно-неподвижных опор

9.1.2. При расчетах на устойчивость, значения удерживающих нагрузок Q_w, Q_F, g (см. раздел 5.2) принимаются с учетом коэффициентов надежности по таблице 6.1 меньше единицы.

9.1.3. Допускается использование более точных численных методов расчета на устойчивость с учетом развития упругопластических деформаций и особенностей температурных воздействий, связанных с релаксацией температурных напряжений при выпучивании.

9.2 Продольная устойчивость участков бесканальной прокладки

9.2.1. В трубопроводах бесканальной прокладки в грунте при действии положительного температурного перепада в сечении трубопровода возникает продольное осевое сжимающее усилие N, которое может привести к выпучиванию подземного трубопровода в вертикальной плоскости (рисунок 9.2а). Поэтому конструктивные параметры (конфигурацию оси трубопровода, его глубину заложения) рекомендуется определять из условия обеспечения продольной устойчивости:

$$N \le [N]/m \,, \qquad (9.2)$$

где

N – расчетное продольное осевое усилие в сечении трубопровода, определяемое в соответствии с п. 9.1.1, H,

$[N]$ –допускаемое продольное усилие (H),

m - коэффициент запаса по устойчивости, принимаемый m =1.1.

9.2.2. Допускаемое продольное усилие определяется по формуле

$$[N] = \sqrt{\frac{QEI}{f_0}}\, H, \qquad (9.3)$$

где

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

Q – расчетная удерживающая нагрузка грунтовой засыпки, *Н/мм* (рисунок 9.2б);

f_0 – стрела начального изгиба трубопровода (мм), которую допускается принимать равной $f_0 = \ell_0 / 200$, но не менее 10 *мм*.

ℓ_0 - длина волны выпучивания (мм), вычисляется по формуле:

$$\ell_0 = \pi \sqrt{\frac{EI}{|N|}} \ мм, \tag{9.4}$$

Значения удерживающей нагрузки Q определяется по формуле:

$$Q = Q_w + 2Q_F + q \ \ Н/мм, \tag{9.5}$$

Q_w - расчетный вес условного слоя грунта над трубой *Н/м*;

Q_F - расчетная сила трения, удерживающая условный слой грунта *Н/м*;

q - расчетный вес трубы с изоляцией и теплоносителем на единицу длины трубопровода *Н/мм*.

$$Q_w = \left(Z - \frac{D_k}{8} \pi \right) D_k \gamma_{гр} \ \ Н/мм, \tag{9.6}$$

$$Q_F = 0.5 \gamma_{гр} Z^2 (1 - \sin \varphi_{гр}) tg \varphi_{гр} \ \ Н/мм. \tag{9.7}$$

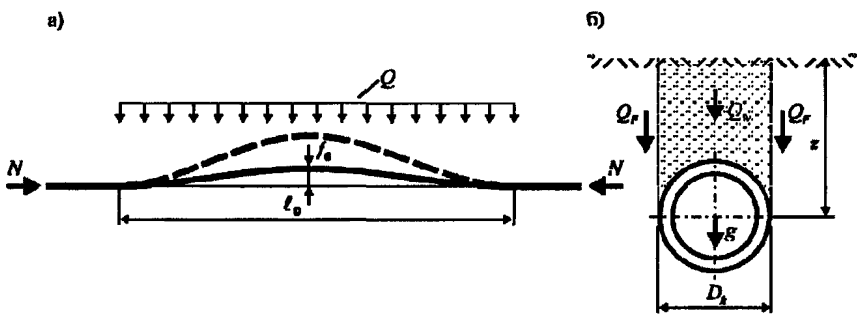


Рисунок 9.2. - Выпучивание подземного трубопровода

9.3 Продольная устойчивость надземных участков и участков в каналах

9.3.1. Для трубопроводов, прокладываемых на скользящих опорах (надземных, в каналах), условие обеспечения продольной устойчивости выглядит следующим образом:

$$N \le [N], \tag{9.8}$$

где

N – продольное осевое усилие в сечении трубопровода, определяемое в соответствии с п. 9.1.1,

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

 © Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

$[N]$ – допускаемое продольное усилие,

$$[N]=\frac{[N]_П}{\sqrt{1+\left(\frac{[N]_П}{[N]_У}\right)^2}}, \qquad (9.9)$$

$[N]_П$ - допускаемое осевое сжимающее усилие из условия прочности

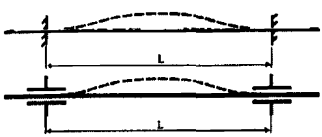
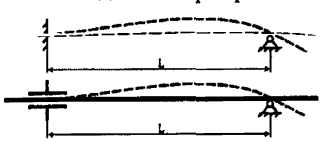
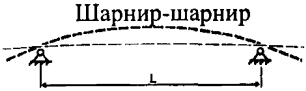
$$[N]_П = F\cdot 1.5[\sigma]\ H; \qquad (9.10)$$

$[N]_У$ - допускаемое осевое сжимающее усилие из условия устойчивости,

$$[N]_У = \max([N]_{У1},[N]_{У2})/m; \qquad (9.11)$$

m - коэффициент запаса по устойчивости, допускается принимать $m=1.1$.

Таблица 9.1

Расчетная схема	Левый конец	Правый конец	Коэффициент ψ
Заделка-заделка 	Мертвая опора, направляющая опора с защемлением от поворота, тройник	Мертвая опора, направляющая опора с защемлением от поворота , тройник	0.5
Заделка-шарнир 	Мертвая опора, направляющая опора с защемлением от поворота, тройник	Неподвижная опора, направляющая опора без защемления от поворота, отвод	0.7
Шарнир-шарнир 	Неподвижная опора, направляющая опора без защемления от поворота, отвод	Неподвижная опора, направляющая опора без защемления от поворота, отвод	1.0

$[N]_{У1}$ - допускаемое осевое сжимающее усилие из условия устойчивости бесконечно длинного прямого трубопровода на скользящих опорах (рисунок 9.3)

$$[N]_{У1} = 4\sqrt[11]{q^6\mu^6F^2E^5I^3}\ H; \qquad (9.12)$$

μ - коэффициент трения в скользящих опорах.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

$[N]_{y2}$ - допускаемое осевое сжимающее усилие из условия устойчивости короткой трубы без промежуточных опор и без учета начальных эксцентриситетов (рисунок в табл. 9.1).

$$[N]_{y2} = 4.0\frac{\pi^2 \cdot EI}{(\psi L)^2}\ H; \qquad (9.13)$$

ψ - коэффициент свободной длины, определяется в зависимости от условий закрепления прямолинейного участка трубопровода в соответствии с табл. 9.1;

L - расстояние между опорами, мм (см. табл. 9.1).



Рисунок 9.3. – Форма потери устойчивости бесконечно длинного трубопровода на скользящих опорах

9.3.2. Допускается определять свободную длину ψL или производить проверку устойчивости по более точным специальным методам, с учетом реальной пространственной конфигурации всего трубопровода.

10 ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ НА ПРОЧНОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ ГИБКИХ ПОЛИМЕРНЫХ ТРУБ

10.1 Общие положения

10.1.1. Расчет эксплуатационных параметров (рабочего давления P, срока службы t_c и температуры T) гибких полимерных труб проводят на основе температурно-временной зависимости прочности.

Длительная прочность труб из сшитого полиэтилена описывается зависимостью вида

$$\lg t_c = f(T, \lg\sigma), \qquad (10.1)$$

а длительная прочность армированных труб из сшитого полиэтилена

$$\lg P = f(T, \lg t_c). \qquad (10.2)$$

Здесь

t_c - расчетное время эксплуатации (срок службы), *час*;

σ – расчетное напряжение в стенке трубы, *МПа*;

P – расчетное давление, *МПа*;

T – расчетная рабочая температура, *°С*.

Эмпирические зависимости (10.1) и (10.2) устанавливаются в нормативной документации на трубы (стандартах, ТУ и т.п.). В зависимости от того, какие два из трех параметров заданы, возможны различные варианты решения, представ-

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

ленные в таблице 10.1. Как правило, для получения требуемого результата необходимо использовать метод последовательных приближений.

10.1.2. Нижеприведенные пункты стандарта излагаются применительно к трубам, изготовленным по ТУ ЗАО «Завод АНД Газтрубпласт» [11], [12], [13]. Но в принципе они распространяются на любые гибкие полимерные трубы, для которых известны зависимости (10.1) и (10.2).

10.1.3. Примеры расчета согласно требованиям настоящего раздела стандарта приведены в приложении Д.

Таблица 10.1

Уравнение	Задается	Определяется
(10.1)	t_c, T	σ
	σ, T	t_c
	t_c, σ	T
(10.2)	t_c, T	P
	P, T	t_c
	t_c, P	T

10.2 Несущая способность гибких труб «Изопрофлекс» и «Изопрофлекс - А»

10.2.1. Несущая способность труб «Изопрофлекс» из сшитого полиэтилена рассчитывается по уравнению

$$\lg t_c = -105.8618 + 57895.49/(T+273) - 24.7997\lg\sigma - 18506.15/(T+273)\lg\sigma \qquad (10.3)$$

Примечание - Коэффициенты уравнения являются общепринятыми и установлены, в том числе в Международном стандарте [15].

10.2.2. Расчетные напряжений в стенке трубы

$$\sigma \le n[\sigma], \qquad (10.4)$$

где n – коэффициент запаса, принимаемый согласно пункту 10.2.7.

Значения допускаемых напряжений и соответствующие им сроки службы труб «Изопрофлекс» при постоянной расчетной температуре приведены в таблице 10.2.

10.2.3. Допускаемое давление в трубопроводе

$$[P] = \frac{2[\sigma]}{SDR-1}, \qquad (10.5)$$

где SDR - стандартное отношение наружного диаметра к толщине стенки трубы, одинаковое для труб используемой серии.

10.2.4. Несущая способность армированных труб из сшитого полиэтилена «Изопрофлекс – А» рассчитывается по уравнению

$$\lg P = 1.6599 - 0.0037(T+273) + 0.03176\lg t_c - 0.0001482(T+273)\lg t_c . \qquad (10.6)$$

Здесь расчетное давление

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

$$P = n[P]. \qquad (10.7)$$

Коэффициенты запаса n принимаются согласно пункту 10.2.7.

Значения допускаемых давлений и соответствующие сроки службы труб «Изопрофлекс - А» при постоянной температуре, приведены в таблице 10.3.

Таблица 10.2

Расчетная температура, °С	Допускаемое напряжение $[\sigma]$, *МПа*		
	10 лет	25 лет	50 лет
20	7.76	7.68	7.62
30	5.74	5.68	5.63
40	5.10	5.05	5.00
45	4.81	4.76	4.72
50	4.55	4.49	4.46
55	4.29	4.25	4.21
60	4.06	4.01	3.98
65	3.84	3.80	3.76
70	3.63	3.59	3.56
75	3.44	3.40	3.37
80	3.26	3.22	3.19
85	3.09	3.05	3.02
90	2.93	2.89	2.87
95	2.78	2.74	2.72

Таблица 10.3

Расчетная температура, °С	Допускаемое давление $[P]$, *МПа*		
	10 лет	25 лет	50 лет
20	2.64	2.61	2.59
30	1.98	1.95	1.94
40	1.79	1.77	1.75
45	1.70	1.68	1.66
50	1.62	1.59	1.58
55	1.54	1.51	1.50
60	1.46	1.44	1.42
65	1.39	1.37	1.35
70	1.32	1.30	1.28
75	1.25	1.23	1.21
80	1.19	1.17	1.15
85	1.13	1.11	1.09
90	1.08	1.05	1.04
95	1.02	1.00	0.99

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

10.2.5. Для трубопроводов тепловых сетей, работающих при переменных условиях эксплуатации (колебания температуры и давления), несущая способность определяется на основе уравнений длительной прочности (10.3) и (10.6) с учетом температурной истории. Обязательным условием оценки несущей способности гибких полимерных труб, используемых в тепловых сетях, является включение в температурную историю максимально допустимой температуры (обычно не превышающей 95°С) и температуры 100°С, которая относится к аварийному кратковременному воздействию.

10.2.6. Температурная история строится на основе вероятностной оценки условий эксплуатации и имеет вид, представленной в таблице 10.4. В первых двух графах таблицы приводятся среднесуточные температуры наружного воздуха и их продолжительность в течение года для заданного географического района. Для каждой температуры наружного воздуха $T_{н,i}$ в графе 4 проставляется расчетная температура T_i, соответствующая температурному графику подачи тепла. На основании этой температуры и предполагаемого допускаемого напряжения или рабочего давления по уравнениям (10.3), (10.6) и формулам (10.4), (10.7) для каждой строки таблицы 10.4 рассчитывается предельная продолжительность работы t_i.

Таблица 10.4

Среднесуточная температура воздуха $T_{н,i}$, °С	Количество дней в году K_i	Доля времени дней K_i с температурой $T_{н,i}$, a_i	Расчетная температура в сети T_i, °С	Предельная продолжительность работы при температуре T_i, t_i, час
1	2	3	4	5
$T_{н,1}$	K_1	a_1	T_1	t_1
$T_{н,2}$	K_2	a_2	T_2	t_2
...	...	...	...	...
$T_{н,k-1}$	K_{k-1}	a_{k-1}	T_{k-1}	t_{k-1}
$T_{н,k}$	K_k	a_k	T_k	t_k
-	K_{k+1}	a_{k+1}	T_{k+1}	t_{k+1}

В таблице используются следующие условные обозначения

$T_{н,1}$ – среднесуточная летняя температура наружного воздуха, превышающая 8°С

K_i – количество суток с температурой $T_{н,1}$, превышающей 8°С;

$T_{н,k}$ – минимальная зимняя среднесуточная температура наружного воздуха;

T_1 – рабочая температура не отапливаемого периода (обычно принимается 20°С);

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

T_k – максимально допустимая рабочая температура в течение всего отопительного периода (как правило, $T_k \leq 95°C$);

T_{k-1} – рабочая температура, ближайшая по величине к максимально допустимой $T_{k-1} < T_k$ (обычно меньше температуры T_k на 1-2°С);

T_{k+1} – кратковременно действующая (аварийная) температура $T_{k+1} > T_k$, принимаемая, как правило, 100°С,

t_i – предельная продолжительность работы трубопровода при температуре T_i, *час*. Определяется по формулам (10.3) и (10.6);

a_i - доля времени дней K_i с температурой $T_{н,i}$:

$$a_i = \frac{K_i}{\sum_{j=1}^{k+1} K_j}. \qquad (10.8)$$

Первая графа таблицы 10.3 заполняется в последовательности убывания температур наружного воздуха от максимальной плюсовой до минимальной минусовой (например, от +8 °С до -24°С)

$$T_{н,1} > T_{н,2}\ , \cdots ,\quad T_{н,k-1} > T_{н,k}$$

10.2.7. При определении срока службы с использованием уравнений (10.3), (10.6) допускаемое напряжение $[\sigma]$ или давление $[P]$ вводят в расчет согласно формулам (10.4), (10.7) с коэффициентами запаса прочности, значения которых принимаются:

- n =1.25 для расчетной температуры $T_i \leq 20°C$;
- n =1.5 для эксплуатационной температуры T_i, превышающей 20° С, за исключением случаев, оговоренных в пункте 10.2.8;

10.2.8. Если оценка несущей способности производится при переменной расчетной температуре с использованием температурной истории

- n =1.3 для максимальной расчетной температуры $T_i = T_k$,
- n =1.0 для аварийной (кратковременно действующей) температуры $T_i = T_{k+1}$.

10.2.9. Повреждаемость, характеризующая накопленную деформацию ползучести за годовой период времени работы трубопровода

$$\eta = \sum \frac{a_i}{t_i} \quad (i = 1,2,...,k+1), \qquad (10.9)$$

10.2.10. Максимальное допустимое время эксплуатации (срок службы) в годах рассчитывают по формуле

$$[t_c] = \frac{1}{\eta \cdot 365 \cdot 24}. \qquad (10.10)$$

10.2.11. Если расчетный срок службы отличается от заданного, в расчет по уравнениям (10.3), (10.6) вводят другое значение допускаемого напряжения или

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

давления и методом последовательных приближений вычисляют значения σ или p для заданного срока службы. При использовании уравнения (10.3) переход от напряжения σ к допускаемому давлению осуществляется по формулам (10.4), (10.5).

10.2.12. Используя изложенный принцип расчета, можно проводить проверку работоспособности выбранного трубопровода в заданных условиях эксплуатации или выбирать параметры трубопровода для требуемых условий эксплуатации в том числе, при необходимости, и при переменном давлении эксплуатации.

10.2.13. Примеры оценки несущей способности трубопроводов при переменном температурном режиме приведены в приложении Д.

10.3 Компенсация температурных расширений, нагрузки на неподвижные опоры и глубина заложения при бесканальной прокладке

10.3.1. Теплопроводы из гибких полимерных труб обычно укладываются «змейкой». Изменение их длины в результате нагрева не приводит к опасным пластическим деформациям. Поэтому оценка прочности при компенсации температурных расширений для таких теплопроводов не требуется.

10.3.2. Осевая нагрузка, передаваемая на неподвижные крепления, определяется по формуле

$$N_P = (1-2\nu)P\frac{\pi D_a^2}{4} + \alpha(T-T_н)EF\,. \qquad (10.11)$$

В эту формулу подставляются

- коэффициент линейного расширения полиэтилена $\alpha = 0.000205$ 1/°C,
- модуль упругости полиэтилена E принимается в соответствии с таблицей 10.5,
- площадь поперечного сечения трубопровода $F = \pi(D_a - s)s$, $мм^2$
- коэффициент Пуассона полиэтилена $\nu = 0.4$.

Таблица 10.5

Расчетная температура, T (°C)	Модуль упругости E, $МПа$
≤20	900
80	350
≥95	200

Примечание - для промежуточных значений T значение E определяется линейной интерполяцией.

10.3.3. Расчет допустимой глубины заложения и оценка прочности ППУ-изоляции [3] при бесканальной прокладке гибких теплоизолированных труб с установленной нормативной характеристикой жесткости поперечного сечения на изгиб $q = 0.015$ $МПа$ не требуется.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

Техническими условиями на гибкие теплоизолированные трубы предусмотрено испытание их поперечного сечения на изгиб. Характеристикой жесткости является интенсивность равномерно-распределенной нагрузки q, которую способно выдержать без повреждений многослойное кольцо шириной 1 сантиметр, состоящее из несущей трубы РЕХ, слоя ППУ-изоляции и наружного кожуха из полиэтилена высокой плотности (рисунок 10.1).

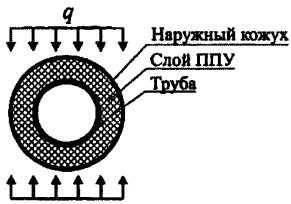


Рисунок 10.1. - К определению жесткости поперечного сечения на изгиб

11 ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ НА ПРОЧНОСТЬ ТРУБОПРОВОДОВ ИЗ ГИБКИХ СТАЛЬНЫХ ГОФРИРОВАННЫХ ТРУБ

11.1 Основные положения

11.1.1. В тепловых сетях используются гибкие стальные трубы, имеющие форму гофрированной оболочки – сильфона. Теплопроводы из таких труб укладываются «змейкой», восприятие температурных расширений в них осуществляется за счет растяжения – сжатия гофров. Поэтому специальных расчетов на компенсацию температурных расширений для таких теплопроводов не требуется.

11.1.2. Расчет на прочность гибких стальных труб с расчетной амплитудой условно упругих напряжений, не превышающей удвоенную величину предела текучести $2\sigma_p$, допускается производить согласно пунктам 11.2 ÷ 11.3 настоящего стандарта. В противном случае определение напряженно - деформированного состояния должно выполняться численными методами с учетом геометрической и физической нелинейности.

11.1.3. Пример расчета согласно требованиям настоящего раздела стандарта приведен в приложении Г применительно к теплопроводу из труб типа «Касафлекс».

11.2 Напряжения в гибких гофрированных трубах

11.2.1. В результате действия внутреннего давления и деформаций растяжения – сжатия в гофрированной трубе возникают кольцевые и продольные напряжения, определяемые по формулам пункта 8.13.2.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

 © Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

11.2.2. Расчетное осевое температурное расширение одного гофра вычисляется по формуле

$$\Delta_t = \alpha \cdot (T - T_{монт}) \cdot q \,. \qquad (11.1)$$

11.3 Критерии прочности

11.3.1. Критерии статической прочности от давления и температурного расширения

$$\left.\begin{array}{c} \sigma_\varphi \le [\sigma] \\ \sigma_{zP} + \sigma_{zbP} \le [\sigma] \\ \sigma_{zP} + \sigma_{zbP} + \sigma_{zT} + \sigma_{zbT} \le 1.5[\sigma] \end{array}\right\}. \qquad (11.2)$$

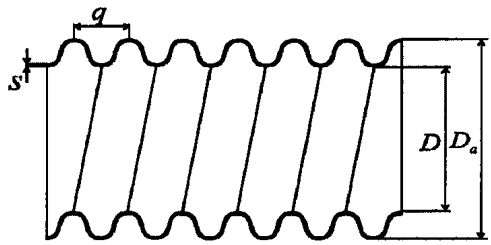


Рисунок 11.1. - Элемент гофрированной трубы

11.3.2. Оценка циклической прочности от действия знакопеременных напряжений, вызванных колебаниями температуры и давления, не требуется.

11.4 Нагрузки на неподвижные опоры

11.4.1. Нагрузка на неподвижную опору определяется по формуле

$$N_P = \frac{P\pi}{16}(D_a + D)^2 + \Delta_t C_\lambda \;\; H, \qquad (11.3)$$

где C_λ – осевая жесткость одного гофра *Н/мм*.

11.4.2. Осевая жесткость C_λ принимается по данным завода-изготовителя. Для всех размеров труб, изготовленных по ТУ ЗАО «Завод АНД Газтрубпласт» [14] следует принимать $C_\lambda = 1.5 \cdot 10^4$ *Н/мм* .

В случае если осевая жесткость гофрированной трубы неизвестна, допустимо определять ее по формуле

$$C_\lambda = \frac{1.7 D_p E}{C_f}\left[\frac{s}{H}\right]^3 \qquad (11.4)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(рекомендуемое)

Учет повышенной гибкости отдельных элементов

А.1. Отводы

При поверочных расчетах трубопроводных систем на прочность рекомендуется учитывать повышенную гибкость (пониженная жесткость) отводов в результате овализации их сечений при изгибе (эффект Кармана).

А.1.1 Коэффициент гибкости K_p гнутого, крутоизогнутого, штампосварного или секторного отвода с числом косых стыков больше одного ($n>1$), соединенного с прямыми трубами на концах, зависит от безразмерного параметра λ (см. пункт 8.8.1 настоящего стандарта):

При $\lambda \le 2.2$ коэффициент гибкости вычисляется по формуле

$$K_p = \frac{1.65}{\lambda\sqrt{1+1.5\omega_1/\lambda^2}}\zeta, \qquad (А.1)$$

где

K_p - коэффициент гибкости отвода без учета условий закрепления на концах;

ζ - коэффициент, учитывающий жесткость прямых труб на концах отвода;

ω_1 - параметр, учитывающий влияние внутреннего давления

$$\omega_1 = 3.64\frac{PR^2}{E(D-s)s}. \qquad (А.2)$$

При $\lambda > 2.2$ коэффициент гибкости $K_p = 1.0$.

Величина ζ определяется

- при $\lambda \le 1.65$

$$\zeta = \frac{1}{1+\psi^{1.5}}\left[\frac{\lambda}{1.65}+\psi^{1.5}-\psi^{0.5}\left(1-\frac{\lambda}{1.65}\right)^5\right], \qquad (А.3)$$

где

$\psi = \theta\sqrt{2R/(D-s)}$,

θ - центральный угол отвода (рад),

R - радиус отвода, *мм*;

- при $\lambda > 1.65$ $\xi = 1.0$

А.1.2. Для крутоизогнутых и штампосварных отводов с одним или двумя фланцами коэффициент гибкости определяется по формуле

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

 © Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

$$K_p = \frac{1.65}{\lambda \omega_2} \xi , \qquad (A.4)$$

Коэффициент ξ принимается

- для отводов, стыкуемых с трубами с одного конца на фланце и с другого конца на сварке $\xi = \lambda^{1/6}$
- для отводов, стыкуемых с трубами на фланцах с обеих сторон $\xi = \lambda^{1/3}$

$$\omega_2 = 1 + 6\left[\frac{P}{E}\left(\frac{D_a - s}{2s}\right)^{7/3}\left(\frac{2R}{D_a - s}\right)^{1/3}\right] \qquad (A.5)$$

А.1.3. Коэффициент гибкости K_p для секторного отвода с одним или двумя фланцами (рисунок 7.1)

$$K_p = \frac{1.52}{\lambda^{5/6} \omega_2} \xi , \qquad (A.6)$$

где λ определяется по формуле (8.31) пункта 8.8.1, а ω_2 по формуле (А.5) настоящего стандарта при этом вместо радиуса отвода R подставляется значение $R_э$. Методика применима при условии $\theta \le 22.5^0$.

$R_э$ принимается

- при длине $L < \frac{D_a - s}{2}(1 + tg\alpha)$

$$R_э = \frac{L \cdot ctg\alpha}{2} , \qquad (A.7)$$

- при длине $L \ge \frac{D_a - s}{2}(1 + tg\alpha)$

$$R_э = \frac{D_a - s}{4}(1 + ctg\alpha) . \qquad (A.8)$$

А.1.4. Коэффициент гибкости K_p для косых стыков (рисунок 8.4)

$$K_p = \frac{1.52}{\lambda^{5/6} \omega_2} , \qquad (A.9)$$

при этом $R_э$ рассчитывается по формуле (А.8).

А.1.5. При значении коэффициента K_p меньше единицы, принимается коэффициент $K_p = 1$.

А.1.6. Допускается использование других, более точных методик вычисления коэффициента гибкости с учетом давления и условий закрепления по концам отвода.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

А.2. Тройники и врезки

При поверочных расчетах трубопроводных систем рекомендуется учитывать пониженную жесткость Т-образных соединений в местах примыкания ответвлений к магистрали.

Нижеприведенные формулы справедливы для ортогональных тройников и врезок с отношением $D_a / d_a \le 0.8$. Для ортогональных равнопроходных или почти равнопроходных тройников и врезок с отношением $D_a / d_a > 0.8$, а также для тройников и врезок с наклонным ответвлением пониженная жесткость ответвления не учитывается.

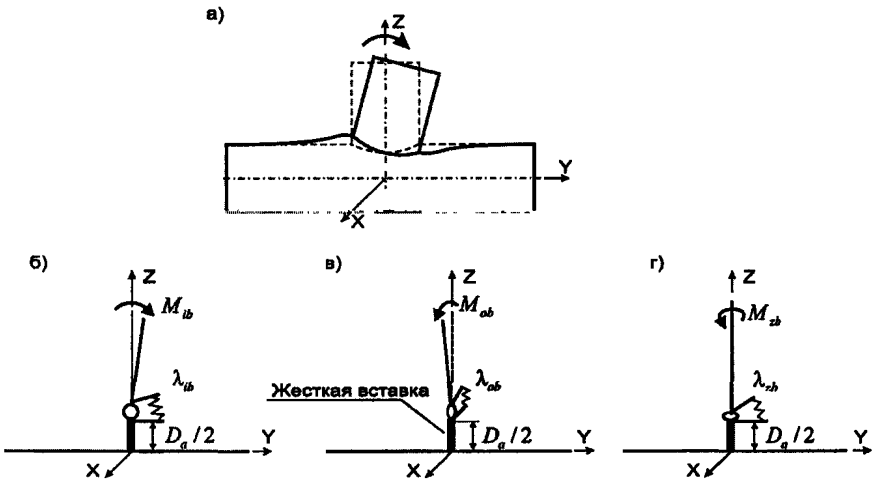


Рисунок А.1. - Расчетная модель тройника (врезки) под нагрузкой со стороны ответвления
а – общий вид, б – изгиб в плоскости (вокруг оси X), в – изгиб из плоскости (вокруг оси Y), г – кручение (вокруг оси Z)

Угловые податливости соединения ответвления с магистралью в точке, где осевая линия ответвления пересекается с наружной поверхностью магистрали (рисунок А.1) вычисляются по формулам:

$$\left.\begin{aligned} \lambda_{ib} &= 0.2F^{0.5}\left(\frac{D_a}{s}\right)\frac{d_a}{EI_b} \\ \lambda_{ob} &= 0.1F^{0.5}\left(\frac{D_a}{s}\right)^{1.5}\frac{d_a}{EI_b} \\ \lambda_{zb} &= 0.06F^{4}\left(\frac{D_a}{s}\right)^{1.5}\frac{d_a}{GI_{\rho b}} \end{aligned}\right\}, \qquad \text{(А.10.)}$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

где

I_b, $I_{\rho b}$ - моменты инерции сечения ответвления при изгибе и кручении,

$F = d \cdot s_b / (D \cdot s)$ - безразмерный параметр, определяющий соотношение размеров ответвления и магистрали,

s_b – номинальная толщина стенки ответвления,

λ_{ib} - угловая податливость в плоскости тройника (врезки),

λ_{ob} - угловая податливость из плоскости тройника (врезки),

λ_{zb} - угловая податливость на кручение ответвления.

При наличии усиливающей накладки в формулы (А.10.) вместо s подставляется $s + s_n$, где s_n – толщина накладки.

Для штампованных и штампосварных тройников в формулах (А.10.) вместо s_b подставляется s_s (рисунок 7.3).

Углы поворота ответвления относительно магистрали от приложенных к нему изгибающих моментов в плоскости тройника (врезки) M_{ib} и в перпендикулярной ей плоскости M_{ob}, а также от крутящего момента M_{zb} вычисляются по формулам

$$\left.\begin{aligned} \theta_{ib} &= \lambda_{ib} M_{ib} \\ \theta_{ob} &= \lambda_{ob} M_{ob} \\ \theta_{zb} &= \lambda_{zb} M_{zb} \end{aligned}\right\}, \qquad \text{(А.11)}$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(рекомендуемое)

Определение расстояний между промежуточными опорами

Предварительную расстановку опор рекомендуется осуществлять в соответствии с данным приложением. Расстояние между опорами называется пролетом. Следует различать средние и крайние пролеты: крайним считается пролет, примыкающий к компенсатору (П-образному, сильфонному, сальниковому и т.д.), не препятствующему угловым перемещениям трубопровода. Все остальные пролеты относятся к средним.

Б.1. Условия прочности трубопровода

Расчетная схема для определения расстояний между промежуточными опорами представляет собой многопролетную неразрезную балку, шарнирно опертую по концам (рисунок Б.1).

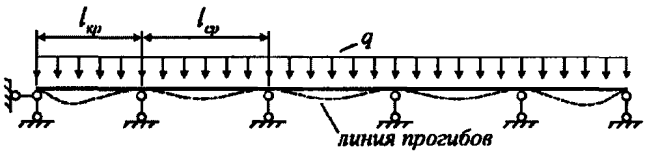


Рисунок Б.1. - Расчетная модель для определения расстояний между опорами

Формула для определения максимальной длины среднего (промежуточного) пролета из условия прочности

$$l_{ср} = \sqrt{\frac{12[\sigma_q]W\varphi_w}{0.8q}} \ мм. \qquad (Б.1)$$

В этой формуле

W – момент сопротивления сечения трубы изгибу, $мм^3$:

- точная формула

$$W = \frac{\pi D_a^3}{32}\left[1-\left(\frac{D_a-2s}{D_a}\right)^4\right]. \qquad (Б.2)$$

- приближенная формула (для трубопроводов с отношением $s/D_a \le 10$)

$$W = \frac{\pi(D_a-s)^2 s}{4}. \qquad (Б.3)$$

$[\sigma_q]$ - эквивалентное напряжение от действия весовой нагрузки, *МПа*,

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

φ_w - коэффициент снижения прочности сварного соединения на изгиб,

0.8 – коэффициент пластичности.

Для рабочего состояния

$$[\sigma_q] = 1.1[\sigma] - \sigma_{zP}, \qquad (Б.4)$$

для режима испытаний

$$[\sigma_q] = 1.5[\sigma] - \sigma_{zP}. \qquad (Б.5)$$

Продольные напряжения σ_{zP} вычисляются по формуле

$$\sigma_{zP} = \frac{P(D_a - 2s)^2}{4\varphi_w(D_a - s)s}, \qquad (Б.6)$$

причем для рабочего состояния в нее подставляется P, а для режима испытаний $P_{исп}$. По формуле (Б.1) определяется l_{cp} для обоих состояний.

Б.2. Условия жесткости (провисания) трубопровода

Для среднего пролета неразрезной балки, нагруженной равномерно-распределенной нагрузкой, имеем систему уравнений (рисунок Б.2)

$$\left.\begin{aligned} \frac{q}{24EI}\left(l_{cp}^2 x^2 - 2l_{cp}x^3 + x^4\right) - ix = 0.02D_N \\ \frac{q}{24EI}\left(2l_{cp}^2 x - 6l_{cp}x^2 + 4x^3\right) - i = 0 \end{aligned}\right\}. \qquad (Б.7)$$

Здесь

l_{cp} - средний пролет неразрезной балки, *мм*,

D_N - условный диаметр трубопровода, *мм*,

$i = h/l_{cp}$ - уклон трубопровода.

q – расчетный вес трубы с изоляцией и теплоносителем на единицу длины трубопровода.

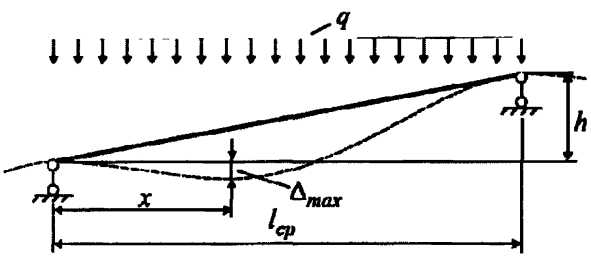


Рисунок Б.2. - Схема деформированного трубопровода при наличии обратного уклона

Система уравнений отражает условие недопущения образования обратного уклона, который может привести к созданию «мешков» при остывании трубо-

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

провода. Нормативное значение допустимого прогиба Δ_{max} согласно [7] составляет $0.02D_N$.

Если ввести новую переменную $y = x/l_{cp}$, то из второго уравнения (Б.7) получаем формулу для определения l_{cp}

$$l_{cp} = \sqrt[3]{\frac{12EI \cdot i}{qy(1-y)(1-2y)}} \quad мм. \tag{Б.8}$$

Значение y находится из решения нелинейного уравнения

$$\frac{y(3y-1)}{2} - \frac{0.02D_N(1-2y)}{i}\sqrt[3]{\frac{qy(1-y)(1-2y)}{12EI \cdot i}} = 0, \tag{Б.9}$$

получаемого в результате подстановки полученного выражения для l_{cp} (Б.8) в первое уравнение системы (Б.7). Уравнение (Б.9) решается численными методами.

Б.3. Расчетное значение расстояний между опорами

В качестве расстояния между опорами для всех пролетов, кроме крайних принимается наименьшее значение l_{cp}, из вычисленных по формулам (Б.1) ÷ (Б.5) и (Б.9). Длина крайнего пролета

$$l_{кр} = \sqrt{8/12}\,l_{cp} \approx 0.8l_{cp}.$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(справочное)

Пример расчета на циклическую прочность стального отвода

В.1. Исходные данные

Рассчитываемый элемент - штампосварной отвод, наружный диаметр 219 *мм*, материал - сталь 20. Данные для расчета циклической прочности:

- расчетная рабочая температура $T = 130^0 C$;
- температура после остывания $T_{хол} = 0^0 C$;
- температурный перепад, соответствующий циклу с наибольшим изменением температуры $\Delta T_1 = T - T_{хол} = 130 - 0 = 130^0 C$;
- амплитуда переменных напряжений при нагреве на $130^0 C$ и остывании до $0^0 C$ в отводе $\Delta\sigma_{e,1} = 436 МПа$ (п. 8.12.6);
- предел текучести материала отвода при рабочей температуре $\sigma_{p/t} = 214 МПа$;

Таблица В.1

Цикл i	Интервал времени τ_i	Перепад температуры ΔT_i, °C	Количество циклов N_{0i}
1	Каждый год	130	1
2	Каждый месяц	65	2
3	Каждая неделя	32.5	4
4	Каждый день	16.25	8

- температурная история циклического нагружения трубопровода приведена в таблице В.1.
- срок службы - 30 лет

Оценить циклическую прочность отвода при сроке службы трубопровода 30 лет.

В.2. Оценка циклической прочности (выносливости)

При определении количества циклов на основании данных таблицы В.1 используется следующая временная шкала: 1 год = 12 месяцам = 52 неделям = 365 дням. Результаты расчета приведены в таблице В.2.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

Таблица В.2

Цикл i	Интервал времени τ_i	Перепад температур, ΔT_i °С	Количество циклов N_{0i}		
			в интервале времени τ_i	в год	за весь срок службы
1	Каждый год	130	1	1	30
2	Каждый месяц	65	2	24	720
3	Каждая неделя	32.5	4	208	6240
4	Каждый день	16.25	8	2920	87600

Для второго, третьего и четвертого циклов размах эквивалентных напряжений:

$$\Delta\sigma_{e,2} = \frac{65}{130}436 = 218 МПа$$

$$\Delta\sigma_{e,3} = \frac{32.5}{130}436 = 109 МПа$$

$$\Delta\sigma_{e,4} = \frac{16.25}{130}436 = 54.5 МПа$$

Амплитуды циклов

$$\sigma_{ae,1} = 0.5 \cdot 436 = 218 МПа$$

$$\sigma_{ae,2} = 0.5 \cdot 218 = 109 МПа$$

$$\sigma_{ae,3} = 0.5 \cdot 109 = 54.5 МПа$$

$$\sigma_{ae,4} = 0.5 \cdot 54.5 = 27.25 МПа$$

Расчет допускаемого количества циклов для этих амплитуд в соответствии с пунктом 8.12.9 настоящего стандарта приведен в таблице В.3.

Таблица В.3

ΔT_i, °С	N_{0i}	$\sigma_{ae,1}$, МПа	Количество циклов по формуле		Расчетное количество циклов $[N_0]_i$
			(8.60)	(8.61)	
130	30	218	3716	4420	3716
65	720	109	44242	87616	44242
32.5	6240	54.5	-	-	1000000
16.25	87600	27.25	-	-	1000000

Минимальное расчетное число полных циклов равно

$$N_{\min}^{(1)} = \left(\frac{9360}{0.75([\sigma]+[\sigma]_{20})-64.5}\right)^2 = \left(\frac{9360}{0.75(145+147)-64.5}\right)^2 = 3670,$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

$$N_{\min}^{(2)} = \left(\frac{5920}{0.75([\sigma]+[\sigma]_{20})-129}\right)^2 = \left(\frac{5920}{0.75(145+147)-129}\right)^2 = 4327,$$

$$N_{\min} = \min\left(N_{\min}^{(1)}, N_{\min}^{(2)}\right) = 3670.$$

На основании данных таблиц В.2 и В.3 по формуле (8.64) настоящего стандарта имеем:

$$\eta = \sum_{i=1}^{k} \frac{N_{0i}}{[N_0]_i} = \frac{30}{3716} + \frac{720}{44242} + \frac{6240}{1000000} + \frac{87600}{1000000} = 0.0081 + 0.0163 + 0.0062 + 0.0876 = 0.1182 \le 1$$

Эквивалентное количество полных циклов согласно п. 8.12.11 равно

$$N_{01}^{экв} = 3716 \cdot 0.1182 = 439 < 3670.$$

Следовательно, согласно п. 8.12.12 повреждаемость равна

$$\eta = \frac{3670}{3716} = 0.988.$$

Условия циклической прочности выполнены!

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(справочное)

Пример расчета на прочность гибкого стального трубопровода из труб «Касафлекс»

Произвести оценку статической и циклической прочности, а также нагрузку, передаваемую на неподвижную опору для трубопровода из гибких гофрированных труб типа «Касафлекс».

Г.1 Исходные данные

Наружный диаметр D_a = 143 *мм*, внутренний D = 127 *мм*, толщина стенки s = 0.9 *мм*, суммарная прибавка к толщине стенки c = 0, шаг гофров q = 16.8 *мм*, материал сталь Х18Н10Т. Рабочие условия: расчетное давление P = 1.6 *МПа*, температурный перепад $(T - T_{монт})$ = 135°*С*. Механические свойства материала при рабочей температуре: номинальное допускаемое напряжение $[\sigma]$ = 151.6 *МПа*, модуль упругости E = $1.99 \cdot 10^5$ *МПа*, коэффициент линейного расширения α = $1.69 \cdot 10^{-5}$.

Дополнительные данные, необходимые для проведения расчета:

Высота гофра $H = (D_a - D)/2 = (143 - 127)/2 = 8$ *мм*,

Удлинение одного гофра (формула 11.1)

$$\Delta_t = \alpha \cdot (T - T_{монт}) \cdot q = 1.69 \cdot 10^{-5} \cdot 135 \cdot 16.8 = 3.83 \cdot 10^{-2} \text{ мм},$$

Безразмерные параметры и коэффициенты согласно пункту 8.13.4

$$\gamma = \frac{q}{2H} = \frac{16.8}{2 \cdot 8} = 1.05, \qquad \beta = \frac{q}{2.2\sqrt{(D+H)s}} = \frac{16.8}{2.2\sqrt{(127+8) \cdot 0.9}} = 0.7$$

Соответственно коэффициенты C_f, C_p и C_d равны

$$C_f = 2.24,$$
$$C_p = 0.52,$$
$$C_d = 2.53.$$

Г.2 Вычисление напряжений

Среднее окружное напряжение от внутреннего давления (формула 8.73)

$$\sigma_\varphi = \frac{1.6 \cdot (12. + 8)}{(0.9 - 0)(3.14 - 2 + 4 \cdot 8/16.8)} = 80 \text{ МПа}.$$

Среднее осевое напряжение от внутреннего давления (формула 8.76)

$$\sigma_{zP} = \frac{1.6 \cdot 8}{2(0.9 - 0)} = 7.1 \text{ МПа}.$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

Осевое напряжение изгиба от внутреннего давления (формула 8.77)

$$\sigma_{zbP} = \frac{1.6 \cdot 8^2 \cdot 0.53}{2(0.9-0)^2} = 33.5 \ МПа.$$

Осевые мембранные напряжения от действия температурного расширения (формула 8.78)

$$\sigma_{zT} = \frac{1.99 \cdot 10^5 \cdot 3.83 \cdot 10^{-2}}{2 \cdot 0.9 \cdot 2.2}\left[\frac{0.9}{8}\right]^3 = 3.0 \ МПа.$$

Осевые изгибные напряжения от действия температурного расширения (формула 8.79)

$$\sigma_{zbT} = \frac{5 \cdot 1.99 \cdot 10^5 \cdot 0.9 \cdot 3.83 \cdot 10^{-5}}{3 \cdot 8^2 \cdot 2.45} = 70.6 \ МПа.$$

Максимальное эквивалентное напряжение (формула 8.75)

$$\sigma_e = \sigma_{zP} + \sigma_{zbP} + \sigma_{zT} + \sigma_{zbT} = 7.1 + 33.5 + 3.0 + 70.6 = 114.2 \ МПа.$$

Г.3 Оценка статической прочности

По формулам 11.2 имеем

$$\sigma_\varphi = 80.0 \le [\sigma] = 151.6 \ МПа$$

$$\sigma_{zp} + \sigma_{zbp} = 7.1 + 33.5 = 40.6 \le [\sigma] = 151.6 \ МПа$$

$$\sigma_{zp} + \sigma_{zbp} + \sigma_{zl} + \sigma_{zbl} = 7.1 + 33.5 + 3.0 + 70.6 = 114.2 \le 1.5[\sigma] = 227.4 \ МПа$$

Условия статической прочности выполнены.

Г.5 Нагрузка на неподвижную опору

Осевая жесткость трубы согласно пункту 11.4.2 $C_\lambda = 1.5 \cdot 10^4 \ Н/мм$. Нагрузка на неподвижную опору по формуле 11.3

$$N_P = \frac{1.6 \cdot 3.14}{16}(143 + 127)^2 + 3.83 \cdot 10^{-2} \cdot 1.5 \cdot 10^4 = 22890 + 570 = 23460 \ Н.$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

(справочное)

Примеры расчетов несущей способности гибких трубопроводов из сшитого полиэтилена PEX

Д.1. Трубопровод из гибких труб «Изопрофлекс»

Определить допустимое рабочее давление в теплопроводе из труб «Изопрофлекс» с отношением $SDR = 7.4$ при сроке службы 50 лет и температурной истории, представленной в графах 1, 2 и 4 нижеприведенной таблицы Д.1. Доли времени a_i для каждой ступени температурного нагружения приведены в графе 3.

Таблица Д.1

Среднесуточная температура воздуха $T_{н,i}$, °С	Количество дней в году K_i	Доля дней K_i с температурой $T_{н,i}$, a_i	Расчетная температура в сети T_i, °С	Напряжение $[\sigma]$, МПа	Коэф. запаса n	Предельная продолжительность работы t_i, час	$\eta_i = \frac{a_i}{t_i}$
1	2	3	4	5	6	7	8
>8	158	0.4329	20	3.08	1.25	$1.7 \cdot 10^{+40}$	$2.5 \cdot 10^{-41}$
8	10.2	0.0279	42		1.5	$2.5 \cdot 10^{+22}$	$1.1 \cdot 10^{-24}$
4	67.6	0.1852	49			$1.8 \cdot 10^{+19}$	$1.0 \cdot 10^{-20}$
-2	76.7	0.2102	59			$9.8 \cdot 10^{+14}$	$2.1 \cdot 10^{-16}$
-8	27.8	0.0762	69			$9.5 \cdot 10^{+10}$	$2.4 \cdot 10^{-13}$
-12	9	0.0247	75			$4.7 \cdot 10^{+8}$	$5.2 \cdot 10^{-11}$
-14	5.2	0.0142	78			$3.6 \cdot 10^{+7}$	$3.9 \cdot 10^{-10}$
-16	3.8	0.0104	81			$2.8 \cdot 10^{+6}$	$3.6 \cdot 10^{-9}$
-18	2.8	0.0077	84			$2.4 \cdot 10^{+5}$	$3.2 \cdot 10^{-8}$
-20	1.4	0.0038	87			$2.0 \cdot 10^{+4}$	$1.9 \cdot 10^{-7}$
-22	1.4	0.0038	90		1.5	$1.8 \cdot 10^{+3}$	$2.1 \cdot 10^{-6}$
-24	1.0	0.0027	93		1.3	$8.3 \cdot 10^{+6}$	$3.3 \cdot 10^{-10}$
-	0.08	0.0002	100		1.0	$10 \cdot 10^{+12}$	$2.2 \cdot 10^{-17}$
	365	1					$\eta = 2.32 \cdot 10^{-6}$

Подставляя различные значения допускаемого напряжения $[\sigma]$, и используя зависимости (10.3), (10.4), получаем значения предельных продолжительностей работы t_i при различных температурах в сети (графа 4). Затем получаем значения повреждаемости при различных температурах в сети η_i в графе 8. Затем

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

вычисляется суммарная повреждаемость по формуле (10.9), полученная в результате суммирования данных графы 8.

Подставляя различные значения допускаемого напряжения, находим максимальное значение $[\sigma]$, которому будут соответствовать срок службы 50 лет. Максимальное допускаемое напряжения получилось равным $[\sigma]$=3.08 *МПа*, а суммарная повреждаемость - $\eta = 2.32 \cdot 10^{-6}$.

Срок службы теплопровода с учетом изменения температуры по формуле (10.10) составляет

$$[t_c] = \frac{1}{2.32 \cdot 10^{-6} \cdot 365 \cdot 24} = 49.2 года \approx 50 лет ,$$

что соответствует заданному в исходных данных значению.

Допускаемое рабочее давление, соответствующее полученному допускаемому напряжению по формуле (10.5) равно

$$[P] = \frac{2[\sigma]}{SDR - 1} = \frac{2 \cdot 3.08}{7.4 - 1} = 0.96 МПа ,$$

Полагается, что давление за весь срок службы трубопровода постоянно.

Д.2. Трубопровод из гибких труб «Изопрофлекс-А»

Определить допустимое рабочее давление в теплопроводе из труб «Изопрофлекс-А» при сроке службы 50 лет и температурной истории, представленной в графах 1, 2 и 4 таблицы Д.2.

Таблица Д.2

Среднесуточная температура воздуха $T_{н,i}$, °С	Количество дней в году K_i	Доля дней K_i с температурой $T_{н,i}$, a_i	Расчетная температура в сети T_i, °С	Давление $[P]$, *МПа*	Коэф. запаса n	Предельная продолжительность работы t_i, *час*	$\eta_i = \frac{a_i}{t_i}$
1	2	3	4	5	6	7	8
>8	158	0.4329	20	1.164	1.25	$2.57 \cdot 10^{+35}$	$1.68 \cdot 10^{-36}$
8	10.2	0.0279	42		1.5	$8.16 \cdot 10^{+16}$	$3.42 \cdot 10^{-19}$
4	18.2	0.1852	49			$1.55 \cdot 10^{+14}$	$1.19 \cdot 10^{-15}$
-2	22.4	0.2102	59			$7.28 \cdot 10^{+10}$	$2.89 \cdot 10^{-12}$
-8	8.4	0.0762	69			$1.14 \cdot 10^{+8}$	$6.69 \cdot 10^{-10}$
-12	9	0.0247	75			$3.75 \cdot 10^{+6}$	$6.57 \cdot 10^{-9}$
-14	5.2	0.0142	78			$7.62 \cdot 10^{+5}$	$1.87 \cdot 10^{-8}$
-16	3.8	0.0104	81			$1.66 \cdot 10^{+5}$	$6.28 \cdot 10^{-8}$
-18	2.8	0.0077	84			$3.85 \cdot 10^{+4}$	$1.99 \cdot 10^{-7}$
-20	1.4	0.0038	87			$9.47 \cdot 10^{+3}$	$4.05 \cdot 10^{-7}$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

-22	1.4	0.0038	90			$2.47 \cdot 10^{+3}$	$1.55 \cdot 10^{-6}$
-24	1.0	0.0027	93		1.3	$3.95 \cdot 10^{+5}$	$6.94 \cdot 10^{-9}$
-	0.08	0.0002	100		1.0	$1.24 \cdot 10^{+09}$	$1.77 \cdot 10^{-13}$
	365	1					$\eta = 2.25 \cdot 10^{-6}$

Значение максимального допускаемого давления, получаемого методом последовательных приближений $[P]$ =1.164 *МПа* (графа 5).

Срок службы теплопровода с учетом изменения температуры по формуле (10.10) составляет

$$[t_c] = \frac{1}{2.25 \cdot 10^{-6} \cdot 365 \cdot 24} = 50.7 года \approx 50 лет,$$

что соответствует заданному в исходных данных значению.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

(справочное)

Прогнозирование наработки на отказ после проведения гидроиспытаний

Е.1. Постановка задачи и исходные предпосылки

Трубопровод выдержал испытания давлением. Имеются N замеров толщины его стенки, достаточных для вероятностной оценки состояния износа. Требуется определить минимальный срок дальнейшей эксплуатации τ_0 (наработки на отказ).

Предполагается, что:

- характеристики прочности материала труб и деталей с течением времени не изменяются;
- утонение стенок в результате коррозии или эрозии происходит с постоянной скоростью;
- минимальное пробное давление при гидравлических испытаниях составляет $1.25P$.

Е.2. Методика расчета

По результатам замеров определяются:

- величина относительного износа в месте каждого замера:

$$\delta_к = 1 - \frac{s_{ик}}{s_к}; \qquad (Е.1)$$

- среднее значение относительного износа для всего трубопровода:

$$\delta_{ср} = \frac{1}{N}\sum_{к=1}^{к=N}\delta_к; \qquad (Е.2)$$

- среднеквадратичное отклонение относительного износа от среднего значения S_δ

$$S_\delta = \sqrt{\frac{1}{N-1}\sum_{к=1}^{к=N}(\delta_к - \delta_{ср})^2}; \qquad (Е.3)$$

- среднеквадратичное отклонение относительного износа S_d

$$S_d = \sqrt{S_\delta^2 - S_0^2} \qquad (Е.4)$$

В приведенных формулах:

$s_{ик}$ – измеренная толщина стенки в месте $к$-го замера;

$s_к$ – номинальная толщина стенки в том же месте;

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

N – общее количество замеров;

S_0 – начальное технологическое отклонение относительного износа (относительный минусовой допуск). В расчетах тепловых сетей можно принимать равным 0.05.

Время наработки на отказ определяется по формуле:

$$\tau_0 = \frac{0.25\frac{s_R}{s}\frac{[\sigma]_{20}}{\sigma_в^{20}}\tau_d}{\delta_{ср} + U_\gamma S_d\left(1 + U_q\sqrt{\frac{U_\gamma^{-2}}{N-2} + \frac{1}{2N-8}}\right)}, \qquad (E.5)$$

где:

τ_d – фактический срок службы трубопровода к моменту проведения гидроиспытаний;

U_q – q -квантиль нормального распределения вероятности;

U_γ – γ -квантиль нормального распределения вероятности;

s_R - расчетная толщина стенки, определяемая по формуле (7.1) настоящего стандарта;

Для трубопроводов тепловых сетей рекомендуемые значения квантилей $U_\gamma = U_q = 1.28$, которые соответствуют регламентируемой вероятности $\gamma = 90\%$ и доверительной вероятности $q = 0.9$.

При соответствующем обосновании допускается принимать иные значения вероятностей в интервалах значений

$$90 \le \gamma \le 99, \quad 0.8 \le q \le 0.99.$$

В этих случаях значения U_q и U_γ принимаются по таблице Е.1, в которой приведены значения квантиля U_β, соответствующие вероятности β. При определении U_q β заменяется на q, а при определении U_γ вместо β подставляется 0.01γ.

Таблица Е.1

$\beta \le 0.9$	0.81	0.82	0.83	0.84	0.85	0.86	0.87	0.88	0.89	0.90
U_β	0.88	0.92	0.95	0.99	1.04	1.08	1.13	1.18	1.23	1.28
$\beta > 0.9$	0.91	0.92	0.93	0.94	0.95	0.96	0.97	0.98	0.99	-
U_β	1.34	1.41	1.48	1.56	1.65	1.75	1.88	2.05	2.33	-

Е.3. Пример расчета

Исходные данные.

Тепловая сеть 530х7 *мм*. Рабочая температура 130°*С*, рабочее давление 1.6 *МПа*. Трубы электросварные из стали 20. Коэффициент снижения прочности

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

стыковых сварных соединений (продольный шов) $\varphi = 1$. Номинальное допускаемое напряжение $[\sigma]_{20} = 147$ *МПа*; предел прочности при 20°С $\sigma_в^{20} = 420$ *МПа*.

Трубопровод прослужил к моменту проведения гидравлических испытаний 18 лет. Перед проведением гидравлических испытаний проведены замеры толщины стенки, приведенные в таблице Е.2, общее число замеров $N = 11$.

Таблица Е.2

k	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
$s_к$, мм	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
$s_{ик}$, мм	5.3	6.3	6.1	5.0	5.8	6.0	5.7	5.5	6.4	5.9	5.5

Результаты расчета.

По формуле (Е.2) определяем

$$\delta_{ср} = \frac{1}{11}(0.24 + 0.1 + 0.13 + 0.29 + 0.17 + 0.14 + 0.19 + 0.21 + 0.09 + 0.16 + 0.21) = 0.175 .$$

Подкоренное выражение в формуле (Е.3):

$$\sum_{к=1}^{к=11} (\delta_к - \delta_{ср})^2 = (0.24 - 0.175)^2 + (0.1 - 0.175)^2 + (0.13 - 0.175)^2 + (0.29 - 0.175)^2 +$$

$$+ (0.17 - 0.175)^2 + (0.14 - 0.175)^2 + (0.19 - 0.175)^2 + (0.21 - 0.175)^2 +$$

$$+ (0.09 - 0.175)^2 + (0.16 - 0.175)^2 + (0.21 - 0.175)^2 = 0.0372$$

Величина S_δ, рассчитанная по этой формуле:

$$S_\delta = \sqrt{\frac{1}{N-1} 0.0372} = 0.061 ,$$

Среднеквадратичное отклонение:

$$S_d = \sqrt{0.061^2 - 0.05^2} = 0.0349 .$$

Расчетная толщина стенки

$$S_R = \frac{1.6(530)}{2 \cdot 147 + 1.6} = 2.87 мм .$$

Время наработки на отказ согласно формуле (п. 6.5):

$$\tau_0 = \frac{0.25 \frac{2.87}{7.0} \frac{147}{420} 18}{0.175 + 1.28 \cdot 0.0349 \left(1 + 1.28 \sqrt{\frac{1.28^{-2}}{11-2} + \frac{1}{22-8}}\right)} = 2.7 года .$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

(рекомендуемое)

Определение расчетного ресурса эксплуатации трубопровода

1. Расчетный ресурс эксплуатации трубопровода тепловой сети определяется на основании заданного числа полных циклов с различными изменениями температуры (п. 8.12.2) и расчетной скорости наружной и внутренней коррозии.

2. Указанная в проектах величина расчетного ресурса эксплуатации трубопровода не должна превышать 40 лет.

3. Расчетный ресурс $[T]_\eta$ по циклической прочности определяется следующим образом:

$$[T]_\eta = \frac{1}{\eta}, \qquad (Ж.1)$$

где

η - повреждаемость, накопленная в результате циклических воздействий за один год;

При $[T]_\eta > 40$ расчетный срок службы принимается равным 40 годам.

4. Расчетный ресурс $[T]_C$ по коррозионному износу стенки элемента определяется следующим образом:

$$[T]_C = \frac{s - c_1 - s_R}{\sqrt{v_1^2 + v_2^2}} \qquad (Ж.2)$$

где

v_1 - расчетная скорость внутренней коррозии мм/год. Определяется согласно п. 5.4.8;

v_2 - расчетная скорость наружной коррозии мм/год. Определяется согласно п. 5.4.9;

s - номинальная толщина стенки элемента;

s_R - расчетная толщина стенки элемента. Определяется по формулам раздела 7;

c_1 - технологическая прибавка, принимаемая согласно п.п. 5.4.4-5.4.6.

5. Расчетный ресурс эксплуатации $[T]$ определяется следующим образом:

$$[T] = \min\left([T]_\eta, [T]_C\right) \qquad (Ж.3)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

БИБЛИОГРАФИЯ

[1]	Руководящий документ Госгортехнадзора России РД 10-400-01	Нормы расчета на прочность трубопроводов тепловых сетей
[2]	Государственный стандарт России ГОСТ Р 52857.1-2007	Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования
[3]	Межгосударственный стандарт ГОСТ 30732-2006	Трубы и фасонные изделия стальные с тепловой изоляцией из пенополиуретана с защитной оболочкой
[4]	Правила промышленной безопасности ПБ 10-573-03	Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды
[5]	Руководящий документ Госгортехнадзора России РД 10-249-98	Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды
[6]	Руководящий документ РАО ЕЭС России РД 153-34.1-17.465-00	Методические указания по оценке интенсивности процесса внутренней коррозии в тепловых сетях
[7]	Строительные нормы и правила СНиП 41-02-2003	Тепловые сети
[8]	Строительные нормы и правила СНиП 2.01.07-85*	Нагрузки и воздействия
[9]	Строительные нормы и правила СНиП 2.05.03-84*	Мосты и трубы
[10]	Строительные нормы и правила СНиП II-7-81*	Строительство в сейсмических районах
[11]	Технические условия ЗАО «Завод АНД Газтрубпласт» ТУ 2248-022-4027029-2004	Трубы напорные из сшитого полиэтилена «ДЖИ –ПЕКС»,
[12]	Технические условия ЗАО «Завод АНД Газтрубпласт» ТУ 2248-021-40270293-2005	Трубы напорные из сшитого полиэтилена, армированные синтетическими нитями «ДЖИ–ПЕКС-А» и «ДЖИ–ПЕКС-АМТ»
[13]	Технические условия ЗАО «Завод АНД Газтрубпласт» ТУ 2248-021-40270293-2005	Трубы Изопрофлекс и Изопрофлекс - А из сшитого полиэтилена с теплоизоляцией из пенополиуретана в гофрированной полиэтиленовой оболочке»

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

[14]	Технические условия ЗАО «Завод АНД Газтрубпласт» ТУ 4937-023-40270293-2004	Трубы «КАСАФЛЕКС»
[15]	Стандарт ISO 15875-2:2003	Plastics piping systems for hot and cold water installations – Cross linked polyethylene (PE-X) - part 2, Pipe

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

ОКС: 23.040 ОКП: 13 0000

Ключевые слова: трубопроводы, тепловые сети, расчеты на прочность, трубы из сшитого полиэтилена «Изопрофлекс», «Изопрофлекс-А», гофрированные трубы из нержавеющей стали, трубы «Касафлекс», гибкие трубы с теплоизоляцией из пенополиуретана в гофрированной полиэтиленовой оболочке

© Ассоциация «Ростехэкспертиза», 2009

© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), 2009

УДК 624.285-195(084.85)
ББК 33.39
Т24

Подписано в печать 10.06.2009
Формат 60х90/16
Тираж 500 экз.

Отпечатано ООО «НАВИГАТОР»
111141, г. Москва, ул. Плеханова, д.7 офис 405
Тел.: 741-02-21, 672-32-84, 979-10-06

ISBN 978-5-9901793-1-8

gost.e-ecolog.ru