
ЕВРАЗИЙСКИЙ СОВЕТ ПО СТАНДАРТИЗАЦИИ, МЕТРОЛОГИИ И СЕРТИФИКАЦИИ
(ЕАСС)

EURO-ASIAN COUNCIL FOR STANDARTIZATION, METROLOGY AND CERTIFICATION
(EASC)



МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ
СТАНДАРТ

ГОСТ
32388 (проект, RU редак-
ция 1)

ТРУБОПРОВОДЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ

**Нормы и методы расчета на прочность,
вибрацию и сейсмические воздействия**

Настоящий проект стандарта не подлежит применению до его принятия

Москва

**Евразийский совет по стандартизации, метрологии и сертификации
2024**

Предисловие

Евразийский совет по стандартизации, метрологии и сертификации (ЕАСС) представляет собой региональное объединение национальных органов по стандартизации государств, входящих в Содружество Независимых Государств. В дальнейшем возможно вступление в ЕАСС национальных органов по стандартизации других государств.

Цели, основные принципы и основной порядок проведения работ по межгосударственной стандартизации установлены в ГОСТ 1.0–92 «Межгосударственная система стандартизации. Основные положения» и ГОСТ 1.2–2009 «Межгосударственная система стандартизации. Стандарты межгосударственные, правила, рекомендации по межгосударственной стандартизации. Правила разработки, принятия, обновления и отмены»

Сведения о стандарте

а) сведения о разработке стандарта и внесении его для принятия:

1 РАЗРАБОТАН Научно–техническим предприятием Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»), Россия

2 ВНЕСЕН МТК 523 «Техника и технологии добычи и переработки нефти и газа»

б) сведения о принятии стандарта:

3 ПРИНЯТ Евразийским советом по стандартизации, метрологии и сертификации

За принятие проголосовали:

Краткое наименование страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Код страны по МК (ИСО 3166) 004—97	Сокращенное наименование национального органа по стандартизации
Армения	AM	Минэкономики Республики Армения
Беларусь	BY	Госстандарт Республики Беларусь
Киргизия	KG	Кыргызстандарт
Россия	RU	Росстандарт
Таджикистан	TJ	Таджикстандарт
Узбекистан	UZ	Узстандарт

4 Решением Коллегии Евразийской экономической комиссии от 11.06.2019 № 96 стандарт включен в перечень стандартов, в результате применения которых на добровольной основе обеспечивается соблюдение требований технического регламента таможенного союза ТР ТС 032/2013

5 ВЗАМЕН ГОСТ 32388-2013

Информация о введении в действие (прекращении действия) настоящего стандарта и изменений к нему на территории указанных выше государств публикуется в указателях национальных стандартов, издаваемых в этих государствах, а также в сети Интернет на сайтах соответствующих национальных органов по стандартизации.

В случае пересмотра, изменения или отмены настоящего стандарта соответствующая информация будет опубликована на официальном интернет-сайте Межгосударственного совета по стандартизации, метрологии и сертификации в каталоге «Межгосударственные стандарты»

© Институт стандартизации, оформление 2024

В Российской Федерации настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1	<u>Область применения</u>	
2	<u>Нормативные ссылки</u>	
3	<u>Термины и определения</u>	
4	<u>Обозначения и сокращения</u>	
5	<u>Общие положения</u>	
5.1	<u>Классификация трубопроводов</u>	
5.2	<u>Основные положения по расчету на прочность и вибрацию</u>	
5.3	<u>Допускаемые напряжения</u>	
5.4	<u>Коэффициенты прочности сварных соединений</u>	
5.5	<u>Трубопроводы, подлежащие поверочному расчету на прочность</u>	
5.6	<u>Требования к форме представления расчетов на прочность, выполняемых на ЭВМ</u>	
5.7	<u>Расчетная, номинальная и отбраковочная толщина стенок элементов стальных трубопроводов</u>	
6	<u>Нагрузки и воздействия</u>	
6.1	<u>Классификация нагрузок и воздействий</u>	
6.2	<u>Нормативные нагрузки</u>	
7	<u>Определение толщин стенок и допустимого давления для труб и соединительных деталей</u>	
7.1	<u>Общие положения</u>	
7.2	<u>Трубы</u>	
7.3	<u>Отводы</u>	
7.4	<u>Переходы</u>	
7.5	<u>Тройники и врезки</u>	
7.6	<u>Заглушки</u>	
7.7	<u>Нестандартные изделия</u>	
8	<u>Поверочный расчет трубопровода на прочность. Общие положения</u>	
8.1	<u>Расчетная модель трубопровода</u>	
8.2	<u>Сочетания нагрузок и воздействий</u>	
8.3	<u>Применение и учет предварительной растяжки</u>	
8.4	<u>Определение и оценка нагрузок на оборудование, опоры и строительные конструкции</u>	
8.5	<u>Учет влияния компенсаторов при расчете трубопровода</u>	
9	<u>Поверочный расчет трубопроводов на прочность с давлением до 10 МПа</u>	
9.1	<u>Условия статической прочности и малоциклового усталости</u>	
9.2	<u>Расчетные напряжения в трубах и соединительных деталях</u>	
9.3	<u>Коэффициенты интенсификации отводов и косых стыков</u>	
9.4	<u>Коэффициенты интенсификации тройников и врезок</u>	
9.5	<u>Коэффициенты интенсификации переходов и соединений</u>	
9.6	<u>Расчет на малоцикловую усталость</u>	
10	<u>Поверочный расчет трубопроводов на прочность с давлением свыше 10 МПа</u>	

10.1	<u>Общие положения</u>	
10.2	<u>Определение толщины стенок и допустимого давления</u>	
10.3	<u>Расчетные напряжения в отводах</u>	
10.4	<u>Расчетные напряжения в тройниках и врезках</u>	
11	<u>Расчет трубопровода в режиме испытаний</u>	
11.1	<u>Общие положения</u>	
11.2	<u>Поверочный расчет трубопровода в режиме испытаний</u>	
12	<u>Низкотемпературные (криогенные) трубопроводы</u>	
12.1	<u>Особенности расчета криогенных трубопроводов</u>	
12.2	<u>Определение толщины стенок и допустимого давления</u>	
12.3	<u>Расчетные напряжения в трубах и соединительных деталях</u>	
12.4	<u>Расчет на малоцикловую усталость</u>	
13	<u>Трубопроводы из полимерных материалов</u>	
13.1	<u>Общие положения</u>	
13.2	<u>Нормативное длительное сопротивление разрушению</u>	
13.3	<u>Расчетные характеристики материалов</u>	
13.4	<u>Определение толщины стенок и допустимого давления</u>	
13.5	<u>Оценка несущей способности жестких трубопроводов</u>	
14	<u>Трубопроводы с наружным избыточным давлением (вакуумные)</u>	
14.1	<u>Общие положения</u>	
14.2	<u>Допускаемое наружное давление для труб</u>	
14.3	<u>Допускаемое наружное давление для фасонных деталей</u>	
14.4	<u>Рекомендуемый порядок расчета</u>	
15	<u>Поверочный расчет на устойчивость</u>	
15.1	<u>Условные обозначения</u>	
15.2	<u>Общие положения</u>	
15.3	<u>Продольная устойчивость при бесканальной прокладке в грунте</u>	
15.4	<u>Продольная устойчивость надземных трубопроводов и подземных</u>	
	<u>трубопроводов в каналах</u>	
15.5	<u>Расчет местной устойчивости стенок трубопровода</u>	
16	<u>Расчет трубопровода на сейсмостойкость</u>	
16.1	<u>Общие положения</u>	
16.2	<u>Расчет надземного трубопровода. Общие положения</u>	
16.3	<u>Расчет надземного трубопровода по линейно-спектральной теории</u>	Ошибка! Закл
16.4	<u>Расчет надземного трубопровода методом эквивалентной статической</u>	
	<u>нагрузки</u>	
16.5	<u>Расчет надземного трубопровода методом динамического анализа</u>	
	<u>переходных процессов</u>	
16.6	<u>Расчет подземного трубопровода бесканальной прокладки</u>	
16.7	<u>Расчет на сейсмические смещения креплений</u>	
17	<u>Расчет трубопровода на вибрацию</u>	
17.1	<u>Расчет собственных частот</u>	
17.2	<u>Динамические нагрузки и воздействия</u>	

17.3 Расчет вынужденных колебаний трубопровода.....

17.4 Критерии вибропрочности

Приложение А (рекомендуемое).....

 А.1 Отводы

 А.2 Тройники и врезки

Приложение (рекомендуемое) Б.....

 Б.1 Условия прочности трубопровода.....

 Б.2 Условия жесткости (провисания) трубопровода

 Б.3 Расстояние между опорами и антисейсмическими упорами с учетом
сейсмического воздействия

Приложение (рекомендуемое) В.....

 В.1 Выбор фланцевых соединений.....

 В.2 Рекомендуемый метод оценки герметичности фланцевых соединений
методом эквивалентного давления

 В.3 Альтернативный рекомендуемый метод оценки герметичности фланцевых
соединений

Приложение (рекомендуемое) Г.....

 Г.1 Технические решения по снижению пульсации потока, вибрации
трубопровода и виброзащите окружающих объектов.....

 Г.2 Снижение вибрации и виброзащита окружающих объектов

 Г.3 Рекомендации по инструментальному обследованию и мониторингу
трубопроводных систем и нагнетательных машин при пуске и эксплуатации

 Г.4 Нормирование пульсации потока и вибрации трубопроводов.....

Приложение Д (рекомендуемое).....

Приложение Е (обязательное)

Библиография

Библиографические данные

Введение

Стандарт предназначен для специалистов, осуществляющих проектирование, строительство и реконструкцию технологических трубопроводов. Стандарт выпущен взамен ГОСТ 32388-2013. Внесены следующие изменения:

- Исправлены опечатки, ошибки и неточности;
- Изменена методика вычисления коэффициентов гибкости отводов;
- Изменена методика определения расстояния между опорами;
- Добавлен раздел по критериям выбора трубопроводов, подлежащих полному поверочному расчету;
- Расширен диапазон применения коэффициентов усреднения и релаксации;
- Скорректированы критерии прочности среднетемпературных и криогенных трубопроводов;
- Добавлены коэффициенты интенсификации для соединений и фланцев;
- Изменена методика расчета фланцевых соединений на герметичность;
- Изменены требования к расчету на сейсмические воздействия;
- Изменены требования по расчету трубопроводов из полимерных материалов;
- Добавлено приложение Е с методикой упрощенной проверки гибкости для трубопроводов не подлежащих полному поверочному расчету

МЕЖГОСУДАРСТВЕННЫЙ СТАНДАРТ

ТРУБОПРОВОДЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ

Нормы и методы расчета на прочность, вибрацию и сейсмические воздействия

Process Piping. Standard for the stress, vibration and seismic effects

1 Область применения

1.1 Настоящий стандарт распространяется на технологические трубопроводы, работающие под внутренним давлением, вакуумом или наружным давлением, из углеродистых, легированных и высоколегированных сталей, цветных металлов и полимерных материалов при отношении толщины стенки к наружному диаметру $(s - c)/D_a \leq 0,25$, предназначенные для транспортировки твердых, жидких или газообразных веществ, а также их смесей (включая трубопроводы, во внутренней полости которых при транспортировке рабочей среды проводятся химические, тепловые и другие технологические процессы, например: змеевики, реакционные трубы и т.п.), к которым материал труб химически стоек или относительно стоек.

Настоящий стандарт применяется в том числе при проведении расчётов на прочность технологических трубопроводов предназначенных для транспортирования взрывоопасных, пожароопасных, окисляющих, вредных и/или токсичных веществ, а также других сред.

Стандарт распространяется на проектируемые, вновь изготавливаемые и реконструируемые трубопроводы, эксплуатирующиеся на производственных и других объектах в закрытых цехах, наружных установках, прокладываемые надземно на низких, высоких опорах, эстакадах, подводные и подземные в непроходных, полупроходных каналах и заземленные в грунте (бесканальные).

Стандарт применим при условии, что отклонения от геометрических размеров и неточности при изготовлении рассчитываемых элементов не превышают допусков, установленных нормативно-технической документацией.

Стандарт распространяется, в том числе на трубопроводы и их детали (сборочные единицы), произведенные по зарубежным стандартам и из зарубежных материалов (ASTM, EN, GB и аналогичные).

1.2 Настоящий стандарт устанавливает требования к определению толщины стенки труб и соединительных деталей трубопровода под действием внутреннего

избыточного и наружного давления, а также методы расчета на прочность и устойчивость технологических трубопроводов.

Поверочный расчет трубопровода предусматривает оценку статической прочности и усталости трубопровода под действием нагрузок и воздействий, соответствующих как нормальному технологическому режиму, так и допустимым отклонениям от такого режима.

Предусмотрен расчет трубопровода на сейсмические воздействия и вибрацию при пусконаладочных работах и эксплуатации. Приведены рекомендации по определению амплитуды и частоты пульсаций давления рабочей среды, генерируемых оборудованием, и собственных частот колебаний трубопровода. Сформулированы условия отстройки трубопровода от резонанса. Даны критерии прочности трубопровода при наличии вибрации.

Внутренние силовые факторы и реакции опор определяют расчетом трубопровода как упругой стержневой системы с учетом реальной гибкости элементов и сил трения в опорах скольжения по методам строительной механики стержневых систем. Нагрузки на оборудование и опоры определяют в рабочем и холодном (нерабочем) состояниях трубопровода, а также при испытаниях.

Оценка прочности проводится отдельно на действие несомоуравновешенных нагрузок (весовые и внутреннее давление) и с учетом всех нагружающих факторов, в том числе температурных деформаций. При соблюдении условий малоциклового усталости допускается значительная концентрация местных напряжений, обусловленных температурным нагревом в рабочем состоянии трубопровода.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие межгосударственные стандарты и/или классификаторы:

ТР ТС 032/2013 Технический регламент Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением"

ГОСТ 25.101–83 Расчеты и испытания на прочность. Методы схематизации случайных процессов нагружения элементов машин и конструкций и статистического представления результатов

ГОСТ 32601-2022 Насосы центробежные для нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности. Общие технические требования

ГОСТ 34233.1-2017 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования

ГОСТ 34233.3-2017 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Укрепление отверстий в обечайках и днищах при внутреннем и наружном давлении. Расчет на прочность обечаек и днищ при внешних статических нагрузках на штуцер

ГОСТ 34233.4-2017 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений

ГОСТ 34233.6-2017 Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность при малоцикловых нагрузках

ГОСТ 356-80 Арматура и детали трубопроводов. Давления номинальные, пробные и рабочие. Ряды

ГОСТ 33962-2016 Котлы стационарные водотрубные. Общие положения. Материалы и допустимые напряжения для деталей котлов, работающих под давлением

Примечание – При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов на территории государства по соответствующему указателю стандартов, составленному по состоянию на 1 января текущего года, и по соответствующим информационным указателям, опубликованным в текущем году. Если ссылочный стандарт заменен (изменен), то при пользовании настоящим стандартом следует руководствоваться заменяющим (измененным) стандартом. Если ссылочный стандарт 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 и определения:

3.1 акселерограмма: Зависимость ускорения колебаний от времени.

3.2 акселерограмма землетрясения: Акселерограмма на свободной поверхности грунта при землетрясении.

3.3 акселерограмма поэтажная: Ответная акселерограмма для отдельных высотных отметок сооружения, на которых расположен трубопровод.

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

3.5 воздействие деформационное (кинематическое): Воздействие на трубопровод в виде перемещения, например, температурные расширения, неравномерная осадка опор, смещение точек присоединения к оборудованию, конструкциям и т.д., измеряется в миллиметрах, градусах и т.д. Деформационные воздействия являются самоуравновешенными и для трубопроводов считаются менее опасными, чем силовые. Деформационные воздействия в статически определенных системах не вызывают появление внутренних усилий, а вызывают только перемещения.

3.6 воздействие силовое: Воздействие на трубопровод в виде силы, измеряется, например, в ньютонах, мегапаскалях, ньютонах на метр и т.д. Силовые воздействия являются несамоуравновешенными и считаются более опасными, чем деформационные воздействия. Силовые воздействия вызывают внутренние усилия и перемещения как в статически определенных, так и в статически неопределенных системах.

3.7 давление пробное: Избыточное давление, при котором должно производиться гидравлическое (пневматическое) испытание трубопровода и его деталей на прочность.

3.8 давление рабочее: Максимальное внутреннее избыточное или наружное давление, при котором обеспечивается заданный режим эксплуатации трубопровода.

3.9 давление расчетное: Давление, на которое рассчитывают трубопровод или его часть на прочность.

3.10 давление разрешенное: Максимальное допустимое избыточное давление, установленное по результатам освидетельствования или диагностирования.

3.11 допускаемое напряжение: Максимальное безопасное напряжение при эксплуатации рассматриваемой конструкции.

3.12 землетрясение: Колебания земли, вызываемые прохождением сейсмических волн, излученных из какого-либо очага упругой энергии.

3.13 интенсивность землетрясения: Мера величины сотрясения грунта, определяемая параметрами движения грунта, степенью разрушения сооружений и

зданий, характером изменений земной поверхности и данными об испытанных людьми ощущениях.

3.14 категория сейсмостойкости: Категория трубопровода, зависящая от степени опасности (риска), возникающего при достижении предельного состояния трубопровода для здоровья и жизни граждан, имущества физических или юридических лиц, экологической безопасности окружающей среды.

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

3.16 ККСК: Корень квадратный из суммы квадратов.

3.17 линейно-спектральный метод анализа: Метод расчета на сейсмостойкость, в котором значения сейсмических нагрузок определяются по спектрам ответа в зависимости от частот и форм собственных колебаний системы.

3.18 метод динамического анализа: Метод расчета на воздействие в форме акселерограмм колебаний грунта в основании трубопровода путем численного интегрирования уравнений движения.

3.19 нагрузка: Силовое воздействие, вызывающее изменение НДС трубопровода.

3.20 нагрузка или воздействие нормативные: Наибольшая нагрузка, отвечающая нормальным условиям работы трубопровода.

3.21 нагрузка или воздействие расчетные: Произведение нормативной нагрузки или воздействия на соответствующий коэффициент надежности, учитывающий возможность отклонения нагрузки или воздействия в неблагоприятную сторону.

3.22 назначенный ресурс: Суммарная наработка, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния.

3.23 назначенный срок службы: Календарная продолжительность эксплуатации, при достижении которой эксплуатация объекта должна быть прекращена независимо от его технического состояния.

3.24 неподвижная опора (мертвая): Крепление трубопровода, исключаящее линейные перемещения и угловые перемещения по трем степеням свободы.

3.25 номинальное допускаемое напряжение: Величина напряжения, используемая для определения расчетной толщины стенки или допустимого давления по принятым исходным данным и марке металла.

3.26 нормативное длительное сопротивление разрушению: Сопротивление разрушению материала труб (фитингов) из условия работы на внутреннее давление при заданном сроке службы трубопровода и температурном режиме его эксплуатации.

3.27 осциллятор линейный: Линейная колебательная система с одной степенью свободы, характеризующаяся определенным периодом собственных колебаний и затуханием (демпфированием).

3.28 **отклик**: Ответная реакция конструкции (перемещение, ускорение, внутреннее усилие, нагрузка на опору и т.д.) на сейсмическое возмущение.

3.29 **площадка размещения трубопровода**: Территория, на которой размещается трубопровод, или территория, на которой находится сооружение с размещенным внутри трубопроводом.

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

3.31 **предел текучести**: Нормативное минимальное значение напряжения, с которого начинается интенсивный рост пластических деформаций при растяжении материала.

3.32 **разжижение грунта**: Процесс, вследствие которого грунт ведёт себя не как твёрдое тело, а как плотная жидкость. Разжижение более характерно для насыщенных влагой сыпучих грунтов, таких как илистые пески или пески, содержащие прослойки непроницаемых для воды отложений. Разжижение грунта может произойти во время землетрясения, потому что при прохождении сейсмической волны частицы грунта колеблются с разными скоростями и часть контактов между ними нарушается, в результате грунт может превратиться в жидкость с взвешенными в ней песчинками.

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

3.34 **район размещения трубопровода**: Территория, включающая площадку размещения трубопровода, на которой возможны сейсмические явления, способные оказать влияние на безопасность эксплуатации трубопровода.

3.35 **сейсмическая волна**: Упругая волна в геологической среде.

3.36 **сейсмическая волна продольная; P -волна**: Сейсмическая волна, за фронтом которой колебания частиц происходят в направлении ее распространения.

3.37 **сейсмическая волна поперечная; S -волна**: Сейсмическая волна, за фронтом которой колебания частиц происходят в направлении, перпендикулярном направлению ее распространения.

3.38 **сейсмическая волна Релея; R -волна**: Интерференционная волна, распространяющаяся вдоль свободной поверхности грунта, поляризованная в вертикальной плоскости; возникает при отражении глубинных волн от дневной поверхности грунта (аналогично волнам на воде), при этом элементарная частица грунта совершает круговые движения.

3.39 **сейсмическая волна Лява; L -волна**: Поперечная поверхностная волна, поляризованная в горизонтальной плоскости, возникающая при наличии зоны малых скоростей.

3.40 **сейсмическое микрорайонирование**: Комплекс специальных работ по прогнозированию влияния особенностей приповерхностного строения, свойств и состояния пород, характера их обводненности, рельефа на параметры колебаний

грунта площадки; под приповерхностной частью разреза понимается верхняя толща пород, существенно влияющая на приращение интенсивности землетрясения.

3.41 сейсмичность площадки размещения трубопровода: Интенсивность возможных сейсмических воздействий на площадке размещения трубопровода, измеряемая в баллах.

3.42 сейсмостойкость трубопровода: Свойство трубопровода сохранять при землетрясении способность выполнять заданные функции в соответствии с проектом.

3.43 система геометрически изменяемая: Система (в строительной механике), элементы которой могут перемещаться под действием внешних сил без деформации (механизм).

3.44 система мгновенно изменяемая: Предельный случай геометрически неизменяемой системы (в строительной механике), допускающей бесконечно малые перемещения.

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

3.46 система статически определяемая: Геометрически неизменяемая система (в строительной механике), в которой для определения всех реакций связей (усилий в опорных закреплениях, стержнях и т.п.) достаточно уравнений статики.

3.47 система статически неопределимая: Геометрически неизменяемая система (в строительной механике), в которой для определения всех реакций связей (усилий в опорных закреплениях, стержнях и т.п.) необходимы, помимо уравнений статики, дополнительные уравнения, характеризующие деформации системы.

3.48 скорость сейсмической волны: Величина, равная отношению расстояния между двумя точками геологической среды к времени пробега сейсмической волны между этими точками.

3.49 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.).

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

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

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

3.53 состояние холодное (нерабочее): Состояние, в которое переходит трубопровод из рабочего состояния после первого охлаждения (или нагрева – для низкотемпературных трубопроводов) до монтажной температуры и снятия давления.

3.54 спектр коэффициентов динамичности: Безразмерный спектр, полученный делением значений спектра ответа на максимальное ускорение грунта.

3.55 спектр ответа: Совокупность абсолютных значений максимальных ответных ускорений линейного осциллятора при заданном акселерограммой воздействии с учетом собственной частоты и параметра демпфирования осциллятора.

3.56 спектр ответа поэтажный: Совокупность абсолютных значений максимальных ответных ускорений линейного осциллятора при заданном поэтажной акселерограммой воздействии.

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

3.58 температура расчетная: Температура материала детали, по которой выбирают величину допускаемого напряжения при расчете толщины стенки и вычисляют температурный перепад при расчете на прочность трубопровода.

3.59 температурный градиент: Перепад температуры по высоте поперечного сечения трубопровода. Может наблюдаться, например, когда горизонтальная труба частично заполняется очень горячим или очень холодным продуктом (сжиженный газ) и приводит к дополнительному изгибу трубопровода.

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

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

3.62 фазовая группа креплений: Группа креплений, которая при сейсмическом воздействии всегда смещается синхронно. Например, все опоры трубопровода, установленные на одном этаже здания, смещаются синхронно относительно опор, установленных на земле. Все крепления, присоединенные к одному и тому же оборудованию, так же как и первые, смещаются синхронно, т.е. представляют собой фазовую группу опор.

3.63 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.

3.64 стандартное размерное отношение SDR: Безразмерная величина, численно равная отношению номинального наружного диаметра трубы к номинальной толщине стенки.

4 Обозначения и сокращения

В настоящем документе применены следующие обозначения и сокращения:

МКЭ	- метод конечных элементов
НДС	- напряженно-деформированное состояние
ПДН	- постоянные и длительные временные нагрузки
ПДКОН	- постоянные, длительные временные, кратковременные и особые нагрузки
СНиП	- строительные нормы и правила
ППУ	- пенополиуретан
ASME	- Американское общество инженеров-механиков (American Society of Mechanical Engineers)
ASTM	- Американское общество испытаний и материалов (American Society for Testing and Materials)
BPVC	- Нормы для котлов и сосудов, работающих под давлением (Boiler and Pressure Vessel Code)
EN	- Европейские стандарты (European Norm)
GB	- Национальные стандарты Китайской Народной Республики
WRC	- Совет по исследованиям в области сварки (Welding Research Council)
a_j^{max}	- максимальное значение ускорения спектра ответа, м/с^2
$a_j(T_k)$	- спектр ответа (поэтажный спектр ответа) при воздействии в направлении $j = \{X, Y, Z\}$, м/с^2
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	- прибавка для компенсации минусового допуска и утонения стенки при технологических операциях, мм
c_2	- прибавка для компенсации коррозии и эрозии, мм
D_a	- наружный диаметр трубы или детали трубопровода, мм
D	- внутренний диаметр трубы или детали трубопровода, мм
DN	- номинальный диаметр (условный проход), мм
D_k	- наружный диаметр кожуха изоляции (при отсутствии кожуха – наружный диаметр изоляции, при отсутствии изоляции $D_k = D_a$), мм
D_{hor}^{max}	- максимальное горизонтальное перемещение грунта при землетрясении, мм
d_a	- наружный диаметр ответвления тройника или диаметр центрального отверстия в заглушке, мм

d	- внутренний диаметр ответвления тройника (врезки), 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 при 20 °С, МПа
F	- площадь поперечного сечения, мм ²
f_i	- i -я частота собственных колебаний трубопровода, Гц
f_{ip}	- i -я частота возмущающей нагрузки, Гц
H	- параметр, характеризующий концентрацию напряжений изгиба в тройнике
h_b, h_{b1}	- расчетные значения высоты соответственно внешней и внутренней части ответвления тройника, мм
I	- момент инерции поперечного сечения, мм ⁴
I_b	- моменты инерции поперечного сечения штуцера, мм ⁴
I_{pb}	- полярный момент инерции поперечного сечения штуцера, мм ⁴
I_{site}	- расчетная сейсмичность площадки расположения трубопровода, баллы
i_0	- коэффициент интенсификации напряжений от изгиба поперек плоскости тройника или отвода
i_i	- коэффициент интенсификации напряжений от изгиба в плоскости тройника или отвода
i_a	- коэффициент интенсификации напряжений от растяжения-сжатия
i_t	коэффициент интенсификации напряжений от кручения
k_i	- коэффициент интенсификации напряжений в отводах
K_I	- коэффициент, учитывающий допускаемые неупругие деформации
k_p	- коэффициент перегрузки, принимаемый согласно 8.1.15
K_p	- коэффициент гибкости отводов
K_V	- коэффициент вертикального сейсмического ускорения
K_ψ	- коэффициент, зависящий от относительного демпфирования в конструкции ξ
L	- длина трубы, пролета или детали трубопровода, мм
M_0	- расчетный изгибающий момент, действующий поперек 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
M	- погонная масса трубопровода, кг/м
m_w	- общая масса строительной конструкции с фундаментом, на которой расположен трубопровод, кг

m_S	- общая масса трубопровода, кг
n_y	- коэффициент запаса устойчивости
N	- расчетное осевое усилие, Н
N_c	- расчетное число полных циклов нагружения
n	- число оборотов вала, об/мин
p	- расчетное внутреннее избыточное давление, МПа
p_n, PN	- соответственно рабочее и номинальное давление, МПа
$[p]$	- допустимое расчетное избыточное внутреннее или наружное давление, МПа
p_t	- пробное давление при испытаниях, МПа
$[p]_t$	- допустимое избыточное давление при испытаниях, МПа
Q_0, Q_i	- поперечные усилия, действующие в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, Н
$q_{тр}$	- расчетный погонный вес трубопровода с продуктом и изоляцией, Н/мм
R	- радиус кривизны осевой линии отвода, мм
r_i	- внутренний радиус скругления горловины штампованного (штампосварного) тройника, мм
r_o	- наружный 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_{Ob}	- расчетная толщина стенки ответвления тройника при $\varphi_y = 1$, мм
s_R	- Расчетная толщина стенки трубы, мм
s_e	- эквивалентная толщина стенки магистрали тройника, мм
Δt	- расчетный температурный перепад стенок трубопровода, °С
t	- расчетная температура, °С
t_H	- монтажная (начальная) температура, °С
T_k	- k-й период собственных колебаний трубопровода, с
$t_{пр}$	- предельное сопротивление грунта сдвигу (предельная сила трения), Н/мм
V_P, V_S, V_R	- скорость распространения продольных волн, сдвиговых волн и волн Рэлея соответственно, м/с
V_{max}	- максимальная скорость грунта при землетрясении, м/с
W	- момент сопротивления поперечного сечения при изгибе, мм ³
Z	- глубина заложения от поверхности земли до оси трубы, мм
α	- коэффициент линейного расширения, 1/°С
$\beta(T_k)$	- спектр ответа (коэффициент динамичности)
$\varepsilon_{в/t}$	- относительная пластическая деформация в момент потери устойчивости при расчетной температуре t °С, %
ξ	- относительное демпфирование, в долях от критического
γ_s	- объемный вес грунта, Н/мм ³
$\Delta\sigma_{e,i}$	- размах эквивалентных напряжений для i-го типа цикла, МПа

ν	- коэффициент относительной поперечной деформации (Пуассона)
λ	- безразмерный параметр, характеризующий гибкость отвода при действии изгибающего момента
$\lambda_P, \lambda_S, \lambda_R$	- длина продольных волн, сдвиговых волн и волн Релея соответственно, мм
$R_{m/t}$	- минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при растяжении при расчетной температуре t °С, МПа
$R_{mc/t}$	- минимальное значение временного сопротивления (предела прочности) при сжатии при расчетной температуре t °С, МПа
$R_{e/t}$	- минимальное значение предела текучести при расчетной температуре t °С, МПа
$R_{P0,2/t}$	- минимальное значение условного предела текучести (напряжение, при котором остаточное удлинение составляет 0,2 %) при расчетной температуре t °С, МПа
$R_{P0,2C/t}$	- условный предел текучести при сжатии при расчетной температуре t °С, МПа
$R_{P1/t}$	- минимальное значение условного предела текучести (напряжение, при котором остаточное удлинение составляет 1,0 %) при расчетной температуре t °С, МПа
$R_{m/2 \cdot 10^5}$	- условный предел длительной прочности на ресурс $2 \cdot 10^5$ час при расчетной температуре, МПа
$R_{P1/2 \cdot 10^5}$	- условный предел ползучести при растяжении, обуславливающий деформацию в 1% за $2 \cdot 10^5$ часов при расчетной температуре, МПа
σ_h	- кольцевое мембранное напряжение от внутреннего давления, МПа
$\sigma_{ae}, \sigma_{aei}$	- амплитуды эквивалентного напряжения полного цикла i -го режима нагружения, МПа
σ_b	- кольцевое изгибное напряжение, МПа
σ_φ	- сумма кольцевого изгибного и окружного 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_{zM}	- осевое изгибное напряжение от внешних нагрузок, МПа
σ_{zN}	- мембранное напряжение от внешних нагрузок, МПа
$[\sigma], [\sigma]_{20}$	- допускаемые напряжения при расчетной температуре и при 20 °С (см. 5.3.1), МПа
$[\sigma]_t$	- допускаемые напряжения при испытаниях (см. 5.3.6), МПа
$[\sigma]_a$	- допускаемая амплитуда знакопеременных напряжений при циклических воздействиях, МПа
σ_a	- допускаемая амплитуда вибрации, мкм
$[\sigma]_b$	- допускаемое напряжение при расчетной температуре ответвления

- тройника или врезки, МПа
- τ - касательное напряжение от кручения, МПа
- τ_T - предел текучести при чистом сдвиге при расчетной температуре, МПа
- τ_B - предел прочности при чистом сдвиге при расчетной температуре, МПа
- μ - коэффициент трения
- φ_y - коэффициент прочности продольного сварного шва при растяжении. См. 5.4.1
- φ_w - коэффициент прочности поперечного сварного шва при растяжении. См. 5.4.1
- φ_{bw} - коэффициент прочности поперечного сварного шва при изгибе. См. 5.4.7
- φ_L - коэффициент прочности элемента с угловым сварным швом. См. 5.4.8
- φ_d - коэффициент прочности элемента, ослабленного отверстием
- χ - коэффициент усреднения компенсационных напряжений
- δ - коэффициент релаксации компенсационных напряжений
- ω, ω_p - параметр внутреннего давления
- ω_k - круговая частота k -й формы собственных колебаний, рад/с
- f_k - техническая частота k -й формы колебаний, Гц
- f_{zpa} - значение частоты, соответствующее «ускорению нулевого периода» на спектре, Гц
- φ_s - угол внутреннего трения грунта, радиан

5 Общие положения

5.1 Классификация трубопроводов

5.1.1 Для выбора методики поверочного расчета следует различать три категории трубопроводов в зависимости от расчетной температуры t : низкотемпературные (криогенные), высокотемпературные и среднетемпературные.

К низкотемпературным (криогенным) следует относить трубопроводы с расчетной температурой t от минус 269°C до минус 70°C .

К высокотемпературным следует относить трубопроводы:

- из углеродистых, низколегированных марганцовистых, хромомолибденовых и хромомолибденованадиевых сталей при $t \geq 370^{\circ}\text{C}$;
- из хромистых сталей с содержанием хрома 9% и аустенитных марок сталей при $t \geq 450^{\circ}\text{C}$;
- из алюминия и его сплавов при расчетной температуре $t \geq 150^{\circ}\text{C}$;
- из меди и ее сплавов при расчетной температуре $t \geq 250^{\circ}\text{C}$;
- из титана и его сплавов при расчетной температуре $t \geq 300^{\circ}\text{C}$.

К среднетемпературным следует относить трубопроводы, расчетная температура которых не превышает указанных выше пределов для высокотемпературных трубопроводов и при этом выше минус 70°C .

При расчете холодного (нерабочего) состояния и состояния испытаний трубопровод всегда рассматривается как среднетемпературный.

5.1.2 Для выбора методики поверочного расчета следует различать три категории трубопроводов в зависимости от расчетного давления p :

- с наружным избыточным давлением $p < 0$ МПа (вакуумные);
- с внутренним избыточным давлением $0 \text{ МПа} \leq p \leq 10 \text{ МПа}$;
- с высоким внутренним избыточным давлением $p > 10$ МПа.

5.1.3 Если один и тот же трубопровод может работать в различных режимах (с различной температурой t и давлением p), то поверочный расчет должен производиться отдельно для каждого режима, и проверка прочности должна быть выполнена для всех режимов работы, а также холодное (нерабочее) состояние и состояния испытаний.

5.2 Основные положения по расчету на прочность и вибрацию

5.2.1 За правильность применения настоящего стандарта несет ответственность предприятие или организация, выполнявшие расчет.

5.2.2 Материалы для трубопроводов выбирают с учетом изменения физико-механических свойств в условиях эксплуатации (расчетная температура, рабочая среда и т.д.).

5.2.3 Расчет на прочность и устойчивость трубопроводов при проектировании выполняют в два этапа:

- определение толщин стенок труб и деталей согласно разделу 7 с учетом 10.2, 12.2, при необходимости;
- полный поверочный расчет трубопроводов на прочность и устойчивость трубопровода согласно разделам 8–16 с учетом нагрузок и воздействий, возникающих при строительстве, испытаниях и эксплуатации, определяемых согласно разделу 6.

5.2.4 Цели поверочного расчета:

- оценка статической прочности и малоциклового усталости трубопровода (разделы 8–14);
- оценка продольной (общей) устойчивости и местной устойчивости стенок трубопровода (раздел 15);
- оценка прочности от сейсмических воздействий (раздел 16);
- оценка работоспособности компенсаторов (см. 8.5.8);
- оценка нагрузок, действующих со стороны трубопровода на опоры, конструкции и присоединенное оборудование (см. 8.4);
- оценка перемещений точек трубопровода (см. 5.2.5).

5.2.5 Допускаемые перемещения трубопровода (прогиб, сдвиг, смещение и т.п.) определяют исходя из следующих принципов:

- конструктивные – обеспечение необходимых уклонов, отсутствие обратного уклона и «карманов», соблюдение необходимых зазоров между трубопроводом и прочим оборудованием, соблюдение безопасного расстояния до края опор (предотвращение падения трубопровода с опор) и т.д.;
- эксплуатационные – обеспечение условий нормальной эксплуатации трубопровода и оборудования, доступа к арматуре, контрольно-измерительным приборам;
- эстетические – обеспечение благоприятного впечатления от внешнего вида трубопровода, устранение ощущения опасности (например, в случае чрезмерно больших прогибов).

5.2.6 Для предварительной расстановки промежуточных опор рекомендуется пользоваться приложением Б.

5.2.7 Амплитуды и частоты пульсаций давления в трубопроводе, а также частоты собственных колебаний определяют согласно разделу 17.

5.2.8 Расчет фланцевых соединений производится согласно [5]. В случае, если проверка прочности фланцевого соединения осуществлялась только от действия внутреннего давления без учёта внешних нагрузок, то проверка его герметичности при действии осевых сил и изгибающих моментов, при использовании эластичных прокладок допускается согласно рекомендуемому приложению В настоящего стандарта.

5.2.9 Методы защиты трубопроводов от вибрации рассматриваются в приложении Г.

5.2.10 Расчет назначенного ресурса трубопровода ведется согласно приложению Д.

5.3 Допускаемые напряжения

5.3.1 Расчеты труб и соединительных деталей на прочность проводят по номинальным допускаемым напряжениям $[\sigma]$. Номинальные допускаемые напряжения определяют по формулам:

- для углеродистых, низколегированных, ферритных, аустенитно-ферритных, мартенситных сталей и сплавов на железоникелевой основе

$$[\sigma] = \min \left(\frac{R_{e/t} \text{ или } R_{P0,2/t}}{1,5}; \frac{R_{m/t}}{2,4}; \frac{R_{m/2 \cdot 10^5}}{1,5}; \frac{R_{P1/2 \cdot 10^5}}{1,0} \right); \quad (5.1)$$

- для аустенитной хромоникелевой стали, алюминия, меди и их сплавов

$$[\sigma] = \min \left(\frac{R_{P1/t}}{1,5}; \frac{R_{m/t}}{3,0}; \frac{R_{m/2 \cdot 10^5}}{1,5}; \frac{R_{P1/2 \cdot 10^5}}{1,0} \right). \quad (5.2)$$

Номинальные допускаемые напряжения для низкотемпературных (криогенных) трубопроводов определяются согласно формулам раздела 12.

При определении допускаемых напряжений для низко- и среднетемпературных трубопроводов характеристики длительной прочности $R_{m/2 \cdot 10^5}$ и $R_{P1/2 \cdot 10^5}$ не используются. Для высокотемпературных трубопроводов характеристики длительной прочности $R_{m/2 \cdot 10^5}$ и $R_{P1/2 \cdot 10^5}$ прочности принимаются на ресурс $2 \cdot 10^5$ часов. В случае необходимости увеличения срока службы более 20 лет, следует принимать $R_{m/2 \cdot 10^5}$ и $R_{P1/2 \cdot 10^5}$ на больший ресурс.

При отсутствии данных об условном пределе текучести при 1%-ном остаточном удлинении $R_{P1/t}$ допускается использовать значение условного предела текучести при 0,2%-ном остаточном удлинении $R_{P0,2/t}$, при этом допускается коэффициент запаса по $R_{P0,2/t}$ вместо 1,5 принимать равным 1,3.

Допускаемые напряжения для титановых сплавов вычисляют по формуле

$$[\sigma] = \frac{R_{m/t}}{n_{bt}}, \quad (5.3)$$

где коэффициент n_{bt} принимают:

- для титанового листового проката и прокатных труб в $n_{bt} = 2,6$;
- для титановых прутков и поковок $n_{bt} = 3,0$;

При отсутствии данных о пределе текучести и длительной прочности допускаемое напряжение для алюминия, меди и их сплавов вычисляют по формуле

$$[\sigma] = \frac{R_{m/t}}{n_{bn}}, \quad (5.4)$$

где коэффициент n_{bn} принимают:

- для алюминия, меди и их сплавов $n_{bn} = 3,5$;
- для алюминиевых литейных сплавов $n_{bn} = 7,0$

5.3.2 Нормативные значения допускаемых напряжений $[\sigma]$ для электросварных труб рекомендуется принимать согласно [3], для бесшовных труб согласно [8]. Справочные значения приведены в таблицах 5.1-5.4 настоящего стандарта. Значения допускаемых напряжений следует уточнять по стандартам на трубы и детали трубопровода.

5.3.3 Для стальных трубопроводов, работающих в условиях ползучести при разных расчетных температурах, за допускаемое напряжение разрешается принимать $[\sigma]_c$, вычисляемое по формуле

$$[\sigma]_c = \frac{[\sigma]_1}{\left[\sum_1^n \frac{\tau_i}{\tau_0} \left(\frac{[\sigma]_1}{[\sigma]_i} \right)^m \right]^{1/m}}, \quad (5.5)$$

где $\tau_1, \tau_2, \dots, \tau_n$ – длительность периодов эксплуатации трубопровода с расчетной температурой стенки соответственно t_1, t_2, \dots, t_n , ч;

$[\sigma]_1, [\sigma]_2, \dots, [\sigma]_n$ – номинальные допускаемые напряжения для расчетного срока эксплуатации при температурах соответственно t_1, t_2, \dots, t_n , МПа;

m – показатель степени в уравнениях длительной прочности стали (для легированных жаропрочных сталей рекомендуется принимать $m = 8$);

$\tau_0 = \sum_1^n \tau_i$ – общий расчетный срок эксплуатации, ч.

Допускаемые напряжения принимают в интервалах температур не более 30 °С. При необходимости определения эквивалентных допускаемых напряжений для интервала температур более 30 °С следует использовать среднее значение показателя степени согласно экспериментальным данным с базой испытаний не более 0,1 от ресурса, но не менее 10^4 ч.

5.3.4 Для материалов и конструкций, которые в настоящем стандарте не указаны, используют справочные и экспериментальные данные.

5.3.5 Для зарубежных материалов, соответствующих стандартам ASTM следует принимать допускаемые напряжения $[\sigma]$ согласно табличным данным непосредственно из зарубежных стандартов ASME B31.1, B31.3, B31.5, B31.9, B31.12, при этом выполнять пересчет допускаемых напряжений в соответствии с требованиями настоящего стандарта не требуется.

Для зарубежных материалов, соответствующих EN, GB и другим стандартам, физико-механические характеристики материалов, необходимые для вычисления допускаемых напряжений в соответствии с настоящим стандартом следует принимать согласно соответствующим стандартам EN 10216, EN 10217, EN 10220, EN 10253, GB и др.

Определение допускаемых напряжений по материалам аналогам (по составу, методам обработки и пр.) не допускается.

5.3.6 Допускаемые напряжения для режима испытаний вычисляют по формулам:

- для углеродистых, низколегированных, ферритных, аустенитно-ферритных, мартенситных сталей и сплавов на железоникелевой основе

$$[\sigma]_t = \frac{R_{e/20} \text{ или } R_{P0,2/20}}{1,1}; \quad (5.6)$$

- для аустенитных сталей

$$[\sigma]_t = \frac{R_{P0,2/20}}{1,1}. \quad (5.7)$$

При отсутствии данных об условном пределе текучести при 0,2%-ном остаточном удлинении, используют значение условного предела текучести при растяжении, осушляющим остаточное удлинение в 1,0%;

- для алюминия, меди и их сплавов

$$[\sigma]_t = \frac{R_{P0,2/20} \text{ или } R_{P1/20}}{1,1}; \quad (5.8)$$

- для титановых сплавов

$$[\sigma]_t = \frac{R_{m/20}}{1,8}. \quad (5.9)$$

Если допускаемое напряжение для рабочих условий определено по формуле (5.4), то для трубопроводов из алюминия, меди и их сплавов допускаемое напряжение при испытаниях вычисляют по формуле

$$[\sigma]_t = \frac{R_{m/20}}{n_{вн}}, \quad (5.10)$$

где коэффициент $n_{вн}$ принимают:

- для алюминия, меди и их сплавов $n_{вн} = 1,8$;
- для алюминиевых литейных сплавов $n_{вн} = 3,5$.

5.3.7 При определении допускаемых напряжений для расчета на сейсмические воздействия характеристики длительной прочности $R_{m/10^n}$ и $R_{P1/10^n}$ можно не учитывать. Но в этом случае следует учитывать эффект «старения» материала для высокотемпературных трубопроводов, для чего пределы прочности и текучести $R_{m/t}$, $R_{e/t}$, $R_{P0,2/t}$, $R_{P1/t}$ умножают на коэффициент 0,8 для всех сталей, кроме аустенитных.

Таблица 5.1 – Справочные значения допускаемых напряжений $[\sigma]$ для углеродистой и марганцовистой сталей на ресурс $2 \cdot 10^5$ часов, МПа

$t, ^\circ C$	Марки стали								
	Ст2кп	Ст3кп	Ст2сп, Ст2пс	Ст3сп, Ст3пс	Ст4сп, Ст4пс	Ст3Гпс	22К	14ГНМА	16ГНМ, 16ГНМА
20	124	133	130	140	145	150	170	180	190
50	106	133	130	140	145	150	170	180	190
150	95	115	112	125	129	134	155	179	181
200	80	111	100	117	121	125	147	175	176

$t, ^\circ C$	Марки стали								
	Ст2кп	Ст3кп	Ст2сп, Ст2пс	Ст3сп, Ст3пс	Ст4сп, Ст4пс	Ст3Гпс	22К	14ГНМА	16ГНМ, 16ГНМА
250	-	102	86	107	111	115	140	171	172
275	-	-	78	102	106	109	135	170	169
300	-	-	70	96	98	103	130	169	167
320	-	-	-	-	-	-	126	164	165
340	-	-	-	-	-	-	122	161	163
350	-	-	-	-	-	-	120	159	161
360	-	-	-	-	-	-	-	157	159
370	-	-	-	-	-	-	-	155	157
380	-	-	-	-	-	-	-	152	154

Таблица 5.2 – Справочные значения допускаемых напряжений $[\sigma]$ для углеродистой и марганцовистой сталей на ресурс $2 \cdot 10^5$ часов, МПа

$t, ^\circ C$	Марки стали					
	08, 10, 12К	15, 15К, 16К	20, 20К, 18К	16ГС, 09Г2С	10Г2С1, 17ГС, 17Г1С, 17Г1СУ	15ГС
20	130	147	163	176	185	200
100	125	140	147	170	177	185
200	120	130	140	150	165	169
250	108	120	132	145	156	165
275	102	113	126	140	150	161
300	96	106	119	133	144	153
320	92	101	114	127	139	145
340	87	96	109	122	133	137
350	85	93	106	120	131	133
360	82	90	103	117	127	129
380	<u>76</u>	<u>85</u>	<u>97</u>	<u>112</u>	<u>121</u>	<u>121</u>
400	66	72	78	95	96	96

$t, ^\circ C$	Марки стали					
	08, 10, 12К	15, 15К, 16К	20, 20К, 18К	16ГС, 09Г2С	10Г2С1, 17ГС, 17Г1С, 17Г1СУ	15ГС
410	61	65	70	83	85	85
420	57	58	63	73	75	75
430	51	52	57	63	65	65
440	45	45	50	55	55	55
450	38	38	46	46	46	46
460	33	33	38	38	38	38
470	28	28	32	32	32	32
480	22	22	27	-	-	-

Примечания

1 Значения допускаемых напряжений, указанные ниже черты, соответствуют работе элементов в условиях ползучести и определены по пределу длительной прочности для ресурса $2 \cdot 10^5$ часов

2 Для промежуточных расчетных температур стенки допускаемое напряжение определяют линейной интерполяцией с округлением результатов до 0.5 МПа в сторону меньшего значения.

Таблица 5.3 – Справочные значения допускаемых напряжений $[\sigma]$ для теплоустойчивой стали на ресурс $2 \cdot 10^5$ часов, МПа

$t, ^\circ C$	Марки стали				
	12ХМ, 12МХ	15ХМ	12Х1МФ, 12ХМФ	12Х2МФСР	15Х1М1Ф
20	147	155	180	184	233
100	147	154	176	175	200
150	147	153	173	167	192
250	145	152	166	160	186
300	141	147	159	153	180
350	137	140	152	147	172
400	132	133	145	140	162
420	129	131	142	137	158
440	126	128	139	134	154
450	125	127	138	133	152

$t, ^\circ C$	Марки стали				
	12XM, 12MX	15XM	12X1MФ, 12XMФ	12X2MФCP	15X1M1Ф
460	<u>123</u>	<u>125</u>	<u>136</u>	<u>131</u>	<u>150</u>
470	113	119	128	125	140
480	102	113	120	119	130
490	90	99	108	108	119
500	77	85	96	97	108
510	60	72	86	87	96
520	49	58	77	79	86
530	40	44	69	70	77
540	-	35	62	63	69
550	-	26	56	56	63
560	-	-	50	50	57
570	-	-	44	45	51
580	-	-	39	41	46
590	-	-	35	36	42
600	-	-	31	33	38
610	-	-	-	28	-

Примечания

1 Значения допускаемых напряжений, указанные ниже черты, соответствуют работе элементов в условиях ползучести и определены по пределу длительной прочности для ресурса $2 \cdot 10^5$ часов

2 Для промежуточных расчетных температур стенки допускаемое напряжение определяют линейной интерполяцией с округлением результатов до 0.5 МПа в сторону меньшего значения.

Таблица 5.4 – Справочные значения допускаемых напряжений $[\sigma]$ для высокохромистой, аустенитной и хромистой стали с содержанием хрома 9% на ресурс $2 \cdot 10^5$ часов, МПа

$t, ^\circ C$	Марки стали			
	12X11B2MФ	12X18H12T, 12X18H10T	09X14H19B2БР, 09X16H14B2БР, 10X16H16B2МБР	10X9MФБ
-269	-	155	-	-

ГОСТ

32388 (проект, RU редакция 1)

t, ° C	Марки стали			
	12X11B2MФ	12X18H12T, 12X18H10T	09X14H19B2БР, 09X16H14B2БР, 10X16H16B2МБР	10X9MФБ
-253	-	160	-	-
-196	-	149	-	-
-70	-	147	-	-
-40	-	147	-	-
20	233	147	167	167
100	200	147	157	165
150	195	147	147	163
250	183	125	131	160
300	175	120	128	157
350	167	116	125	154
400	158	111	123	151
450	152	107	120	148
470	149	106	119	<u>147</u>
480	148	105	118	143
490	146	105	118	132
500	<u>145</u>	104	117	130
520	128	103	116	120
530	119	103	116	111
540	108	<u>102</u>	115	102
550	100	100	115	94
560	90	91	114	86
570	80	87	114	78
580	72	81	<u>113</u>	70
590	64	73	109	62
600	55	66	102	54

$t, \text{ } ^\circ\text{C}$	Марки стали			
	12X11В2МФ	12X18Н12Т, 12X18Н10Т	09X14Н19В2БР, 09X16Н14В2БР, 10X16Н16В2МБР	10X9МФБ
610	47	59	94	50
620	39	53	87	43
630	31	49	79	38
640	23	45	72	33
650	-	41	64	28
660	-	37	56	-
670	-	34	49	-
680	-	32	41	-
690	-	28	34	-
700	-	25	27	-

Примечания

1 Значения допускаемых напряжений, указанные ниже черты, соответствуют работе элементов в условиях ползучести и определены по пределу длительной прочности для ресурса $2 \cdot 10^5$ часов

2 Для промежуточных расчетных температур стенки допускаемое напряжение определяют линейной интерполяцией с округлением результатов до 0.5 МПа в сторону меньшего значения.

5.4 Коэффициенты прочности сварных соединений

5.4.1 Коэффициенты прочности продольного сварного шва φ_y и поперечного сварного шва φ_w при сжатии принимают $\varphi_y = 1, \varphi_w = 1$, а при растяжении:

- для стальных трубопроводов согласно 5.4.3 – 5.4.6;
- для трубопроводов из алюминия и его сплавов согласно таблице 5.7;
- для трубопроводов из меди и ее сплавов согласно таблице 5.8;
- для трубопроводов из титана и его сплавов согласно таблице 5.9;
- для бесшовных труб и деталей $\varphi_y = 1$.

5.4.2 При расчете на внутреннее давление труб и цилиндрических деталей не учитывают поперечный шов, а при расчете на осевое усилие – продольный шов.

5.4.3 Коэффициенты прочности при растяжении φ_y, φ_w для стыковых сварных соединений стальных трубопроводов при растяжении, выполненных любым допущенным способом (автоматической, полуавтоматической или ручной дуго-

вой сваркой), обеспечивающим полный провар по всей длине стыкуемых элементов, при контроле шва радиографией или ультразвуком по всей длине шва принимают по таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Коэффициенты прочности сварных швов для стальных трубопроводов

Сталь и способ сварки	φ_y, φ_w при расчетной температуре	
	510 °С и менее	530 °С и более
Углеродистая, низколегированная, марганцовистая, хромомолибденовая и аустенитная при любом способе сварки	1,0	1,0
Хромомолибденованадиевая и высокохромистая:		
- при электрошлаковой сварке	1,0	1,0
- при электронно-лучевой сварке	1,0	0,9
- при ручной дуговой сварке, контактной стыковой сварке, автоматической стыковой сварке под флюсом	1,0	0,7
Примечание – При расчетной температуре от 510 °С до 530 °С значение коэффициентов φ_y и φ_w определяют линейным интерполированием между указанными значениями.		

5.4.4 Коэффициенты прочности стыкового сварного соединения φ_y, φ_w , контроль качества которых радиографией или ультразвуком допускается производить не по всей длине каждого шва, рекомендуется принимать согласно 5.4.3, умноженными на величину:

- при выборочном контроле не менее 10 % длины данного шва – 0,8;
- при отсутствии контроля или при выборочном контроле менее 10 % длины данного шва – 0,7.

5.4.5 При наличии смещения кромок сварных труб коэффициенты прочности сварного соединения φ_y, φ_w определенные в соответствии с 5.4.3 и 5.4.4, должны быть уменьшены пропорционально смещению кромок. Например, при смещении кромок на 15% значение коэффициентов должно быть умножено на 0,85.

5.4.6 Усиление сварного шва при определении коэффициентов прочности, φ_y и φ_w не учитывают.

5.4.7 Коэффициент прочности поперечного сварного стыка стальных труб и деталей при изгибе φ_{bw} определяют в соответствии с 5.4.3 – 5.4.6, но не более значений, приведенных в таблице 5.6.

Коэффициент прочности поперечного сварного стыка φ_{bw} для труб из алюминия, меди, титана и их сплавов принимают равным φ_w .

Таблица 5.6 – Коэффициенты прочности поперечного сварного шва для стальных трубопроводов

Сталь	φ_{bw} для труб
-------	-------------------------

	бесшовных	электросварных
Аустенитная хромоникелевая и высокохромистая	0,6	0,7
Хромомолибденованадиевая при расчетной температуре: - 510°C и менее - 530°C и более	0,9 0,6	1,0 0,7
Углеродистая, марганцовистая и хромомолибденовая	0,9	1,0
Примечание – При расчетной температуре от 510 °С до 530 °С коэффициент φ_{bw} определяют линейной интерполяцией.		

5.4.8 Коэффициенты прочности φ_L для угловых и тавровых сварных соединений стальных деталей на все виды нагрузок, кроме сжатия, принимают в соответствии с 5.4.3 – 5.4.6, но не более следующих значений:

- при полном контроле 100 % длины шва – 0,8;
- при выборочном контроле или в отсутствие контроля – 0,6;

Для трубопроводов из алюминия, меди, титана и их сплавов – согласно таблицам 5.7, 5.8 и 5.9.

5.4.9 Коэффициент прочности сварного шва для соединений стальных деталей в нахлестку принимают в соответствии с 5.4.3 – 5.4.6, но не более 0,6.

Таблица 5.7 – Коэффициенты прочности сварных швов для трубопроводов из алюминия и его сплавов

Вид сварного шва и способ сварки	Коэффициент прочности сварного шва
Стыковой двусторонний, односторонний с технологической подкладкой, выполняемые сваркой в защитном газе или плазменной сваркой; угловой с двусторонним сплошным проваром таврового соединения, выполняемый сваркой в защитном газе	0,90
Стыковой односторонний, тавровый с односторонним сплошным проваром, выполняемые сваркой в защитном газе	0,85
Стыковой с двусторонним сплошным проваром, выполняемый ручной дуговой сваркой	0,80
Стыковой односторонний, тавровый, выполняемые всеми способами сварки	0,75

Таблица 5.8 – Коэффициенты прочности сварных и паяных швов для трубопроводов из меди и ее сплавов

Вид сварного шва или паяного соединения и способ сварки	Коэффициент прочности сварного или паяного шва
Стыковой с двусторонним сплошным проваром, стыковой с подваркой корня шва, стыковой односторонний с технологической подкладкой, выполняемые автоматической дуговой сваркой неплавящимся электродом в защитном газе	0,92
Стыковой с двусторонним сплошным проваром, стыковой с подваркой корня шва, стыковой односторонний с технологической подкладкой, выполняемые ручной или полуавтоматической сваркой открытой дугой неплавящимся электродом или автоматической сваркой под флюсом	0,90
Стыковой с двусторонним сплошным проваром, выполняемый ручной дуговой сваркой	0,85
Стыковой односторонний с технологической подкладкой, выполняемый ручной дуговой сваркой	0,80
Паяное внахлестку	0,85

Таблица 5.9 – Коэффициенты прочности сварных швов для трубопроводов из титана и его сплавов

Вид сварного шва и способ сварки	Коэффициент прочности шва	
	Длина контролируемых швов от общей длины 100 %*	Длина контролируемых швов от общей длины от 10 % до 50 %*
Стыковой с двусторонним проваром автоматической сваркой под флюсом; автоматическая или ручная сварка в среде аргона или гелия с двусторонним сплошным проплавлением	0,95	0,85
Соединение в тавр при обеспечении сплошного двустороннего провара автоматической или ручной сваркой в среде аргона или гелия	0,90	0,80
Соединение в тавр, сплошной провар не обеспечивается	0,80	0,65
Стыковое соединение, доступное к сварке с одной стороны, в защитной среде аргона или гелия и обеспечении защиты с обратной стороны	0,70	0,60

* Объем контроля определяют техническими требованиями на изготовление

5.5 Трубопроводы, подлежащие поверочному расчету на прочность

5.5.1 К трубопроводам, подлежащим обязательному поверочному расчету на прочность с предоставлением отчета о результатах расчета на прочность относятся трубопроводы, удовлетворяющие как минимум одному из ниже перечисленных условий в любом из режимов работы:

1. Трубопроводы, с рабочими средами группы 1 второй и третьей категории согласно [1], раздел I. Область применения, параграф 2, пункты е, з;

2. Трубопроводы $DN \geq 600$ и выше;

3. Трубопроводы, присоединённые к технологическому оборудованию или строительным конструкциям, имеющим ограничения по нагрузкам или перемещениям на узлы присоединения;

4. Трубопроводы с температурным удлинением ΔL более 100 мм, где $\Delta L = \alpha \cdot \Delta_t \cdot L$, где α - коэффициент линейного расширения материала, Δ_t - температурный перепад (абсолютное значение разности расчётной и монтажной температур), L - длина трубопровода;

5. Трубопроводы из углеродистых и низколегированных сталей при $25 \leq DN < 350$ и $\Delta_t \geq 300^\circ C$, либо $DN \geq 350$ и $t \geq 200^\circ C$;

6. Трубопроводы из аустенитной стали при $DN \geq 150$ и $t \geq 250^\circ C$, либо $DN \geq 350$ и $\Delta_t \geq 100^\circ C$;

7. Подземные трубопроводы (защемленные в грунте) с $\Delta_t \geq 40^\circ C$ и давлением $p \geq 0.2$ МПа;

8. Трубопроводы с $DN \geq 250$ и минимально допустимой температурой ниже минус $70^\circ C$;

9. Трубопроводы с $DN > 25$ и любыми видами компенсаторов, либо подверженные высоким циклическим нагрузкам (более 1000 полных циклов нагружения в течение срока службы), либо подверженные температурному градиенту, либо подверженные высоким динамическим нагрузкам (трубопроводы до и после предохранительных устройств (клапанов, мембран), для которых идентифицирован риск возникновения гидроудара, силовых воздействий двухфазной среды, резкого изменения давления, высокой турбулентности потока, вскипания, кавитации и аналогичных явлений);

10. Трубопроводы с $DN \geq 100$, подверженные неравномерным смещениям точек крепления, вследствие просадки или деформации конструкций или оборудования;

11. Трубопроводы с рубашкой или экранно-вакуумной изоляцией с $DN \geq 150$ и $|(T_o - T_i)/2| \geq 50^\circ C$, где T_o , T_i - расчетная температура наружной и внутренней трубы;

12. Трубопроводы из цветных металлов $DN \geq 100$ и $\Delta_t \geq 60^\circ C$;

13. Трубопроводы, выполненные из неметаллических материалов (стеклопластик, термопласты и подобные материалы) $DN \geq 200$ и $\Delta_t \geq 30^\circ C$;
14. Трубопроводы с наружным избыточным давлением (вакуумом) и $DN \geq 100$;
15. Трубопроводы внутренним избыточным давлением выше 5 МПа;
16. Трубопроводы, для которых по мнению проектной организации, специалиста по расчетам на прочность или согласно техническим требованиям заказчика (эксплуатирующей организации) по каким-либо причинам должен быть выполнен полный поверочный расчет.

5.5.2 Для трубопроводов, которые не перечислены в п. 5.5.1 допускается вычислять только толщины стенок согласно разделу 5.7 и производить упрощенный анализ по методике приложения Е с предоставлением упрощенного отчета. Упрощенный анализ применяется только для схем, для которых такой расчет применим. Если имеются какие-либо сомнения в применимости, следует выполнять поверочный расчет.

5.6 Требования к форме представления расчетов на прочность, выполняемых на ЭВМ

5.6.1 Для расчетов на прочность трубопроводов, выполняемых на ЭВМ по настоящему стандарту, следует использовать программы, полностью соответствующие области и условиям применения настоящего стандарта.

5.6.2 Расчетные зависимости, заложенные в программы, должны в точности соответствовать настоящему стандарту.

5.6.3 Ответственность за соответствие программ для расчета на прочность требованиям настоящего стандарта лежит на организации (предприятии или физическом лице) - разработчике программы.

5.6.4 Пользователь программ для расчета на прочность ответственен за выбор и корректное применение программ для расчета на прочность и правильность вводимых им исходных данных. Расчетные зависимости и формулы, заложенные в программу должны соответствовать требованиям настоящего стандарта.

5.6.5 Отчеты по выполненным расчетам должны быть оформлены на русском языке так, чтобы их можно было непосредственно использовать в качестве задокументированного результата расчета на прочность.

5.6.6 В отчёте по результатам расчета должны быть приведены:

- сведения об использованной программе, как минимум включая: наименование программы, номер версии, лицензии и данные о подтверждении того, что расчетные зависимости и формулы, заложенные в программу соответствуют требованиям настоящего стандарта.

- сведения, позволяющие однозначно идентифицировать каждый из рассчитанных трубопроводов (наименование, номер чертежа, номер трубопровода или иные данные предусмотренные в проекте).

- исходные данные, используемые в расчете, включая данные о материалах, расчетной температуре, элементах трубопровода.

- основные результаты расчета в объеме, достаточном для того, чтобы сделать выводы о прочности, устойчивости, герметичности, перемещениях, нагрузках на опоры и оборудование и других параметрах, оценка которых предусмотрена настоящим стандартом.

5.6.7 Результаты расчета на прочность должны быть подтверждены заключением (выводом) о выполнении условий прочности, устойчивости и других критериев определяемых при проведении расчета, если данные критерии определены (например: герметичность фланцевых соединений, допустимости нагрузок на опоры и оборудование и т.п.).

5.6.8 Для всех исходных данных и результатов расчета необходимо привести их условные обозначения и единицы измерения физических величин, принятых в стандартах по расчету на прочность.

5.6.9 Отчеты по результатам расчёта могут включать в себя расчетные формулы, поясняющие рисунки или любые другие материалы, облегчающие восприятие и проверку результатов расчета.

5.7 Расчетная, номинальная и отбраковочная толщина стенок элементов стальных трубопроводов

5.7.1 Расчетные толщины стенок элементов трубопровода определяют по формулам разделов 7, 10, 12.

5.7.2 Номинальную толщину стенки элемента трубопровода s следует определять с учетом прибавки c по формуле

$$s \geq s_R + c. \quad (5.11)$$

Для трубопроводов, для которых по требованию нормативной документации необходимо определение отбраковочной толщины, дополнительно должно выполняться условие

$$s \geq [s] + c_2^1, \quad (5.12)$$

с округлением до значения ближайшей большей толщины стенки по стандартам и техническим условиям. Допускается округление в сторону меньшей толщины стенки, если разность между расчетным и ближайшим по сортаменту значениями не превышает 3%.

Здесь:

s_R – расчетная толщина стенки трубы или детали трубопровода;

$[s]$ – отбраковочная толщина стенки труб и деталей, определяемая по 5.7.3;

c – суммарная прибавка к толщине стенки

$$c = c_1 + c_2, \quad (5.13)$$

c_1 – сумма прибавок для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки c_{11} и максимального утонения при технологических операциях c_{12}

$$c_1 = c_{11} + c_{12}, \quad (5.14)$$

c_{11} – прибавка для компенсации допуска на минимальную толщину стенки заготовки, принимаемая по стандартам или техническим условиям. Если минусовой допуск на толщину стенки по стандартам или техническим условиям задается в процентах, то вычисление прибавки следует вести от номинальной толщины стенки;

c_{12} – прибавка для компенсации максимального утонения при технологических операциях.

c_2 – прибавка для компенсации коррозии и эрозии, принимаемая по нормам проектирования или отраслевым нормативным документам с учетом расчетного срока эксплуатации;

Для гнутых отводов, изготавливаемых на трубогибочном оборудовании методом наматывания на сектор:

¹ Данное условие обязательно только для технологических трубопроводов опасных производственных объектов. В РФ это трубопроводы подпадающие под действие Приказа Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 21.12.2021 № 444 "Об утверждении федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила безопасной эксплуатации технологических трубопроводов".

- на внешней стороне c_{12} принимают по техническим условиям на изделие, а при отсутствии данных в технических условиях определяют выражением $c_{12} = s/(1 + 2R/D_a)$

- на нейтральной и внутренней стороне $c_{12} = 0$.

Для штампованных отводов, изготавливаемых в закрытых штампах, или для отводов, изготавливаемых на танках с нагревом токами высокой частоты и осевым поджатием:

- на внешней стороне c_{12} принимают в пределах от 0,05s до 0,1s;

- на нейтральной и внутренней стороне $c_{12} = 0$.

Для отводов, изготавливаемых на рогообразном сердечнике, прибавка $c_{12} = 0$ для всех трех сторон отвода.

Для секторных отводов прибавка $c_{12} = 0$.

Для штампованных отводов с расположением двух продольных сварных швов по внутренней и внешней стороне отвода

- на внешней стороне c_{12} принимают в пределах от 0,05s до 0,1s;

- на нейтральной и внутренней стороне $c_{12} = 0$.

Для штампованных отводов с расположением поперечного шва в середине длины отвода

- на внешней стороне c_{12} принимают в пределах от 0,05s до 0,1s;

- на нейтральной и внутренней стороне $c_{12} = 0$.

Таблица 5.10 – Минимальная толщина s_{min} стенки труб и деталей при эксплуатации

Показатель	Наружный диаметр, мм						
	≤25	≤60	≤114	≤219	≤325	≤377	>377
Наименьшая отбраковочная толщина, мм	1,0	1,5	2,0	2,5	3,0	3,5	4,0

5.7.3 Отбраковочная толщина стенки [s] труб и деталей трубопровода равна

$$[s] = \max(s_R + c_1; s_{min}), \quad (5.15)$$

где s_{min} – минимальная толщина стенки труб и деталей при эксплуатации, принимаемая по таблице 5.10;

6 Нагрузки и воздействия

6.1 Классификация нагрузок и воздействий

6.1.1 Расчетные значения нагрузок и воздействий определяют умножением нормативных значений на коэффициенты надежности γ_i . В обоснованных случаях допускается принимать другие значения коэффициентов надежности.

Учитываемые в расчетах на статическую прочность и малоцикловую усталость нагрузки и воздействия, а также соответствующие им коэффициенты надежности γ_i приведены в таблице 6.1.

6.1.2 Для высокотемпературных трубопроводов коэффициенты надежности по нагрузке не учитываются (принимают $\gamma_i = 1$).

6.1.3 Кратковременные повышения температуры, например режим пропарки трубопровода, смещения креплений и прочие деформационные воздействия, действующие не более 24 часов подряд и в сумме не более 100 часов в год могут быть отнесены к кратковременным воздействиям.

6.1.4 Кратковременное повышения давления, и прочие силовые воздействия, действующие не более 1 часа подряд и в сумме не более 80 часов в год могут быть отнесены к кратковременным воздействиям.

6.1.5 Силовые нагрузки, например от снега, ветра, гололеда, действующие более 1 часа либо в сумме более 80 часов в год следует относить к длительным временным нагрузкам.

Таблица 6.1 – Нагрузки и воздействия

Нормативные нагрузки и воздействия			Способ прокладки			Коэффициент надежности γ_i
Вид	Шифр	Характеристика	Бесканальная	В канале, помещении	Надземная	
Постоянные	1	Собственный вес труб, деталей, арматуры и обустройств, выталкивающая сила	+	+	+	1,1 (0,95)
	2	Вес изоляции и футеровки	+	+	+	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 транспортируемого вещества и отложений	+	+	+	1,0 (0,95)
	9	Температурный перепад*	+	+	+	1,0
	10	Смещения креплений от нагрева присоединенного оборудования, сейсмического воздействия или деформации конструкции, к которой прикреплен трубопровод, осадки фундамента	+	+	+	1,0
Кратковременные	11	Снеговая	–	–	+	1,4
	12	Гололедная	–	–	+	1,8
	13	Ветровая	–	–	+	1,4
	14	При срабатывании предохранительных устройств (клапанов,	–	+	+	1,0

Нормативные нагрузки и воздействия			Способ прокладки			Коэффициент надежности γ_i
Вид	Шифр	Характеристика	Беска-наль-ная	В канале, поме-щении	Над-зем-ная	
		мембран), при гидроударе, от воздействий движения двух-фазной среды, резкого измене-ния давления, высокой турбу-лентности потока, вскипания, кавитации и аналогичных явле-ний или внешних силовых кратковременных воздействий; температурный градиент, вол-новые и инерционные нагрузки				
	15	От подвижного состава	+	–	–	См. 6.2.12
Осо-бые	16	Сейсмические воздействия; взрывные воздействия; вызван-ные временной неисправностью или поломкой оборудования	+	+	+	1,0
<p>Примечания</p> <p>1 Знак «+» означает, что данная нагрузка или воздействие учитывается в расчете на прочность, а знак «–» не учитывается.</p> <p>2 Воздействия, помеченные знаком «*», могут быть также отнесены к категории кратковременных. Например, кратковременное повышение температурного перепада или кратковременное повышение давления.</p> <p>3 Значения коэффициентов надежности по нагрузке, указанные в скобках, должны приниматься в тех слу-чаях, когда уменьшение нагрузки ухудшает условия работы трубопровода.</p>						

6.2 Нормативные нагрузки

6.2.1 Расчетное внутреннее избыточное давление p и температуру t определяют в соответствии с технологическим регламентом на проектирование.

6.2.2 При расчете на прочность трубопровода в режиме испытания пробное давление p_t принимают равным наименьшему из давлений испытания элементов системы (аппарат, компенсатор и т.д.) в соответствии с требованиями к устройству и эксплуатации трубопроводов и 11.1.1 – 11.1.2.

6.2.3 Расчетное наружное давление для вакуумных трубопроводов принимают исходя из особенностей технологического процесса.

6.2.4 Нормативные нагрузки от собственного веса деталей трубопровода, конструкций заводского изготовления и изоляции должны определяться на основании стандартов, проектной документации и паспортных данных по номинальным размерам; от веса других деталей – по проектным размерам и удельному весу материалов.

6.2.5 Нормативную нагрузку от конденсата и отложений определяют по данным отраслевой научно-технической документации.

6.2.6 Расчетный температурный перепад Δ_t равен разности между расчетной температурой и монтажной температурой стенок. Если трубопровод эксплуатируется при различных режимах, то температурный перепад вычисляют для всех режимов работы (см. 8.2.4).

Как правило, температурный перепад вычисляют по формуле

$$\Delta_t = t - t_n, \quad (6.1)$$

где t – расчетная температура, равная максимально возможной температуре стенок трубопровода в процессе эксплуатации согласно 6.2.1;

t_n – минимально возможная монтажная температура согласно 6.2.8.

В случае необходимости дополнительно может быть рассмотрен отрицательный температурный перепад по формуле (6.1), где принимают:

t – расчетная температура, равная минимально возможной температуре стенок трубопровода в процессе эксплуатации согласно 6.2.1;

t_n – максимально возможная монтажная температура согласно 6.2.8.

Для низкотемпературных трубопроводов расчет на отрицательный температурный перепад обязателен.

6.2.7 Нормативную снеговую нагрузку q_{sn} , Н/мм, на единицу длины трубопровода следует определять по строительным нормам и правилам государств, упомянутых в предисловии как проголосовавшие за принятие межгосударственного стандарта²

Следует также учитывать снеговые нагрузки на устройства, опирающиеся на трубопровод.

Снеговую нагрузку не учитывают для трубопроводов, температура поверхности изоляции (если она есть) или температура стенок (если изоляции нет) которых превышает 0 °С, для вертикальных и наклонных трубопроводов с углом наклона более 60°.

² В Российской Федерации действует СП 20.13330.2016 «СНиП 2.01.07—85 Нагрузки и воздействия».

Нормативную снеговую нагрузку определяют по формуле

$$q_{sn} = S_g \cdot 10^{-3} \mu D_k \mu_1;$$

$$\mu_1 = \begin{cases} \text{Cos}(1.5\alpha \cdot \pi/180) & \text{если } \alpha \leq 60^\circ \\ 0 & \text{если } \alpha > 60^\circ \end{cases};$$

где S_g – вес снегового покрова на 1 м² горизонтальной поверхности грунта в кПа, принимаемый согласно национальным стандартам, учитывающий снос снега с трубы и снижение нагрузки вследствие таяния;

μ – коэффициент перехода от веса снегового покрова на единицу поверхности грунта к снеговой нагрузке на единицу поверхности горизонтальной проекции кожуха изоляции трубопровода принимают равным 0,4;

α – угол наклона в градусах трубы относительно горизонтальной плоскости.

6.2.8 Монтажная температура t_n определяется проектной документацией и равна температуре трубопровода в момент, когда замыкается последний стык при монтаже трубопровода и его схема превращается в неразрезную статически неопределимую систему. Не допускается принимать за температуру монтажа температуру локального прогрева трубы в месте сварки, в том числе температуру в обогреваемой палатке сварщика, установленной на время проведения работ.

Монтажная температура принимается таким образом, чтобы температурный перепад был наибольшим по абсолютному значению. В случае положительного температурного перепада значение t_n принимают равной минимальной температуре окружающего воздуха во время проведения монтажных работ. Если не применяется локальный прогрев трубы в месте сварки и обогреваемая палатка сварщика, установленная на время проведения работ, то t_n принимается не менее минус 20°C. В случае отрицательного температурного перепада значение t_n принимают равной максимальной температуре окружающего воздуха во время проведения монтажных работ с учетом дополнительного нагрева трубопровода от воздействия солнечной радиации, либо температуре предварительного нагрева трубопровода.

Также, монтажная температура может назначаться проектной организацией. В этом случае в проектной документации должно быть указано, что замыкание трубопровода не должно производиться при температуре ниже (или выше в случае отрицательного температурного перепада) принятого при расчете значения t_n .

6.2.9 Нормативную нагрузку от веса грунта q_s , Н/мм, на единицу длины трубопровода, укладываемого в траншее, определяют по формуле

$$q_s = \gamma_s Z D_k \quad (6.2)$$

6.2.10 Полную нормативную ветровую нагрузку q_{we} , Н/мм, на единицу длины участка трубопровода определяют по формуле

$$q_{we} = w_w D_k \sin \omega, \quad (6.3)$$

где ω – угол между осью участка трубопровода и направлением ветра;
 w_w – давление ветра с учетом аэродинамического коэффициента, средней и пульсационной составляющих ветровой нагрузки в зависимости от высоты расположения трубопровода по строительным нормам и правилам государств, упомянутых в предисловии как проголосовавшие за принятие межгосударственного стандарта³.

При расчете трубопровода на дополнительные ветровые нагрузки следует рассмотреть несколько вариантов направления действия ветра, но не менее двух взаимно перпендикулярных направлений.

³ В Российской Федерации действует СП 20.13330.2016 «СНиП 2.01.07—85 Нагрузки и воздействия». Аэродинамический коэффициент лобового сопротивления, принимается в зависимости от числа Рейнольдса, относительной шероховатости, размеров и степени заполнения. Рекомендуется по умолчанию принимать значение в запас 1,2. Меньшее значение аэродинамического коэффициента могут быть принято на основании точного расчета для каждой трубы согласно п. В.1.12, В.1.15 СП 20.13330.2016. При определении пульсационной составляющей ветровой нагрузки W_p логарифмический декремент колебаний принимают равным $\delta = 0,15$, а коэффициент пространственной корреляции пульсаций давления ветра $\nu = 0,95$

6.2.11 Нормативную нагрузку от обледенения (гололедная) q_{gn} , Н/мм на единицу длины надземного трубопровода определяют по строительным нормам и правилам государств, упомянутых в предисловии как проголосовавшие за принятие межгосударственного стандарта⁴

6.2.12. Нормативные нагрузки от подвижного состава принимают согласно требованиям, описанным в справочной и научно-технической литературе. Для трубопроводов, укладываемых в местах, где движение транспорта невозможно, в качестве нормативной следует принимать равномерно распределенную нагрузку от пешеходов $0,005 \text{ Н/мм}^2$.

6.2.13 В трубопроводах бесканальной прокладки в грунте предельное сопротивление грунта сдвигу t_a для песчаных и сухих глинистых грунтов вычисляют по формуле

$$t_a = q_k \cdot tg(n_m \varphi_s) + 2\gamma_s c_h \pi D_k^2 tg(n_m \varphi_s) + 0,6\pi D_k c_s, \quad (6.4)$$

где n_m – безразмерный коэффициент, зависящий от конструкции изоляции и характера нагружения, который следует принимать на основе справочных или экспериментальных данных. Рекомендуемые значения приведены в таблице 6.2;

q_k – сила прижатия трубы к грунту, Н/мм, вычисляемая по формуле

$$q_k = \sqrt{q_{kx}^2 + q_{kz}^2}, \quad (6.5)$$

где q_{kx} – сила прижатия трубы к грунту в горизонтальном направлении, Н/мм;

q_{kz} – сила прижатия трубы к грунту в вертикальном направлении, Н/мм.

Если трубопровод не имеет разветвлений и поворотов в грунте или силы прижатия трубы к грунту в горизонтальном направлении незначительные, то допускается принимать

$$q_k = q_p, \quad (6.6)$$

где q_p – расчетный погонный вес трубопровода с продуктом и изоляцией, Н/мм;

c_h – безразмерный коэффициент, зависящий от высоты засыпки:

- для песков и супесей

$$c_h = -0,056\beta^2 + 0,416\beta + 0,095; \quad (6.7)$$

- для глин и суглинков

⁴ В Российской Федерации действует СП 20.13330.2016 «СНиП 2.01.07—85 Нагрузки и воздействия». Нормативную нагрузку от обледенения определяют по формулам:

- при $D_k \leq 70 \text{ мм}$

$$q_{gn} = 9 \cdot 10^{-6} \pi \cdot bk\mu_1(D_k + bk\mu_1)$$

- при $D_k > 70 \text{ мм}$

$$q_{gn} = 1,35 \cdot 10^{-6} k\pi((D_k + 2b)^2 - D_k^2),$$

где b – толщина стенки гололеда, мм (превышаемая раз в 5 лет);

k – коэффициент, учитывающий изменение толщины стенки гололеда по высоте;

μ_1 – коэффициент, учитывающий изменение толщины стенки гололеда в зависимости от диаметра кожуха изоляции. Рекомендуемое значение 0,6.

При вычислении коэффициентов b и k высоту принимают от поверхности земли до центра тяжести трубы или детали трубопровода.

$$c_h = -0,046\beta^2 + 0,367\beta + 0,06, \quad (6.8)$$

где

$$\beta = \left\{ \begin{array}{ll} \frac{Z - D_k/2}{D_k} & \text{при } \frac{Z - D_k/2}{D_k} < 4 \\ 4 & \text{при } \frac{Z - D_k/2}{D_k} \geq 4 \end{array} \right\}. \quad (6.9)$$

Таблица 6.2 – Рекомендуемые значения коэффициента n_m

Характер нагружения	Коэффициент n_m	
	ППУ-изоляция	Другая изоляция, без изоляции
Многokrатное чередование циклов нагрев-охлаждение	0,33	0,67
Однократный нагрев (охлаждение)	0,67	1,00
Кратковременное приложение нагрузки	1,00	1,15
<p>Примечания</p> <p>1 Однократный нагрев (охлаждение) принимают на этапах 2 и 3 (таблица 8.1) полного расчета при оценке статической прочности и нагрузок на оборудование, опоры и строительные конструкции, а многократное чередование циклов нагрев-охлаждение – на этапе 3 при определении амплитуды переменных напряжений.</p> <p>2 Уменьшение коэффициента n_m на 30 % может быть достигнуто обертыванием наружной поверхности изоляции трубопровода полиэтиленовой пленкой.</p>		

6.2.14 Нормативные нагрузки, возникающие при срабатывании предохранительных устройств (клапанов, мембран), при гидроударе, пробковом режиме двухфазного потока, определяются согласно научно-технической литературе, либо при помощи специализированного программного обеспечения. Допускается учитывать такие нагрузки как статические воздействия, но умноженные на динамический коэффициент, равный 2,0.

7 Определение толщин стенок и допустимого давления для труб и соединительных деталей

7.1 Общие положения

7.1.1 Толщины стенок труб и стандартных деталей трубопровода определяются согласно разделам 7.2-7.6. Для нестандартных изделий проверка на давление осуществляется согласно разделу 7.7.

7.1.2 При проверке толщин стенок по давлению испытаний или от кратковременных повышений давления в формулах раздела 7 вместо допускаемого напряжения $[\sigma]$ следует подставлять допускаемое напряжение для режима испытаний $[\sigma]_t$.

7.2 Трубы

7.2.1 Расчетная толщина стенки трубы

$$s_R = \frac{|p| \cdot D_a}{2\varphi_y[\sigma] + |p|} \quad (7.1)$$

7.2.2 Допускаемое давление для труб

$$[p] = \frac{2\varphi_y[\sigma](s - c)}{D_a - (s - c)} \quad (7.2)$$

7.2.3 Для трубопроводов бесканальной прокладки в грунте, имеющих отношение $s/D_a \leq 0,015$, должна дополнительно выполняться проверка устойчивости от давления вышележащего слоя грунта. Расчет выполняется с использованием специализированного программного обеспечения, справочной или научно-технической литературы с учетом бокового отпора окружающего грунта, внутреннего давления и давления вышележащих слоев грунта. Также, может быть учтено влияние веса наземного транспорта и влияния распорных усилий от давления в трубе на изгибную жесткость. Суммарные кольцевые и изгибные напряжения в трубе, вызванные внутренним давлением и наружным давлением, вызванным весом вышележащего слоя грунта и поверхностной подвижной нагрузкой не должны превышать $[\sigma]_t$, определяемое согласно 5.3.6.

7.3 Отводы

7.3.1 Расчетную толщину стенки отвода вычисляют по формуле

$$s_{Re} = s_R k_i, \quad (7.3)$$

где s_R – расчетная толщина стенки трубы, вычисляют по формуле (7.1);

k_i – коэффициент, принимаемый согласно 7.3.2;

7.3.2 Коэффициент k_i для всех видов отводов средне- и высокотемпературных трубопроводов определяют следующим образом:

- для гнутых и крутоизогнутых отводов (рисунок 7.1, а) по таблице 7.1;
- для секторных отводов, состоящих из полусекторов и секторов с углом скоса $\theta \leq 22,5^\circ$ (рисунок 7.1, б) вычисляют по формуле

$$k_i = \frac{4 \frac{R}{D_a - s_R} - 1}{4 \frac{R}{D_a - s_R} - 2} \quad (7.4)$$

Для секторных отводов с углом скоса $\theta > 22,5^\circ$ данная методика неприменима;

- для штампованных отводов при расположении сварных швов в плоскости кривизны отвода (рисунок 7.1, в)

$$k_i = \frac{1}{\varphi_y} \cdot \frac{4 \frac{R}{D_a - S_R} - 1}{4 \frac{R}{D_a - S_R} - 2} \quad (7.5)$$

- для штамповарных отводов при расположении сварных швов по нейтральной линии (рисунок 7.1, з)

$$k_i = \max \left[\frac{1}{\varphi_y}; \frac{4 \frac{R}{D_a - S_R} - 1}{4 \frac{R}{D_a - S_R} - 2} \right] \quad (7.6)$$

В формулах (7.5) и (7.6) S_R определяют по формуле (7.1) при $\varphi_y = 1,0$.

Таблица 7.1

R/D_a	$\leq 1,0$	$\geq 2,0$
k_i	1,3	1,0

Примечание – Для промежуточных значений R/D_a значение k_i определяют линейной интерполяцией.



Рисунок 7.1 – Отводы

7.3.3 Допускаемое давление для отводов равно

$$[p] = \frac{2\varphi_y(s - c)[\sigma]}{D_a k_i - (s - c)} \quad (7.7)$$

7.4 Переходы

7.4.1 Расчетная толщина стенки концентрических и эксцентрических переходов равна:

- со стороны большего диаметра (рисунок 7.2)

$$S_{Rr1} = \frac{|p| \cdot D_1}{2\varphi_y[\sigma] \cos \alpha + |p|} \quad (7.8)$$

- со стороны меньшего диаметра

$$s_{Rr2} = \frac{|p| \cdot D_2}{2\varphi_y[\sigma] \cos \alpha + |p|} \quad (7.9)$$

Формула (7.8) применима при соблюдении следующих условий:

$$\text{а) } s_1 \geq s_2 \quad (7.10)$$

б) при $\alpha \leq 15^\circ$

$$0,003 \leq \frac{s_2 - c}{D_1 - 2s_1} \leq 0,35 \quad (7.11)$$

или при $15^\circ < \alpha \leq 45^\circ$

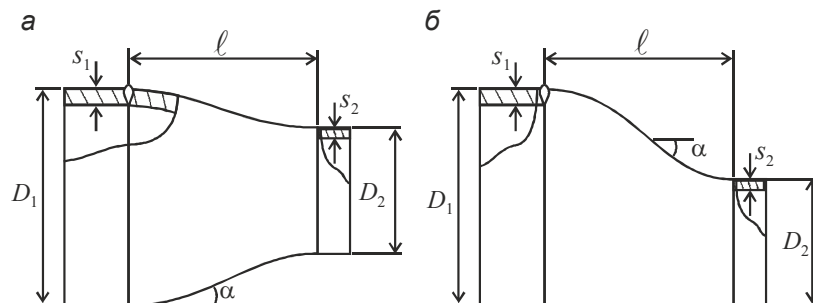
$$0,003 \leq \frac{s_2 - c}{D_1 - 2s_1} \leq 0,15 \quad (7.12)$$

$$\frac{D_2 - 2s_2}{D_1 - 2s_1} \leq 1 - \frac{2 \sin \alpha}{\sqrt{\cos \alpha}} \sqrt{\left(1 + \frac{s_2}{D_1 - 2s_1}\right) \frac{s_2}{D_1 - 2s_1}} \quad (7.13)$$

Угол наклона образующей α рассчитывают по формуле

$$\alpha = \text{arctg} \frac{D_1 - D_2}{kl}, \quad (7.14)$$

в которой D_1 , D_2 и l принимают в соответствии с рисунком 7.2, а или рисунком 7.2, б. Для концентрических переходов коэффициент $k = 2$, для эксцентрических переходов $k = 1$.



а – концентрический, б – эксцентрический

Рисунок 7.2 – Переходы

7.4.2 Допускаемое давление для концентрических и эксцентрических переходов равно

$$[p] = \min \left[\frac{2\varphi_y[\sigma] \cos \alpha (s_1 - c)}{D_1 - (s_1 - c)}; \frac{2\varphi_y[\sigma] \cos \alpha (s_2 - c)}{D_2 - (s_2 - c)} \right]. \quad (7.15)$$

7.5 Тройники и врезки

7.5.1 Приведенные далее формулы применимы при следующих условиях:

- расстояние между наружными поверхностями соседних ответвлений тройников или врезок превышает величину

$$2\sqrt{(D_a - s - c)(s - c)} \quad (7.16)$$

в противном случае (например, при расчете коллекторов с близкорасположенными ответвлениями) расчет коэффициента φ_d следует выполнять для ряда отверстий с учетом их взаимного влияния;

- соблюдается условие $d/D \leq 1$;
- соблюдается условие $0,01 \leq (s - c)/D_a \leq 0,25$;
- соблюдается условие $(s_b - c_b) \leq 1,5(s - c)$.

7.5.2 Если угол между осью ответвления и осью магистрали не менее 75° , расчетную толщину стенки определяют согласно 7.5.3. Если угол между осью ответвления и осью магистрали $75^\circ > \gamma \geq 45^\circ$, то для сварных тройников и врезок расчетную толщину стенки определяют согласно 7.5.9.

7.5.3 Расчетную толщину стенки магистрали в тройниковых соединениях (врезках) при действии внутреннего избыточного давления (рисунок 7.3) определяют по формуле

$$s_{Rh} = \frac{|p| \cdot D_a}{2\min(\varphi_y, \varphi_d)[\sigma] + |p|}, \quad (7.17)$$

где φ_d – расчетный коэффициент снижения прочности магистрали тройника (врезки), вычисляемый в соответствии с 7.5.5.

7.5.4 Расчетная толщина стенки ответвления

$$s_{Rb} = \frac{|p| \cdot d_a}{2\varphi_y[\sigma]_b + |p|}. \quad (7.18)$$

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

$$\varphi_d = \frac{2}{1,75 + \frac{d}{\sqrt{(D_a - s + c)(s - c)}}} \left(1 + \frac{\sum A}{2(s - c)\sqrt{(D_a - s + c)(s - c)}} \right), \quad (7.19)$$

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

$$\sum A = A_b + A_n. \quad (7.20)$$

Для штампованных (штампосварных) тройников (рисунок 7.3, б) вместо величины d в формулу (7.19) следует подставлять

$$d_{eq} = d + 0,25r_i, \quad (7.21)$$

причем внутренний радиус r_i принимают по чертежу на конкретный тройник, но не менее 5 мм. При отсутствии данных допускается принимать $r_i = 0,1d_a$, но не более высоты горловины.

7.5.6 Укрепляющую площадь ответвления определяют по формулам:

- для ответвления, конструкция которого соответствует рисунку 7.3, а:

$$A_b = 2h_b[(s_b - c_b) - s_{ob}]; \quad (7.22)$$

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

$$A_b = 2(h_{bs} - h_b)[(s_s - c_s) - s_{os}] + 2h_b[(s_b - c_b) - s_{ob}]; \quad (7.23)$$

где минимальные толщины стенок определяют по формулам:

- для сварных тройников и врезок

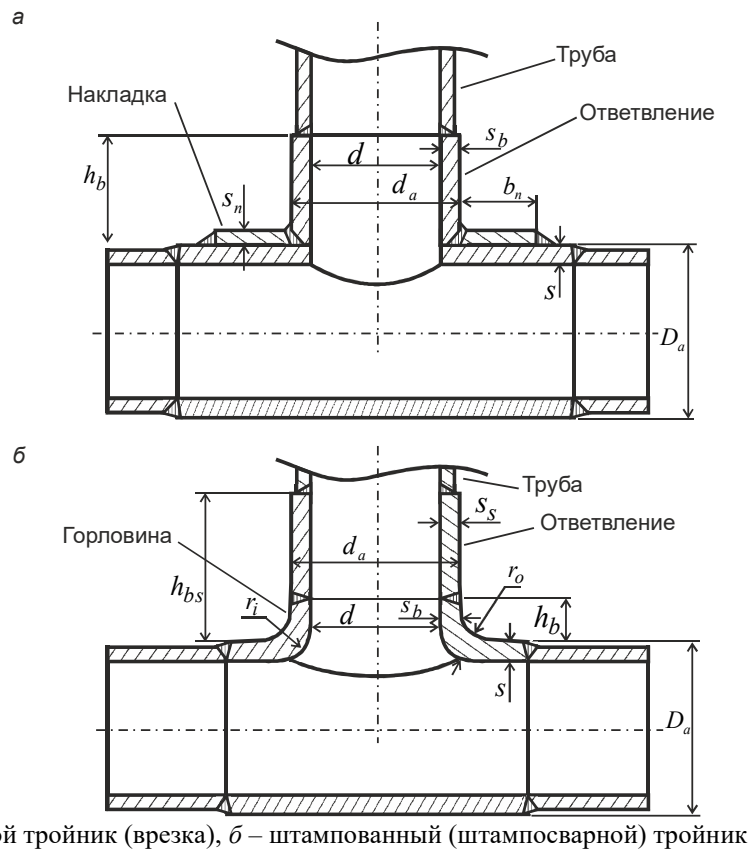
$$s_{ob} = \frac{pd}{2[\sigma]_b - p}; \quad (7.24)$$

- для штампованных

$$s_{ob} = \frac{pd_{eq}}{2[\sigma] - p}; \quad (7.25)$$

$$s_{os} = \frac{pd}{2[\sigma]_b - p}. \quad (7.26)$$

В случае, если $h_{bs} < h_b$ следует принимать $h_{bs} = h_b$



а – сварной тройник (врезка), б – штампованный (штампосварной) тройник

Рисунок 7.3 – Тройники и врезки

7.5.7 Используемое при расчете значение высоты ответвления принимают по чертежу, но не более следующих значений:

- для сварного тройника и врезки

$$h_b = h_{bs} = 1,25\sqrt{(d_a - s_b + c_b)(s_b - c_b)}; \quad (7.27)$$

- для штампованного (штампосварного) тройника

$$h_b = h_{bs} = 1,25\sqrt{(d_a - s_s + c_s)(s_s - c_s)}; \quad (7.28)$$

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

$$h_b = 1,25\sqrt{(d_a - s_b + c_b)(s_b - c_b)} - s_n. \quad (7.29)$$

7.5.8 Укрепляющую площадь накладки определяют по формуле

$$A_n = 2b_n s_n. \quad (7.30)$$

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

$$b_n = \sqrt{(D_a - s + c)(s + s_n - c)}. \quad (7.31)$$

7.5.9 Для сварных тройников и врезок с наклонным ответвлением при $75^\circ > \gamma \geq 45^\circ$ выбранные размеры проверяют по условию

$$|p| \cdot \left(\frac{A_p}{A_1 + A_2 + 0,7A_3} + 0,5 \right) \leq [\sigma] \quad (7.32)$$

отдельно для левой и правой стороны.

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.

Высоту ответвления вычисляют по формуле

$$h_{b2} = \left(1 + 0,25 \frac{\gamma}{90} \right) \sqrt{(d_a - s_b + c_b)(s_b - c_b)}, \quad (7.33)$$

где γ — угол между осями ответвления и магистрали, град.

Ширину накладки b_n принимают по рисунку 7.4, но не более ширины, рассчитанной по формуле (7.31).

Также допускается использование натуральных или численных экспериментов см. 7.7.1.

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

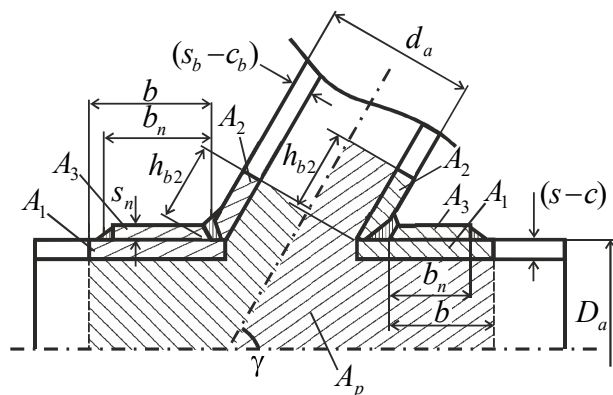


Рисунок 7.4 – Схема расчетных площадей укрепляющих элементов для тройника или врезки с наклонным ответвлением

7.5.11 Допускаемое давление для тройниковых соединений и врезок равно

- при $90^\circ > \gamma \geq 75^\circ$

$$[p] = \min \left(\frac{2[\sigma] \min(\varphi_y, \varphi_d)(s - c)}{D_a - (s - c)}; \frac{2\varphi_y[\sigma]((s_b - c_b))}{d_a - (s_b - c_b)} \right); \quad (7.34)$$

- с наклонным ответвлением при $75^\circ > \gamma \geq 45^\circ$

$$[p] = \frac{[\sigma]}{\frac{A_p}{A_1 + A_2 + 0,7A_3} + 0,5}. \quad (7.35)$$

Также допускается использование натуральных или численных экспериментов см. 7.7.1.

7.6 Заглушки

7.6.1 Расчетная толщина плоской круглой внутритрубной заглушки (рисунок 7.5, а):

$$s_{RC} = \frac{0,53}{m_0} D \sqrt{\frac{|p|}{[\sigma] \varphi_L}}. \quad (7.36)$$

7.6.2 Допускаемое давление для плоской круглой внутритрубной заглушки (рисунок 7.5, а):

$$[p] = \frac{m_0^2 (s - c)^2}{0,28 D^2} \varphi_L [\sigma]. \quad (7.37)$$

7.6.3 Расчетная толщина плоской круглой торцевой заглушки (рисунок 7.5, б):

$$s_{RC} = \frac{0,35}{m_0} (D - r) \sqrt{\frac{|p|}{[\sigma] \varphi_y}}. \quad (7.38)$$

7.6.4 Допускаемое давление для плоской круглой торцевой заглушки (рисунок 7.5, б):

$$[p] = \frac{m_0^2 (s - c)^2}{0,12 (D - r)^2} \varphi_y [\sigma]. \quad (7.39)$$

7.6.5 Для плоских заглушек без отверстия коэффициент $m_0 = 1$. Для заглушек с центральным отверстием диаметром d

$$m_0 = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{d}{D} + \left(\frac{d}{D}\right)^2}}. \quad (7.40)$$

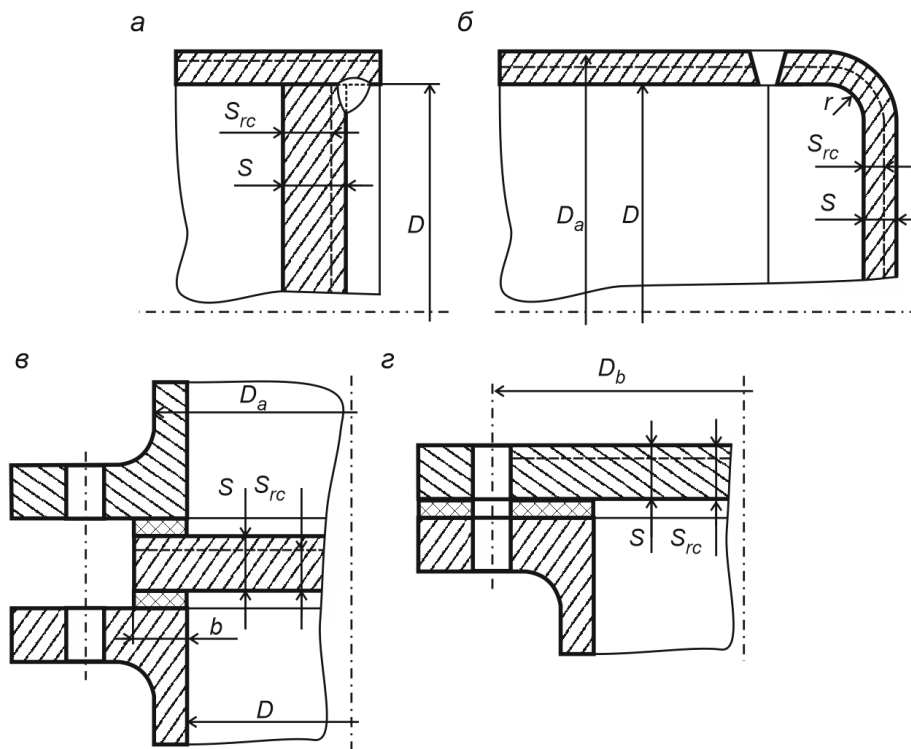
7.6.6 Расчетная толщина плоской межфланцевой заглушки (рисунок 7.5, в):

$$s_{RC} = 0,41 (D + b) \sqrt{\frac{|p|}{[\sigma]}}. \quad (7.41)$$

Ширину уплотнительной прокладки b определяют по техническим условиям или по чертежу.

7.6.7 Допускаемое давление для плоской межфланцевой заглушки (рисунок 7.5, в)

$$[p] = \frac{(s - c)^2}{0,17(D + b)^2} [\sigma]. \quad (7.42)$$



а – внутритрубная; б – торцевая; в – межфланцевая; г – фланцевая

Рисунок 7.5 – Круглые плоские заглушки

7.6.8 Расчетная толщина плоской фланцевой заглушки, соответствующей рисунку 7.5, г:

$$s_{RC} = 0,5D_b \sqrt{\frac{|p|}{[\sigma]}}, \quad (7.43)$$

где D_b принимают в соответствии с рисунком 7.5.

7.6.9 Допускаемое давление для плоской фланцевой заглушки, соответствующей рисунку 7.5, г:

$$|p| = \frac{(s - c)^2}{0,25D_b^2} [\sigma]. \quad (7.44)$$

7.6.10 Расчетная толщина эллиптической заглушки без центрального отверстия (рисунок 7.6, а) при $0,5 \geq h/D_a \geq 0,2$ и $0,1 \geq (s - c)/D_a \geq 0,0025$ равна

$$s_{RC} = \frac{|p| \cdot D_a}{4[\sigma]\varphi_y + |p|2h} \cdot \frac{D_a}{2h} \quad (7.45)$$

Если s_{RC} получается менее s_R при $\varphi_y = 1,0$, то $s_{RC} = s_R$.

7.6.11 Допускаемое давление для эллиптической заглушки без центрального отверстия (рисунок 7.6, а) при $0,5 \geq h/D_a \geq 0,2$ и $0,1 \geq \frac{(s-c)}{D_a} \geq 0,002$ равно

$$|p| = \frac{8(s-c)h}{D_a^2 - 2h(s-c)} \varphi_y [\sigma]. \quad (7.46)$$

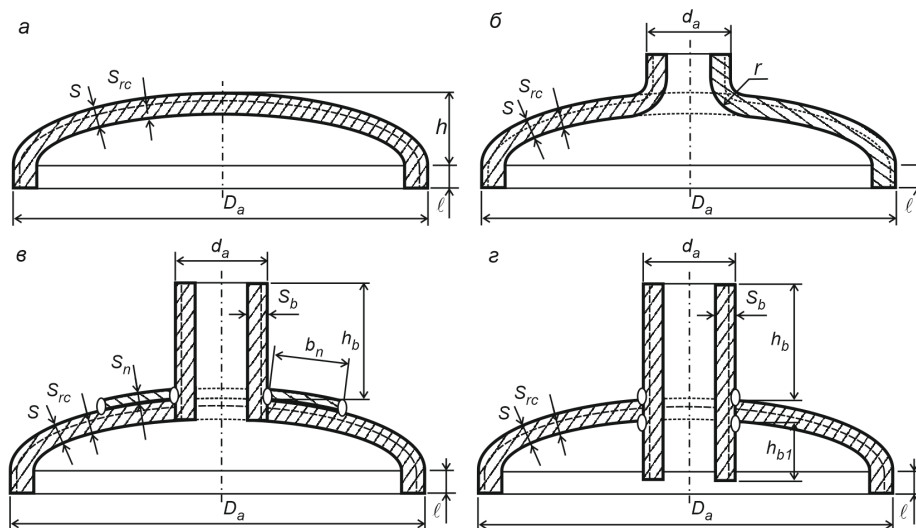
7.6.12 Расчетная толщина эллиптической заглушки с центральным отверстием при $0,5 \geq h/D_a \geq 0,2$ и $0,1 \geq (s-c)/D_a \geq 0,0025$ и $d/(D_a - 2s) \leq 0,6$ (рисунок 7.6, б,в,г) равна

$$s_{RC} = \frac{|p| \cdot D_a}{4\min(\varphi_y; \varphi_d)[\sigma] + |p|} \cdot \frac{D_a}{2h'} \quad (7.47)$$

где φ_d – коэффициент снижения прочности эллиптической заглушки, ослабленной укрепленным отверстием, вычисляемый в соответствии с 7.6.14.

7.6.13 Допускаемое давление для эллиптической заглушки с центральным отверстием при $0,5 \geq h/D_a \geq 0,2$ и $0,1 \geq (s-c)/D_a \geq 0,0025$ и $d/(D_a - 2s) \leq 0,6$ (рисунок 7.6, б-г) равно

$$|p| = \frac{8(s-c)h}{D_a^2 - 2h(s-c)} \min(\varphi_y; \varphi_d) [\sigma]. \quad (7.48)$$



а – без отверстий; б – с отбортованным отверстием; в – со штуцером и укрепляющей накладкой (либо без накладки); г – с проходящим штуцером

Рисунок 7.6 – Эллиптические заглушки

7.6.14 Коэффициенты прочности заглушек с отверстиями φ_d (рисунок 7.6, в,г) определяют в соответствии с 7.5.5 при $s_b = s_{RC}$ и $s \geq s_{RC} + c$ а коэффициенты прочности заглушек с отбортованными отверстиями (рисунок 7.6, б) – согласно 7.5.5 при $h_b = L - l - h$.

7.7 Нестандартные изделия

7.7.1 Допускаемое давление $[p]_{ns}$ для нестандартных изделий определяют по данным натуральных экспериментов или расчета численными методами, с последующей оценкой полученных результатов в соответствии с п. 8.10 [3]. Численный метод расчета (численное моделирование) должен учитывать фактические геометрические особенности изделия, иметь возможность реализации упругого поведения материала изделия с учетом изменения свойств в зависимости от температуры. В частности, для численного метода может быть выбран метод конечных элементов, при использовании элементов оболочки, сплошных элементов.

Допускаемое давление $[p]_{ns}$ для нестандартных изделий также может быть определено по формуле

$$[p]_{ns} = [p]_{20} \frac{[\sigma]}{[\sigma]_{20}} \quad (7.49)$$

где

$[p]_{20}$ – допускаемое давление, полученное по данным натуральных экспериментов или расчета численными методами при температуре 20°C.

8 Поверочный расчет трубопровода на прочность. Общие положения

8.1 Расчетная модель 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.

Трубопровод разбивают на прямолинейные и криволинейные (очерченные по дуге окружности) участки. При раскрытии статической неопределимости следует учитывать повышенную податливость на изгиб криволинейных труб (эффект Кармана), секторных колен, косых стыков и ответвлений (тройников). Для этого определяют коэффициенты податливости этих элементов, полученные с использованием теории оболочек или из экспериментов. Рекомендуемая методика их определения приведена в приложении А.

8.1.2 Расчетная схема трубопровода не должна представлять собой геометрически изменяемую или мгновенно изменяемую систему (в терминах строительной механики).

8.1.3 Расчетная схема трубопровода должна правильно учитывать реальные граничные условия. Реальная схема трубопровода может быть разбита на независимые участки, каждый из которых может быть рассчитан отдельно и независимо от остальных. Границами между такими участками могут быть:

- места присоединения к оборудованию;
- места присоединения к мертвым и неподвижным опорам.

Обрывы расчетной модели в иных точках не допускаются.

В случае, когда невозможно создать полную расчетную модель трубопровода между точками присоединения к оборудованию или мертвыми либо неподвижными опорами, например, когда после некоторой граничной точки продолжение трубопровода неизвестно, можно выполнить приближенный поверочный расчет, установив условную мертвую опору в граничной точке. В случае, если граничной точкой является присоединение к магистральному протяженному трубопроводу, следует также учесть возможные смещения этой точки за счет температурных расширений магистрали, заложив достаточный запас.

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

8.1.5 Опоры и подвески моделируют жесткими, линейно-упругими и фрикционными связями, препятствующими перемещениям трубопровода, при этом необходимо учитывать такие нелинейные эффекты как трение и отклонение тяг подвесок от вертикального положения.

8.1.6 Пружинные опоры и подвески моделируют упругими связями с учетом эффектов от трения и отклонения тяг подвесок от вертикального положения. Пружины и усилия затяга подбирают по расчетным значениям.

Выбор затяга пружинных опор и подвесок допускается производить без учета коэффициентов надежности по нагрузкам согласно 6.1.1.

8.1.7 Сильфонные, линзовые и сальниковые компенсаторы моделируют как линейно упругие сочленения стержней осевого, шарнирного или сдвигового типов (в зависимости от их конструкции). Жесткость компенсаторов определяют по стандартам или данным заводов-изготовителей. При расчете трубопровода с осевыми или универсальными неразгруженными компенсаторами необходимо учитывать распорное усилие, определяемое согласно 8.5.6.

8.1.8 Трубопроводную арматуру моделируют недеформируемыми (абсолютно жесткими) стержневыми элементами.

8.1.9 Точки присоединения к оборудованию моделируются с помощью мертвых опор или нестандартных опор, либо специальных элементов с учетом локальных и глобальных податливостей оборудования. При моделировании точек присоединения трубопровода к сосудам и аппаратам, а также резервуарам рекомендуется учитывать локальные податливости стенки (обечайки, днища, крышки) в месте врезки штуцера, а также общую податливость сосуда или аппарата. Податливости определяют из натуральных экспериментов, численными методами, например методом конечных элементов с помощью специальных программ, либо методов расчета, описанных в справочной и научно-технической литературе (WRC 537, WRC 297 и др.).

Также, в случае выполнения расчета на ветровые, сейсмические и динамические нагрузки, должна быть рассмотрена модель совместной работы трубопровода и оборудования с учетом массы оборудования и ветровой нагрузки на него.

8.1.10 В точках присоединения трубопровода к оборудованию необходимо учитывать смещения этих точек от нагрева присоединенного оборудования.

8.1.11 В точках присоединения трубопровода к резервуарам должны учитываться смещения и углы поворота патрубка, вызванные деформацией стенки резервуара под давлением продукта, а также просадкой резервуара.

8.1.12 Взаимодействие трубопровода с грунтом должно учитываться по апробированной методике с учетом бокового отпора грунта в поперечном направлении (вертикальном и горизонтальном), а также сопротивления грунта в продольном направлении.

8.1.13 Расстановка опор и подвесок призвана обеспечить допустимый уровень напряжений в элементах трубопровода от несамоуравновешенной (в частности, весовой) нагрузки. При этом рекомендуется избегать случаев, когда в рабочем состоянии трубопровода опоры и подвески оказывают недогруженными или выключают из работы. В холодном (нерабочем) состоянии трубопровода допускается недогрузка или выключение из работы опор и подвесок.

8.1.14 Силы трения в опорах и при взаимодействии трубопровода с грунтом определяют согласно 6.2.13.

8.1.15 Коэффициент перегрузки k_p принимают:

- для низко- и среднетемпературных трубопроводов $k_p = 1,0$;
- для высокотемпературных трубопроводов при выполнении расчета трубопровода без существенных упрощений (учтены все ответвления, опоры и т.д.) и при его монтаже по действующим инструкциям коэффициент перегрузки принимают равным $k_p = 1,4$; если дополнительно к указанным условиям производят специальную корректировку затяжки пружин промежуточных опор (для учета отклонений фактических значений весовой нагрузки, жесткости пружин опор и температурных перемещений от принятых в расчете значений), а также выполняют наладку трубопровода, то может быть принято $k_p = 1,2$.

8.1.16 Зазоры в направляющих и других видах опор величиной 5 мм и менее следует игнорировать при выполнении расчета на прочность, кроме случаев, когда выполняется строгий контроль величины зазоров при приемке в эксплуатацию.

8.2 Сочетания нагрузок и воздействий

8.2.1 Полный поверочный расчет состоит из нескольких расчетов на различные сочетания нагрузок и воздействий, называемых этапами расчета (таблица 8.1). Критерии прочности, соответствующие каждому этапу расчета, приведены в 9.1.1.

8.2.2 Поверочный расчет трубопровода проводят как на постоянные и длительные временные нагрузки (режим ПДН), так и на дополнительные воздействия кратковременных нагрузок (режим ПДКОН), а также на особое сочетание нагрузок при сейсмическом воздействии (режим «сеймика»). Шифры нагрузок и воздействий указаны в таблице 6.1.

Для средне- и высокотемпературных трубопроводов расчеты этапов 1, 2, 3, 4 являются обязательными.

Расчеты этапов 5, 6 необязательны. Необходимость дополнительного поверочного расчета этапов 5, 6 определяют заказчиком или органами надзора.

Таблица 8.1 – Сочетания нагрузок и воздействий (этапы расчета)

Но- мер этапа	Этап расчета	Сочетание нагрузок и воздействий по таблице 6.1	Цель расчета
Режим ПДН			
1	Действие постоянных и длительных временных несомоуравновешенных нагрузок в рабочем состоянии	1, 2, 3, 5, 6, 7, 8	Оценка статической прочности; оценка устойчивости
2	Действие постоянных, длительных временных самоуравновешенных и несомоуравновешенных 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
3	Действие постоянных, длительных временных самоуравновешенных и несомоуравновешенных нагрузок и воздействий в холодном (нерабочем) состоянии	1, 2, 3, 4, 5, 6, 8, 10	Оценка статической прочности; определение нагрузок на оборудование, опоры и конструкции; оценка перемещений
4	Расчет на малоцикловую усталость	Разность усилий по этапам 2 и 3	Оценка малоциклового усталости
Режим ПДКОН			
5	Действие постоянных, длительных временных, кратковременных и особых несомоуравновешенных нагрузок в рабочем состоянии	1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 11, 12, 13, 14, 15, 16	Оценка статической прочности; оценка устойчивости

Но- мер этапа	Этап расчета	Сочетание нагрузок и воздействий по таблице 6.1	Цель расчета
6	Действие постоянных, длительных временных, кратковременных и особых самоуравновешенных и несамоуравновешенных 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 «сейсмика»			
7	Действие постоянных, длительных временных, кратковременных несамоуравновешенных и сейсмических нагрузок в рабочем состоянии	1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, 16	Оценка статической прочности; оценка устойчивости
8	Действие постоянных, длительных временных, кратковременных и сейсмических самоуравновешенных и несамоуравновешенных нагрузок и воздействий в рабочем состоянии	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 16	Оценка нагрузок на оборудование, опоры и конструкции; оценка перемещений

8.2.3 Расчет по этапам 5, 6 должен быть выполнен с учетом неблагоприятных сочетаний нагрузок и воздействий. Учитываемые в расчетах типы кратковременных и особых нагрузок из таблицы 6.1 и их сочетания выбирает проектная организация из анализа реальных вариантов одновременного действия различных нагрузок на трубопровод. В зависимости от учитываемого состава нагрузок следует различать:

а) основные сочетания нагрузок, состоящие из постоянных (1 – 6), длительных временных (7 – 10) и кратковременных (11 – 15) нагрузок;

б) особые сочетания нагрузок, состоящие из постоянных (1– 6), длительных временных (7 – 10), кратковременных (11– 15) и одной из особых нагрузок (16). В особых сочетаниях нагрузок кратковременные нагрузки (11 – 15) допускается не учитывать.

8.2.4 Если трубопровод эксплуатируют при различных режимах работы (температура, давление, состояние вкл./выкл. насосов и задвижек, пропаривание, промывка, продувка и т.д.), то расчет следует выполнять для того режима работы, которому соответствуют наиболее тяжелые условия нагружения всех элементов трубопровода.

Если такой режим невозможно установить, то расчет выполняют для каждого из возможных режимов работы и производят проверку статической прочности, определяют нагрузки на оборудование по этапам 1, 2 или 5, 6 в зависимости от длительности режима (ПДН или ПДКОН).

8.2.5 Расчет трубопровода в состоянии испытаний производят в режиме ПДКОН. При этом расчетную температуру и давление принимают согласно 6.2.2. Вместо веса транспортируемого продукта задают вес вещества, которым проводятся испытания. Расчет в любом случае ведут как для среднетемпературного трубопровода. По этапу 5 учитывают нагрузки 1, 2, 3, 5, 6, 7, 8, а по этапу 6 – нагрузки 1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10 (см. таблицу 6.1).

8.2.6 Свойства материала (допускаемые напряжения $[\sigma]$, модуль упругости E , коэффициент линейного расширения α) при 20 °С и при расчетной температуре должны соответствовать государственным стандартам, техническим условиям и другим действующим нормативно-техническим документам и должны быть подтверждены сертификатами заводов-изготовителей.

Значения $[\sigma]$, E , α , ν определяют по нормативным и справочным данным с учетом влияния температуры и способа изготовления.

Значения $[\sigma]$, E , α определяют на этапах 1, 2, 5, 6 при расчетной температуре t , на этапе 3 – при температуре 20 °С (см. таблицу 8.2).

Если расчетная температура ниже 20 °С, то E , α и $[\sigma]$ допускается принимать при температуре 20 °С.

Для зарубежных материалов, соответствующих стандартам ASTM, EN, GB и другим свойства следует принимать согласно данным из соответствующих зарубежных стандартов ASME B31, ASME BPVC.II.D, EN 10216, 10217, 10220, 10253, GB и др.

8.2.7 На этапах 2 и 6 расчет ведут на положительный или отрицательный температурный перепад в соответствии с 6.2.6. На этапах 1, 3 и 5 расчет ведут при нулевом температурном перепаде (принимают $t = t_n$, см. таблицу 8.2).

8.2.8 На этапе 3 при определении влияния и направления сил трения необходимо учитывать, что перед началом охлаждения трубопровод имеет перемещения, обусловленные его нагревом в рабочем состоянии по этапу 2.

8.2.9 Напряжения на всех этапах расчета вычисляют по номинальной толщине стенки элемента.

8.2.10 Расчет трубопроводов при определении перемещений, нагрузок на опоры и оборудование и оценке устойчивости проводят по расчетной температуре

8.2.11 Расчет высокотемпературных трубопроводов на этапах 2, 3, 6 и 8 при оценке статической прочности ведут по фиктивным температурам $\chi \cdot t$ и $-\delta \cdot t$ (см. таблицу 8.2). Вводимые в расчет значения «собственных» смещений опор Δ от нагрева присоединенного оборудования должны быть также умножены на соответствующие коэффициенты χ и δ . «Собственные» смещения опор, не вызванные нагревом присоединенного оборудования (осадка фундамента), и предварительная (монтажная) растяжка на этапах 2, 3, 6 и 8 при оценке статической прочности высокотемпературных трубопроводов не учитывают.

Таблица 8.2 – Учет параметров на различных этапах расчета

Этап и цель расчета	Низко- и среднетемпературный трубопровод		Высокотемпературный трубопровод	
	t, Δ, Λ принимают равными	$[\sigma], E, \alpha$ принимают при	t, Δ, Λ принимают равными	$[\sigma], E, \alpha$ принимают при
Этапы 1, 5, 7	$t_H, 0, 0$	t	$t_H, 0, 0$	t
Этапы 2, 6, 8 Оценка перемещений; оценка устойчивости; определение нагрузок на оборудование, опоры и конструкции	t, Δ, Λ	t	t, Δ, Λ	t
Этапы 2, 6, 8 Оценка статической прочности	t, Δ, Λ	t	$\chi \cdot t, \chi \cdot \Delta, 0$	t
Этап 3 Оценка перемещений; определение нагрузок на оборудование, опоры и конструкции	t_H, Δ, Λ	20°C	$t_H, 0, 0$	20°C
Этап 3 Оценка статической прочности; определение нагрузок на оборудование, непо- движные опоры	t_H, Δ, Λ	20°C	$-\delta \cdot t, -\delta \cdot \Delta, 0$	20°C
Примечание: Δ – «собственные» смещения опор от нагрева присоединенного оборудования, Λ – предварительная (монтажная) растяжка и «собственные» смещения опор не от нагрева присоединенного оборудования.				

Значения коэффициентов χ и δ принимают по таблицам 8.3-8.6.

Нормативные значения коэффициентов χ и δ для других материалов, не представленных в таблицах 8.3-8.6, определяют из расчета релаксации напряжений на заданный назначенный ресурс с учетом физических свойств и характеристик длительной прочности и ползучести материала.

Для приближенных расчетов коэффициенты χ и δ допускается принимать для углеродистых и низколегированных сталей (например 20, 15ГС, 16ГС) по таблице 8.3, для легированных неаустенитных (например 12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 15ХМ, 12МХ) – по таблице 8.4, для легированных аустенитных (например Х18Н10Т, Х18Н12Т) – по таблице 8.5, для хромистых сталей с содержанием хрома 9% (например 10Х9МФБ) – по таблице 8.6.

При расчете высокотемпературных трубопроводов должны также выполняться требования 8.1.15.

Таблица 8.3 – Коэффициенты усреднения χ и релаксации δ компенсационных напряжений для углеродистых и низколегированных сталей (например 20, 15ГС, 16ГС)

Температура, °C	δ	χ
370	0,76	0,29
385	0,78	0,29
400	0,79	0,28
425	0,84	0,27
450	0,90	0,25
470	0,94	0,23
481	1,00	0,16
500	1,00	0,17

Таблица 8.4 – Коэффициенты усреднения χ и релаксации δ компенсационных напряжений для легированных неаустенитных сталей (например 12Х1МФ, 15Х1М1Ф, 15ХМ, 12МХ)

Температура, °C	δ	χ
370	0,60	0,37
400	0,63	0,36
450	0,71	0,33
500	0,80	0,30
550	0,97	0,24
560	1,00	0,23
600	1,00	0,14

Таблица 8.5 – Коэффициенты усреднения χ и релаксации δ компенсационных напряжений для легированных аустенитных сталей (например Х18Н10Т, Х18Н12Т)

Температура, °C	δ	χ
450	0,49	0,38
500	0,61	0,34
550	0,75	0,30
600	0,87	0,25
630	1,00	0,23
650	1,00	0,20
700	1,00	0,15

750	1,00	0,08
806	1,00	0,00
850	1,00	0,00

Таблица 8.6 – Коэффициенты усреднения χ и релаксации δ компенсационных напряжений хромистых сталей с содержанием хрома 9% (например 10X9МФБ)

Температура, °C	δ	χ
450	0,54	0,50
500	0,67	0,43
550	0,81	0,34
600	0,97	0,23
608	1,00	0,22
650	1,00	0,10
681	1,00	0,00
700	1,00	0,00

8.3 Применение и учет предварительной растяжки

8.3.1 Предварительную (монтажную) растяжку λ в низко- и высокотемпературных трубопроводах применяют для повышения их прочности и уменьшения нагрузок, передаваемых на опоры и оборудование в рабочем состоянии, а в среднетемпературных трубопроводах – для уменьшения нагрузок, передаваемых на опоры и оборудование. В высокотемпературных трубопроводах применение монтажной растяжки позволяет при определенных условиях понизить эффект накопления деформаций ползучести в наиболее напряженных участках трубопровода.

8.3.2 Применение предварительной растяжки обосновывают расчетом, так как ее воздействие может быть и отрицательным. Применять монтажную растяжку необязательно. Вопрос о целесообразности ее применения, а также о ее величине и месте выполнения следует решать с учетом конкретных особенностей трубопровода.

8.3.3 Следует назначать величину растяжки λ в низко- и среднетемпературных трубопроводах не более 50 % воспринимаемого температурного расширения, а в высокотемпературных – не более 100 % · δ .

8.3.4 Если качество предварительной растяжки не гарантируется, то расчет выполняют без ее учета. При оценке перемещений, устойчивости и нагрузок на опоры гарантируемую предварительную растяжку учитывают для низко- и среднетемпературного трубопроводов на этапах 2, 3, 6, 8, а для высокотемпературных – на этапах 2, 6, 8 (см. таблицу 8.2).

8.3.5 Для высокотемпературного трубопровода при расчете по этапу 2 монтажную растяжку учитывают только при определении нагрузок на оборудование. При этом расчет выполняют в двух вариантах (см. таблицу 8.2):

- с учетом монтажной растяжки и введением действительной температуры нагрева t для вычисления нагрузок на опоры;
- без учета растяжки и с введением фиктивной температуры нагрева χt – для вычисления напряжений в трубопроводе.

8.3.6 Если величина монтажной растяжки для высокотемпературного трубопровода превышает значение, указанное в 8.3.3, то обязательно проводят расчет по этапу 3. При этом не учитывают эффект саморастяжки в рабочем состоянии (т.е. расчет ведут как для среднетемпературного трубопровода).

8.3.7 Монтажную растяжку в расчете трубопровода учитывают заданием соответствующих взаимных смещений стыкуемых сечений.

8.4 Определение и оценка нагрузок на оборудование, опоры и строительные конструкции

8.4.1 Нагрузки, передаваемые трубопроводом на присоединенное оборудование, опоры и строительные конструкции, определяют на этапах 2, 3, 6 и 8 без учета распорного усилия от давления (см. 9.2.4).

8.4.2 Нагрузки на патрубки ротационного оборудования (насосов, компрессоров, турбин и т.д.) оцениваются при максимальных рабочих (эксплуатационных) параметрах. Значения допускаемых нагрузок устанавливаются заводами-изготовителями или нормативной документацией, в частности [7].

По согласованию с изготовителем нагрузки по режиму ПДКОН и «Сейсмика» (на этапах 6 и 8) допускается не оценивать.

8.4.3 Нагрузки на штуцера резервуаров, сосудов, аппаратов под давлением оцениваются при расчетных параметрах. Значения допускаемых нагрузок устанавливаются заводами-изготовителями или нормативной документацией, в частности [4].

Допускается вместо проверки допускаемых нагрузок узлов врезки штуцеров выполнять расчет места врезки численными методами, например методом конечных элементов, с последующей оценкой полученных результатов в соответствии с п. 8.10 [3].

При расчете нагрузок по режиму ПДКОН и «Сейсмика» (на этапах 6 и 8), допускаемые нагрузки на стальные сосуды и аппараты допускается умножать на повышающий коэффициент $k = 1,36$ по согласованию с изготовителем. Для сосудов и аппаратов из цветных металлов повышающий коэффициент k принимается равным отношению коэффициентов запаса прочности для рабочих условий и для условий монтажа п. 8.2 [3].

8.4.4 Горизонтальные нагрузки от сил трения на подвижные опоры трубопровода определяют из условия

$$\sqrt{q_x^2 + q_z^2} = \mu Q_Y, \quad (8.1)$$

где q_x – боковая составляющая силы трения (поперек оси трубы);
 q_z – продольная составляющая силы трения (вдоль оси трубы);
 μ – коэффициент трения, принимают по таблице 8.7;
 Q_Y – вертикальное давление трубопровода на подвижную опору;
 Δ_z, Δ_x – линейные перемещения из монтажного в рабочее (этап 2) или из рабочего в холодное состояние (этап 3) вдоль и поперек оси трубы соответственно.

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).

Компоненты силы трения q_x и q_z (рисунок 8.1) определяют последовательными приближениями в зависимости от перемещений трубопровода Δ_x и Δ_z .

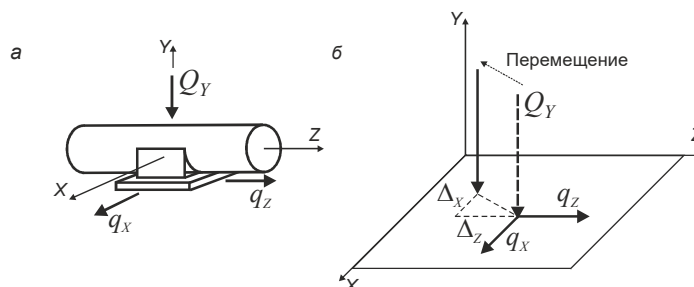


Рисунок 8.1 – Схема нагрузок на опору

Таблица 8.7 – Коэффициенты трения

Тип опоры	Коэфф. трения μ
Скользкая (сталь по стали)	0,3
Скользкая (полированная нержавеющая сталь по фторопласту)	0,1
Катковая, шариковая	0,1

8.5 Учет влияния компенсаторов при расчете трубопровода

8.5.1 Компенсаторы состоят из одного или нескольких гибких элементов (рисунок 8.2, а) и набора деталей, предназначенных для крепления гибких элементов, восприятия тех или иных нагрузок, присоединения к трубопроводу и т.д.

По конструктивно-технологическому исполнению гибкого элемента различают следующие типы компенсаторов: линзовые компенсаторы с гибкими элементами, сваренными из двух полулинз; сильфонные компенсаторы с гибкими элементами, полученными методом гидроформовки; компенсаторы с омегаобраз-

ными гофрами; резиновые компенсаторы; тканевые компенсаторы; сальниковые компенсаторы и некоторые другие.

В зависимости от характера перемещений, которые необходимо компенсировать, применяют следующие типы компенсаторов:

- осевые компенсаторы (рисунок 8.2, а-в);
- угловые компенсаторы (рисунок 8.2, з);
- сдвиговые компенсаторы (рисунок 8.3, а-в);
- универсальные: сдвигово-поворотные, сдвигово-осевые, поворотные-осевые, сдвигово-поворотные.

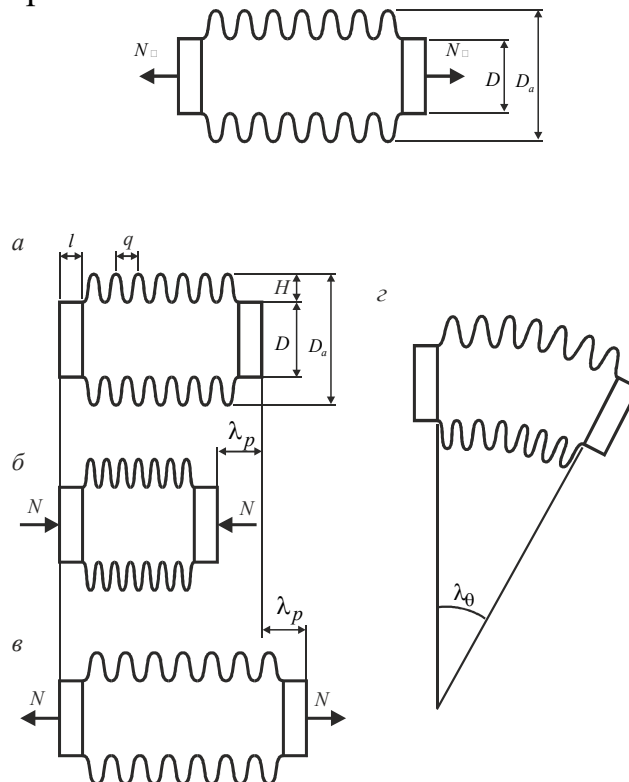


Рисунок 8.2 – Схема работы осевого и углового компенсаторов

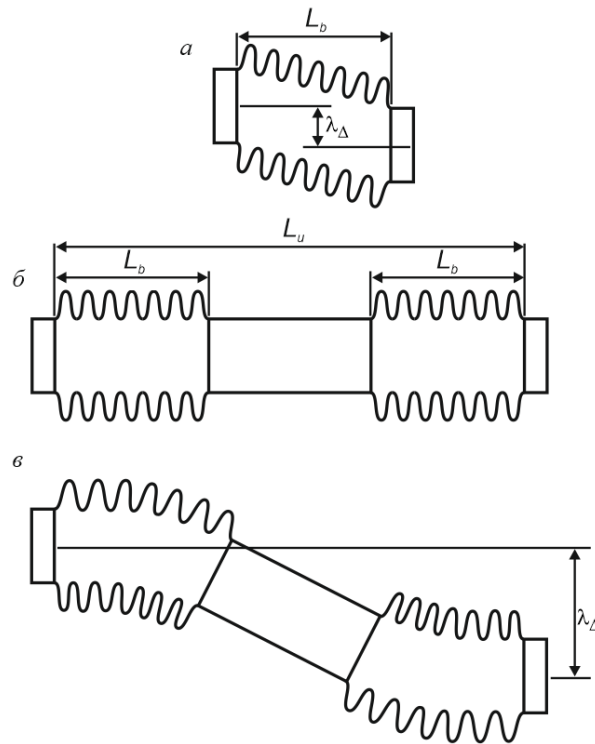


Рисунок 8.3 – Схемы работы сдвиговых компенсаторов

8.5.2 Компенсаторы выбирают по данным завода-изготовителя в зависимости от максимального расчетного давления, температуры, рабочей среды и компенсирующей способности.

8.5.3 Устанавливают компенсаторы согласно схемам и рекомендациям заводов-изготовителей.

8.5.4 При проверочном расчете трубопровода компенсаторы рассматривают как элемент, характеризуемый в зависимости от конструкции компенсатора, осевой, изгибной и/или сдвиговой жесткостью, определяемых по нормативным документам или по данным заводов-изготовителей.

8.5.5 Силу трения в сальниковом компенсаторе q_{yc} , Н, определяют как наибольшее значение, вычисленное по формулам:

$$q_{yc} = \frac{4000m}{A_c} L_c D_c \mu_c \pi; \quad (8.2)$$

$$q_{yc} = 2p L_c D_c \mu_c \pi, \quad (8.3)$$

где m – число болтов компенсатора;

A_c – площадь поперечного сечения набивки $A_c = \pi(d_{ic}^2 - D_c^2)/4$ мм²;

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

p – расчетное давление, принимаемое равным 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.

При определении силы трения по формуле (8.2) величину $4000t/A_c$ следует принимать не менее 1 МПа.

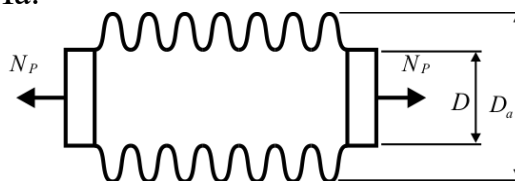


Рисунок 8.4 – Схема приложения распорных усилий в осевом компенсаторе

8.5.6 При расчете трубопровода необходимо учитывать распорное усилие в компенсаторе (рисунок 8.4), определяемое по формуле

$$N_p = pF_{eff}, \quad (8.4)$$

где F_{eff} – эффективная площадь, принимаемая по стандартам на осевые компенсаторы или по данным заводов-изготовителей, мм^2 .

В случае отсутствия данных о F_{eff} допускается принимать следующие значения:

$$F_{eff} = \frac{\pi}{16} (D_a + D)^2, \quad (8.5)$$

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

В поворотных и сдвиговых компенсаторах распорное усилие воспринимают стяжками. У осевых неразгруженных компенсаторов распорное усилие действует на участки трубопровода, примыкающие к компенсатору. Это усилие передается на опоры трубопровода, что следует учитывать при их расчете.

Для осевых полностью разгруженных компенсаторов принимается $F_{eff} = 0$.

8.5.7 Характеристика осевого компенсатора $[\lambda_p]$ называется компенсирующей способностью на растяжение или сжатие.

8.5.8 При выполнении поверочного расчета трубопровода должны выполняться следующие условия:

- расчетное перемещение осевого компенсатора не должно превышать его компенсирующую способность на растяжение или сжатие (допустимый осевой ход):

$$\lambda_p \leq [\lambda_p]; \quad (8.6)$$

- угол поворота углового компенсатора не должен превышать допустимый угловой ход:

$$\lambda_\theta \leq [\lambda_\theta]; \quad (8.7)$$

- сдвиговое перемещение сдвигового компенсатора не должно превышать допустимый боковой ход:

$$\lambda_\Delta \leq [\lambda_\Delta]; \quad (8.8)$$

где $\lambda_p, \lambda_\theta, \lambda_\Delta$ – расчетные перемещения и углы поворота компенсаторов, определяемые на основании расчета трубопровода в целом;

$[\lambda_p]$, $[\lambda_\theta]$, $[\lambda_\Delta]$ – допускаемые величины перемещений компенсатора соответственно на растяжение-сжатие (компенсирующая способность), сдвиг (допустимый боковой ход) и изгиб (допустимый угловой ход), которые устанавливает завод-изготовитель по результатам испытаний компенсатора на выносливость при заданной наработке, соответствующей режиму эксплуатации трубопровода.

Для универсального компенсатора, испытывающего одновременно осевые, изгибные и сдвиговые деформации, при отсутствии рекомендаций завода-изготовителя должно выполняться условие:

$$\frac{|\lambda_p|}{[\lambda_p]} + \frac{|\lambda_\theta|}{[\lambda_\theta]} + \frac{|\lambda_\Delta|}{[\lambda_\Delta]} \leq 1. \quad (8.9)$$

В случае отсутствия информации о допускаемом угловом $[\lambda_\theta]$ и сдвиговом перемещении $[\lambda_\Delta]$, допускается применять условие для одного сильфона:

$$\lambda_p + |\lambda_\theta| \frac{D_m}{2} + |\lambda_\Delta| \frac{3D_m}{L_b} \leq [\lambda_p]. \quad (8.10)$$

Для сдвоенного сильфона:

$$\lambda_p + |\lambda_\theta| \frac{D_m}{4} + |\lambda_\Delta| \frac{3D_m}{2L_b^2} \cdot \frac{L_u}{1 + 3(L_u/L_b - 1)^2} \leq [\lambda_p]. \quad (8.11)$$

где L_b – длина одного сильфона (гофрированной части), L_u – расстояние между противоположными концами сильфонов (гофрированной части).

9 Поверочный расчет трубопроводов на прочность с давлением до 10 МПа

9.1 Условия статической прочности и малоциклового усталости

9.1.1 Условия прочности всех этапов расчета приведены в таблице 9.1. Оценку прочности для среднетемпературных трубопроводов на этапах 2 и 3 производят только для прямых труб, при этом эквивалентное напряжение принимается не менее $|\sigma_{zN}|$. Критерии прочности прямых труб и деталей на этапе 6 для среднетемпературных трубопроводов отличаются. Оценку прочности для среднетемпературных трубопроводов на этапе 8 и для высокотемпературных трубопроводов на этапах 4, 8 не производят. Проверку малоциклового усталости производят согласно 9.6.

9.1.2 Если трубопровод состоит из средне- и высокотемпературных участков, то производят два расчета трубопровода: первый как для среднетемпературного, второй – как для высокотемпературного. Условия оценки прочности для среднетемпературных участков и соединительных деталей принимают из первого расчета, а для высокотемпературных участков и соединительных деталей – из второго расчета.

Таблица 9.1 – Критерии прочности

Этап	Нагрузки	Условие прочности	
		Среднетемпературный трубопровод	Высокотемпературный трубопровод
Режим ПДН			
1	Действие постоянных и длительных временных несоуравновешенных нагрузок в рабочем состоянии	$\sigma_e \leq 1,1 \sigma $	$\sigma_e \leq 1,1 \sigma $
2	Действие постоянных, длительных временных самоуравновешенных и несоуравновешенных нагрузок и воздействий в рабочем состоянии	для прямых труб $\sigma_e \leq 1,5 \sigma $ для деталей не проверяется	$\sigma_e \leq 1,5 \sigma $
3	Действие постоянных, длительных временных самоуравновешенных и несоуравновешенных нагрузок и воздействий в холодном (нерабочем) состоянии	для прямых труб $\sigma_e \leq 1,5 \sigma _{20}$ для деталей не проверяется	$\sigma_e \leq 1,5 \sigma _{20}$
4	Расчет на малоцикловую усталость	$\Delta\sigma_{e,1} \leq [\Delta\sigma_e]$	—
Режим ПДКОН			
5	Действие постоянных, длительных временных, кратковременных и особых несоуравновешенных нагрузок в рабочем состоянии	$\sigma_e \leq 1,5[\sigma]$	$\sigma_e \leq 1,5[\sigma]$
6	Действие постоянных, длительных временных, кратковременных и особых самоуравновешенных и несоуравновешенных нагрузок и воздействий в рабочем состоянии	для прямых труб $\sigma_e \leq 1,9[\sigma]$ для деталей $\sigma_e \leq 1,5([\sigma] + [\sigma]_{20})$	$\sigma_e \leq 1,9[\sigma]$
Режим «сейсмика»			
7	Действие постоянных, длительных временных, кратковременных несоуравновешенных и сейсмических нагрузок в рабочем состоянии	$\sigma_e \leq 1,5[\sigma]$	$\sigma_e \leq 1,5[\sigma]$
8	Действие постоянных, длительных временных, кратковременных и сейсмических самоуравновешенных и несоуравновешенных нагрузок и воздействий в рабочем состоянии	От осевой растягивающей силы $\sigma_e \leq 0,005E$ От осевой сжимающей силы	

		$\sigma_e \leq 0.375E \frac{S}{D_a} - 0.001875E + 2250E \left(\frac{PD_a}{2ES} \right)^2$ <p>От осевой силы и изгибающих моментов</p> $\sigma_e \leq 6[\sigma]$
--	--	--

9.2 Расчетные напряжения в трубах и соединительных деталях

9.2.1 Среднее окружное напряжение от внутреннего давления при отсутствии колец жесткости определяют по формуле

$$\sigma_h = \frac{p(D_a - s)}{2\varphi_y s} \quad (9.1)$$

При расчете напряжений в трубах с кольцами жесткости значение σ_h вычисляют по формуле

$$\sigma_h = \pm \max(\sigma_1; \sigma_2), \quad (9.2)$$

где знак «+» принимают при избыточном внутреннем давлении и знак «-» – при наружном (вакуумный трубопровод);

σ_1 – эффективное кольцевое напряжение в участке трубы между кольцами жесткости

$$\sigma_1 = \frac{|p|(D_a - s)}{2\varphi_y s} \cdot \frac{sD_a + b^2 \varphi_w / \varphi_y}{2sD_a + b^2}; \quad (9.3)$$

σ_2 – эффективное кольцевое напряжение в трубе с учетом укрепления кольцами жесткости

$$\sigma_2 = \frac{|p|(D_a - s) - 2 \frac{A_k}{l} \varphi_L [\sigma]_k}{2\varphi_y s}, \quad (9.4)$$

где b – расстояние между торцами колец жесткости (рисунок 14.1);

l – расстояние между осями колец жесткости;

A_k – площадь поперечного сечения кольца жесткости;

$[\sigma]_k$ – допускаемое напряжение для кольца жесткости при расчетной температуре;

φ_L – коэффициент прочности сварных швов колец жесткости.

9.2.2 Максимальное изгибное напряжение от давления грунта при бесканальной прокладке σ_b определяется из расчета сечения трубы с учетом бокового отпора окружающего грунта, внутреннего давления и давления вышележащих слоев грунта. Также, может быть учтено влияние веса наземного транспорта и влияния распорных усилий от давления в трубе на изгибную жесткость.

9.2.3 Суммарное окружное напряжение рассчитывают по формуле

$$\sigma_{\varphi} = \sigma_h + |\sigma_b|. \quad (9.5)$$

9.2.4 Суммарное среднее осевое напряжение от осевой силы и изгибающего момента

$$\sigma_z = \sigma_{zN} \pm \sigma_{zM}, \quad (9.6)$$

где σ_{zN} – напряжение от осевой силы

$$\sigma_{zN} = k_p \frac{i_a N_{eff} + N_p}{\varphi_w F}, \quad (9.7)$$

N_p – распорное осевое усилие от давления,

$$N_p = p \frac{\pi(D_a - 2s)^2}{4};$$

N – истинная осевая сила, вычисленная методами строительной механики с учетом распорных усилий от давления; при растяжении осевая сила положительная, при сжатии – отрицательная;

N_{eff} – эффективная осевая сила, без учета распорных усилий от давления;

$$N_{eff} = N - N_p$$

σ_{zM} – осевое напряжение от изгибающего момента, равное

$$\sigma_{zM} = \frac{k_p}{\varphi_{bw} W} \sqrt{(i_0 M_0)^2 + (i_i M_i)^2}, \quad (9.8)$$

k_p – коэффициент перегрузки, принимаемый согласно 8.1.15;

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

Эквивалентные напряжения вычисляются как при положительном значении осевого напряжения от изгибающего момента, так и при отрицательном значении. Окончательно принимается наибольшее эквивалентное напряжение.

9.2.5 Касательное напряжение от кручения

$$\tau = k_p \frac{i_t M_t}{2W}. \quad (9.9)$$

9.2.6 Характеристики сечения труб определяют по формулам:

$$W = \frac{\pi D_a^3}{32} \left(1 - \left(\frac{D_a - 2s}{D_a} \right)^4 \right); \quad (9.10)$$

$$F = \pi(D_a - s)s.$$

9.2.7 При расчете напряжений в соединительных деталях трубопровода коэффициенты прочности сварного шва принимают $\varphi_y = 1$, $\varphi_w = 1$ и $\varphi_{bw} = 1$, а также $\sigma_b = 1$.

9.2.8 При расчете напряжений в прямых трубах коэффициенты интенсификации принимают $i_t = i_a = i_0 = i_i = 1$.

9.2.9 При значениях коэффициентов i_0, i_i, i_a, i_t меньше единицы они при расчете должны быть приняты равными единице.

9.2.10 Для тройниковых соединений коэффициенты интенсификации имеют различные значения в сечениях магистрали (А-А, Б-Б) и ответвления (В-В, рисунок 9.3) – $i_{ob}, i_{ib}, i_{ab}, i_{tb}$.

9.2.11 Коэффициенты интенсификации напряжений для самоуравновешенных нагрузок i_0, i_i, i_a, i_t (по этапам 2, 3, 4, 6, 8) определяют по данным натурных или численных экспериментов согласно 9.2.13. При отсутствии такой возможности допускается определять согласно 9.3 - 9.6. При этом, если значения i_t и i_a не указаны, то принимают $i_t = 1$ и $i_a = 1$. Коэффициенты применимы при соблюдении соотношения $s/D_a \geq 0,01$ и $90^\circ \geq \gamma \geq 87^\circ$, где γ – угол между осями магистрали и ответвления (рисунок 7.4).

9.2.12 Коэффициенты интенсификации напряжений для несамоуравновешенных нагрузок (по этапам 1, 5 и 7) определяют по данным натурных или численных экспериментов согласно 9.2.13. При отсутствии такой возможности допускается принимать как 75% значений для самоуравновешенных нагрузок, то есть $0,75i_0, 0,75i_i, 0,75i_a, 0,75i_t$ но не менее 1,0.

9.2.13 Численный метод расчета (численное моделирование) должен учитывать фактические геометрические особенности изделия, иметь возможность реализации упругого поведения материала изделия с учетом изменения свойств в зависимости от температуры, а также позволять моделировать заданные условия нагружения. В частности, для численного метода может быть выбран метод конечных элементов, при использовании оболочечных или объемных конечных элементов.

Коэффициент интенсификации при численном моделировании определяется как

$$i = \frac{K_f \sigma_{max}}{2 \sigma_{nom}}, \quad (9.11)$$

где

σ_{max} – максимальное эквивалентное напряжение (местное мембранное, местное от изгиба и температурного расширения) из расчета численными методами,

σ_{nom} – номинальное напряжение в изделии, возникающее в трубе с тем же сечением. В частности, при расчете изгибных коэффициентов интенсификации напряжений, номинальное напряжение $\sigma_{nom} = M/W$,

K_f – коэффициент учета пиковых напряжений. Это коэффициент концентрации напряжений K_σ , который учитывает влияние концентратора напряжений на усталостную прочность. K_f это отношение усталостной прочности компонента без концентратора к усталостной прочности того же компонента с концентратором. Получается в результате сравнения численных расчетов с экспериментальными данными того же компонента на усталость. При отсутствии данных рекомендуется принимать для сварных швов соединений $K_f = 1.35$ или определять в соответствии с п.7.2 [6].

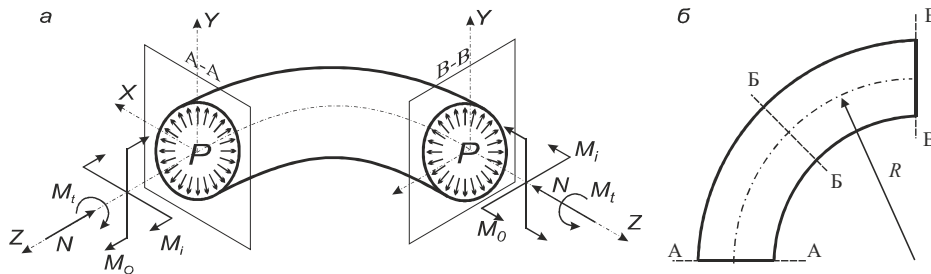
9.2.14 Эквивалентные напряжения для расчетного сечения трубопровода вычисляют по формуле

$$\sigma_e = \max(|\sigma_\varphi|, |\sigma_z|, \sqrt{\sigma_\varphi^2 - \sigma_\varphi \sigma_z + \sigma_z^2 + 3\tau^2}). \quad (9.12)$$

9.3 Коэффициенты интенсификации отводов и косых стыков

9.3.1 Напряжения в отводах определяют в соответствии с 9.2.1 – 9.2.14 для трех сечений А-А, Б-Б, В-В (рисунок 9.1, б).

Для каждого сечения должны выполняться условия статической прочности согласно 9.1.1 и условия малоциклового усталости согласно 9.6.8.



а – схема нагружения в расчетном сечении; б – расчетные сечения

Рисунок 9.1 – Расчетная схема отвода

Коэффициенты интенсификации для отводов i_0 и i_i вычисляют по формулам:

- для гнутых, крутоизогнутых и штампованных отводов

$$i_0 = \frac{0,75}{\lambda^{2/3} \omega_p} \cdot \Omega; \quad (9.13)$$

$$i_i = \frac{0,9}{\lambda^{2/3} \omega_p} \cdot \Omega;$$

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

$$i_0 = i_i = \frac{0,9}{\lambda^{2/3} \omega_p} \cdot \Omega, \quad (9.14)$$

где ω_p – коэффициент учета влияния внутреннего давления. На этапе 3 принимают $\omega_p = 1$, а на других этапах

$$\omega_p = 1 + 3,25 \left[\frac{p}{E} \left(\frac{D_a - s}{2s} \right)^{5/2} \left(\frac{2R}{D_a - s} \right)^{2/3} \right]; \quad (9.15)$$

λ – коэффициент гибкости отвода, принимаемый по формуле

$$\lambda = \frac{4Rs}{(D_a - s)^2}. \quad (9.16)$$

Формула (9.14) справедлива для секторных отводов, у которых $L' \geq 6s$ и $\theta \leq 22,5^\circ$ (см. рисунок 7.1, б).

Коэффициент Ω принимают:

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

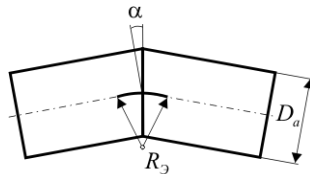


Рисунок 9.2 – Косой стык

9.3.2 Для косых стыков (рисунок 9.2) при $\alpha \leq 22,5^\circ$ допускается использовать формулу (9.14), при этом принимают $\Omega = 1$ и в формулы (9.16) и (9.15) подставляют эквивалентный радиус $R_э$:

$$R_э = \frac{D_a - s}{4} (1 + \operatorname{ctg} \alpha). \quad (9.17)$$

Если расстояние L между косыми стыками

$$L < \frac{D_a - s}{2} (1 + \operatorname{tg} \alpha), \quad (9.18)$$

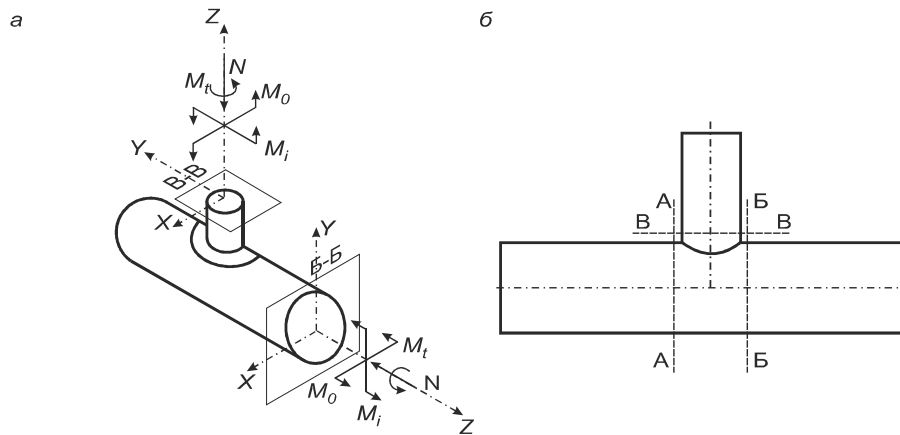
то такие косые стыки следует считать как один секторный отвод с радиусом

$$R_э = \frac{L \cdot \operatorname{ctg} \alpha}{2}. \quad (9.19)$$

9.4 Коэффициенты интенсификации тройников и врезок

9.4.1 Напряжения в тройниках определяют согласно 9.2.1 – 9.2.14 для сечений А-А, Б-Б и В-В (рисунок 9.3).

Для каждого сечения следует выполнять условия статической прочности согласно 9.1.1 и условия малоциклового усталости согласно 9.6.8, при этом допускаемые напряжения для ответвления и магистрали могут отличаться (в случае различных марок стали ответвления и магистрали во врезках).



a – схема нагружения в расчетных сечениях, *б* – расчетные сечения

Рисунок 9.3 – Расчетная схема тройника (врезки)

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

Для сварных тройников без укрепляющих накладок

$$H = \frac{2s}{(D_a - s)}. \quad (9.20)$$

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

- при $s_n \leq 1,5s$

$$H = \frac{2(s + 0,5s_n)^{5/2}}{s^{3/2}(D_a - s)}; \quad (9.21)$$

- при $s_n > 1,5s$

$$H = \frac{8s}{D_a - s}. \quad (9.22)$$

Для штампованных тройников и свеполетов, конструкция которых соответствует рисунку 7.3, *б*,

при $r_o \geq 0,125d_a$ и $s_b \geq 1,5s$

$$H = 4,4 \frac{2s}{D_a - s}, \quad (9.23)$$

при $r_o < 0,125d_a$ или $s_b < 1,5s$

$$H = 3,1 \frac{2s}{D_a - s}.$$

Для тройников с вытянутой горловиной при $r_o \geq 0,005d_a$ и $s_b < 1,5s$

$$H = \left(1 + \frac{2r_o}{D_a - s}\right) \frac{2s}{D_a - s}. \quad (9.24)$$

Для велдолетов (бобышек приварных)

$$H = 3,3 \frac{2s}{D_a - s}. \quad (9.25)$$

При расчете ответвления (сечение В-В) в формулы 9.4.2 вместо номинальной толщины стенки s подставляют эквивалентную s_e , определяемую согласно 9.4.3.

9.4.3 Эквивалентная толщина стенки в сечении ответвления составляет:

- при наличии внутреннего давления ($p \neq 0$)

$$s_e = (s - c) s_R / \max(s_R, s_{Rh}) + c, \quad (9.26)$$

где s – номинальная толщина стенки,

s_R – расчетная толщина стенки магистрали без учета ослабления отверстием, определяемая по 7.2.1;

s_{Rh} – расчетная толщина стенки магистрали с учетом ослабления отверстием, определяют согласно 7.5.3.

- при отсутствии внутреннего давления ($p = 0$)

$$s_e = (s - c) \varphi_{RD} / \varphi_y + c. \quad (9.27)$$

Здесь φ_d вычисляют по формуле (7.19), а φ_{RD} принимают как наименьшее значение из φ_d и φ_y (φ_d вычисляют по формуле 7.19):

$$\varphi_{RD} = \min(\varphi_d; \varphi_y). \quad (9.28)$$

Для тройников при $75^\circ > \gamma \geq 45^\circ$ вместо φ_d подставляют значение

$$\varphi_d = \frac{p(D_a - S_{Rh})}{2[\sigma]S_{Rh}}. \quad (9.29)$$

Если $p = 0$, то $\varphi_d = 1$.

9.4.4 Коэффициент интенсификации напряжений изгиба при действии изгибающего момента поперек плоскости тройника:

- в сварном тройнике с отношением наружного диаметра ответвления к наружному диаметру магистрали $d_a/D_a > 0,5$

$$i_o = \frac{1,8}{H^{2/3}}; \quad (9.30)$$

- в сварном тройнике с отношением $d_a/D_a \leq 0,5$, а также в штампованном (штампосварном) тройнике

$$i_o = \frac{0,9}{H^{2/3}}; \quad (9.31)$$

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

$$i_i = \frac{0,675}{H^{2/3}} + 0,25. \quad (9.32)$$

9.4.5 Характеристики сечения при расчете магистрали (сечения А-А и Б-Б) определяют по формулам (9.10), а при расчете ответвления (сечение В-В) – по формулам:

$$W = \frac{\pi}{4} (d_a - s_b)^2 s_{Rb}, \quad F = \pi (d_a - s_b) s_{Rb}, \quad (9.33)$$

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

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

а при расчете штампованных и штампосварных тройников – как наименьшее значение из величин s_e и $s_b i_i$

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

9.4.6 Врезки, конструкция которых соответствует рисунку 7.3, рассчитывают по формулам сварных тройников.

9.5 Коэффициенты интенсификации переходов и соединений

9.5.1 Напряжения в концентрических и эксцентрических переходах, конструкция которых соответствует рисунку 7.2, определяют согласно 9.2.1 – 9.2.14. При этом коэффициенты интенсификации определяют по формулам:

$$\begin{aligned} i_o = i_i &= 1,2 + 0,006(\alpha s_1/s_2)^{0,8}(D_2/s_2)^{0,25} \\ i_t &= 0,6 + 0,003(\alpha s_1/s_2)^{0,8}(D_2/s_2)^{0,25}. \end{aligned} \quad (9.34)$$

где α – угол конусности в градусах.

Формула (9.34) справедлива при $5 < \alpha < 60^\circ$, $0,0125 < s_2/D_2 \leq 0,2$ и $1 < s_1/s_2 \leq 2,12$.

9.5.2 Коэффициенты интенсификации для различных видов соединений принимают:

- Поперечный сварной шов между трубами

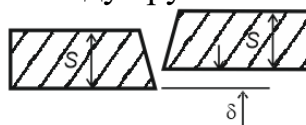


Рисунок 9.4 – Поперечный сварной шов между

Если $\delta/s \leq 0,13$

$$i_o = i_i = i = 1$$

Если $\delta/s > 0,13$

$$i_o = i_i = 0,9 + 2,7\delta/s \leq 1,9$$

$$i_t = 0,45 + 1,35\delta/s \leq 1,9$$

δ – средний эксцентриситет между стенками соседних труб

s – толщина стенки трубы

- Наклонный шов при сварке труб различной толщины

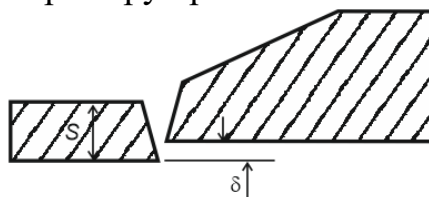


Рисунок 9.5 – Наклонный шов при сварке труб различной толщины

$$i = i_a = i_o = i_i = 1,3 + 0,0036D/s + 3,6\delta/s \leq 1,9$$

$$i_t = 1,3$$

δ – средний эксцентриситет

s – меньшая толщина стенки трубы

D – диаметр трубы с меньшей толщиной стенки

- Резьбовой фланец

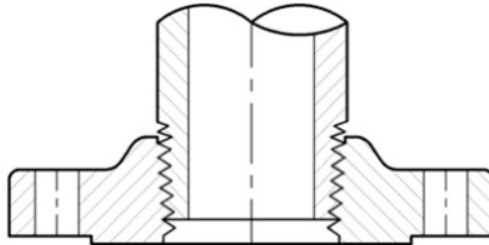


Рисунок 9.6 – Резьбовой фланец

$$i_t = i_a = i_o = i_i = 2,3$$

- Накладной фланец с одинарной сваркой

$$i_t = i_a = i_o = i_i = 1,3$$

- Накладной фланец с двойной сваркой

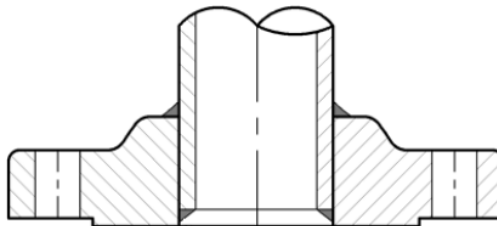


Рисунок 9.7 – Накладной фланец с двойной сваркой

$$i_t = i_a = i_o = i_i = 1,2$$

- Свободно - вращающийся фланец

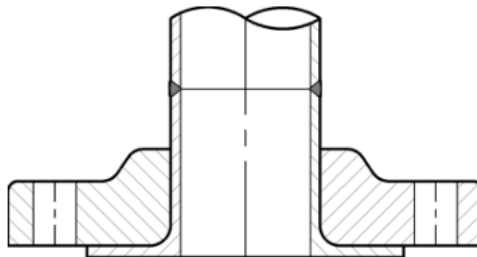


Рисунок 9.8 – Свободно - вращающийся фланец

$$i_t = i_a = i_o = i_i = 1,6$$

- Раструбный фланец необработанный

$$i_t = i_a = i_o = i_i = 2,1$$

- Раструбный фланец обработанный

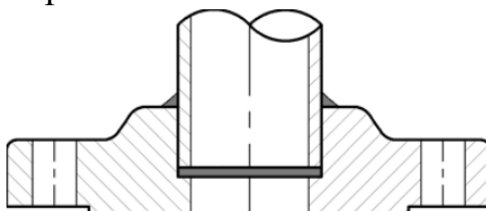


Рисунок 9.9 – Раструбный фланец

$$i_t = i_a = i_o = i_i = 1,3$$

9.6 Расчет на малоцикловую усталость

9.6.1 Оценку малоцикловой усталости проводят при числе полных циклов N_c не более 10^5 на основе анализа усилий, определяемых по данным упругого расчета на этапах 2 и 3. Основной расчетной нагрузкой является малоцикловое температурное воздействие, вызываемое колебаниями температуры.

9.6.2 На основе вероятностной оценки условий эксплуатации в течение года задают температурную историю, составленную из полных циклов с различными изменениями температуры [2]. Температурная история имеет 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.

$$\tau_1 > \tau_2 > \dots > \tau_k,$$

$$\Delta t_1 > \Delta t_2 > \dots > \Delta t_k,$$

причем Δt_1 и τ_1 относятся к циклу с наибольшим изменением температуры.

Каждый цикл i -го типа характеризуется частотой повторения N_{0i} в определенном интервале времени τ_i и изменением температуры Δt_i .

Допускается не учитывать изменения температуры в пределах $\pm 2,5$ % от наибольшего значения, принятого в расчете.

9.6.3 При оценке малоцикловой усталости расчетный срок эксплуатации трубопровода t_c рекомендуется принимать не менее 20 лет, если в задании на проектирование не оговорен иной срок.

9.6.4 Приведенные к холодному (нерабочему) состоянию размахи знакопеременных усилий для цикла с наибольшим изменением температуры определяют на этапе 4 расчета для каждого расчетного сечения как разность усилий на этапах 2 и 3:

$$\begin{aligned} M_0 &= E_{20} \left(M_0^{\text{раб}} / E - M_0^{\text{хол}} / E_{20} \right), \\ M_i &= E_{20} \left(M_i^{\text{раб}} / E - M_i^{\text{хол}} / E_{20} \right), \\ M_t &= E_{20} \left(M_t^{\text{раб}} / E - M_t^{\text{хол}} / E_{20} \right), \\ N &= E_{20} \left(N^{\text{раб}} / E - N^{\text{хол}} / E_{20} \right), \end{aligned} \tag{9.35}$$

где $M_0^{\text{раб}}, M_i^{\text{раб}}, M_t^{\text{раб}}, N^{\text{раб}}$ – моменты и продольное усилие в рабочем состоянии трубопровода;

$M_0^{\text{хол}}, M_i^{\text{хол}}, M_t^{\text{хол}}, N^{\text{хол}}$ – то же в холодном (нерабочем) состоянии трубопровода.

9.6.5 По изменениям знакопеременных усилий определяют:

- переменные напряжения от изменений осевой силы, изгибающего момента ($\Delta\sigma_z$) и крутящего момента ($\Delta\tau$) – по формулам (9.7), (9.8) и (9.9);
- переменные напряжения от внутреннего давления $\Delta\sigma_\varphi$ – по формуле (9.5);
- размах эквивалентных напряжений для цикла с наибольшей расчетной температурой, вычисляемый по формуле

$$\Delta\sigma_{e,1} = \sqrt{\Delta\sigma_\varphi^2 - \Delta\sigma_\varphi\Delta\sigma_z + \Delta\sigma_z^2 + 3\Delta\tau^2}. \quad (9.36)$$

9.6.6 Размахи эквивалентных напряжений с меньшей температурой согласно температурной истории рассчитывают по формуле

$$\Delta\sigma_{e,i} = \frac{\Delta t_i}{\Delta t_{1i}} \Delta\sigma_{e,1}, \quad i = 2, 3, \dots, k. \quad (9.37)$$

9.6.7 Допускаемый размах эквивалентных напряжений, МПа, выбирают по формуле

$$[\Delta\sigma_e] = \min([\Delta\sigma], [\Delta\sigma_N]), \quad (9.38)$$

где $[\Delta\sigma_N]$ – допускаемый размах эквивалентных напряжений из условия малоциклового усталости, определяемый согласно таблице 9.2;

$[\Delta\sigma]$ – допускаемый размах эквивалентных напряжений, определяемый согласно таблице 9.2;

N_c – расчетное число полных циклов нагружения (полных пусков и остановов).

A_t^1 – коэффициент приведения к температуре 20 °С

$$A_t^1 = \begin{cases} [\sigma]/[\sigma]_{20} & \text{при } t > 20^\circ\text{C} \\ 1,0 & \text{при } t \leq 20^\circ\text{C} \end{cases}, \quad (9.39)$$

n_N, n_σ – коэффициенты запаса прочности по числу циклов и по напряжениям, принимаемые:

- для трубопроводов из алюминия, меди и их сплавов $n_N = 20, n_\sigma = 2,0$;
- для трубопроводов из титана и его сплавов $n_N = 30, n_\sigma = 2,5$;

A_t^2, A, B – коэффициенты, принимаемые согласно таблице 9.3. При $A_t^2 > 1,0$ принимают $A_t^2 = 1,0$.

Таблица 9.2 – Допускаемый размах напряжений

Материал трубопровода	$[\Delta\sigma_N]$	$[\Delta\sigma]$
Трубопроводы из углеродистой и низколегированной (неаустенитной) стали	$80A_t^1(1 + 1200N_c^{-0,533})^{0,625}$	$1,5([\sigma] + [\sigma]_{20})$
Трубопроводы из аустенитной стали	$110A_t^1(1 + 1000N_c^{-0,533})^{0,625}$	$1,5([\sigma] + [\sigma]_{20})$

Трубопроводы из алюминия, меди, титана и их сплавов	$A_t^2 \frac{A}{\sqrt{n_N N_c}} + \frac{B}{n_\sigma}$	$1,25([\sigma] + [\sigma]_{20})$
---	---	----------------------------------

9.6.8 Малоцикловую усталость трубопровода на этапе 4 обеспечена, если выполняется условие

$$\Delta\sigma_{e,1} \leq [\Delta\sigma_e]. \quad (9.40)$$

9.6.9 В случае расчета врезки из различных материалов определяющим является материал, дающий наименьшее значение $[\Delta\sigma_e]$.

Таблица 9.3 – Коэффициенты для расчета малоцикловой усталости

Материал	A , МПа	B , МПа	A_t^2
Сплавы алюминия марок АМцС, АМг2, АМг3	$0,18 \cdot 10^5$	$0,4R_{m/t}$	$\frac{2300 - t}{2300}$
Сплавы алюминия марок АМг5, АМг6	$0,086 \cdot 10^5$	$0,4R_{m/t}$	$\frac{2300 - t}{2300}$
Медь марок М2, М3, М3р	$0,39 \cdot 10^5$	$0,5R_{m/t}$	$\frac{3200 - t}{3200}$
Медные сплавы марок ЛС59-1, Л63, ЛО62-1, ЛЖМц	$0,3 \cdot 10^5$	$0,4R_{m/t}$	$\frac{3200 - t}{3200}$
Титан марок ВТ1-0, ВТ1-00	$0,46 \cdot 10^5$	$0,4R_{m/t}$	$\frac{1200 - t}{1200}$ $\frac{1200 - t}{1200}$
Титановый сплав марки ОТ4-0	$0,33 \cdot 10^5$	$0,4R_{m/t}$	$\frac{1200 - t}{1200}$ $\frac{1200 - t}{1200}$
Титановый сплав марки АТ3	$0,31 \cdot 10^5$	$0,4R_{m/t}$	$\frac{3200 - t}{3200}$ $\frac{3200 - t}{3200}$

9.6.10 Расчетное число полных циклов при $N_c \leq 10^5$ вычисляются по формуле

$$N_c = N_{c,1} + \sum_{i=2}^n (R_i N_{c,i}), \quad (9.41)$$

где $N_{c,1}$ – число полных циклов с размахами эквивалентных напряжений $\Delta\sigma_{e,1}$;
 n – число ступеней амплитуд эквивалентных напряжений $\Delta\sigma_{e,i}$ с числом циклов на каждой ступени, равным $N_{c,i}$;

R_i – коэффициент, равный:

- для трубопроводов из углеродистой и низколегированной (неаустенитной) стали

$$R_i = \frac{\left[\left(\frac{\Delta\sigma_{e,i}}{A_t^{180}} \right)^{1,6} - 1 \right]^{1,875}}{\left[\left(\frac{\Delta\sigma_{e,1}}{A_t^{180}} \right)^{1,6} - 1 \right]^{1,875}} ; \quad (9.42)$$

- для трубопроводов из аустенитной стали

$$R_i = \frac{\left[\left(\frac{\Delta\sigma_{e,i}}{A_t^{110}} \right)^{1,6} - 1 \right]^{1,875}}{\left[\left(\frac{\Delta\sigma_{e,1}}{A_t^{110}} \right)^{1,6} - 1 \right]^{1,875}} ; \quad (9.43)$$

- для трубопроводов из алюминия, меди, титана и их сплавов

$$R_i = \frac{\left[\Delta\sigma_{e,i} - \frac{B}{n_\sigma} \right]}{\left[\Delta\sigma_{e,1} - \frac{B}{n_\sigma} \right]} . \quad (9.44)$$

- 9.6.11 Расчетное число пусков из холодного состояния для трубопровода определяется как минимальное значение $[N_{c,1}]$ для всех труб и деталей трубопровода, определяемое по формулам таблицы 9.4.

$\Delta\sigma_{e,1}$ - размах эквивалентных напряжений в трубе или детали для цикла с наибольшей расчетной температурой.

Таблица 9.4 – Допускаемый размах напряжений

Материал трубопровода	$[N_{c,1}]$
Трубопроводы из углеродистой и низколегированной (неаустенитной) стали	$\left[\frac{1200}{\left(\frac{\Delta\sigma_{e,1}}{A_t^{180}} \right)^{1,6} - 1} \right]^{1,875}$
Трубопроводы из аустенитной стали	$\left[\frac{1000}{\left(\frac{\Delta\sigma_{e,1}}{A_t^{110}} \right)^{1,6} - 1} \right]^{1,875}$
Трубопроводы из алюминия, меди, титана и их сплавов	$\frac{1}{n_N} \left[\frac{A_t^2 A}{\Delta\sigma_{e,1} - \frac{B}{n_\sigma}} \right]^2$

10 Поверочный расчет трубопроводов на прочность с давлением свыше 10 МПа

10.1 Общие положения

10.1.1 Поверочный расчет трубопроводов с давлением свыше 10 МПа выполняют согласно разделу 9, за исключением формул для расчета напряжений в отводах, тройниках(врезках), приведенных в 9.3 и 9.4. Эти напряжения следует определять согласно приведенным далее требованиям.

10.1.2 Если трубопровод состоит из участков с давлением ниже 10 МПа и с давлением выше 10 МПа, то требования настоящего раздела применяют только для участков и соединительных деталей с давлением выше 10 МПа.

10.1.3 Все формулы настоящего раздела применимы при отношении толщины стенки к наружному диаметру $(s - c)/D_a \leq 0,25$.

10.2 Определение толщины стенок и допустимого давления

10.2.1 Расчет толщин стенок трубопроводов высокого давления производится согласно разделу 7.

10.2.2 Для всех видов отводов трубопроводов с давлением более 10 МПа в формулу (7.3) подставляют:

$$k_i = K_i Y_i, i = 1, 2, 3, \quad (10.1)$$

где торовые коэффициенты для внешней, внутренней и нейтральной сторон отвода определяют соответственно по формулам:

$$K_1 = \frac{4 \frac{R}{D_a} + 1}{4 \frac{R}{D_a} + 2}; K_2 = \frac{4 \frac{R}{D_a} - 1}{4 \frac{R}{D_a} - 2}; K_3 = 1. \quad (10.2)$$

10.2.3 Для отводов из углеродистой, легированной и аустенитной сталей, температура стенки которых не превышает 350, 400, 450 °С соответственно, значения коэффициентов формы следует определять по формулам:

$$Y_1 = 0,12 \left(1 + \sqrt{1 + 0,4 \frac{\alpha}{a} q} \right); Y_2 = Y_1; Y_3 = 0,12 \left(1 + \sqrt{1 + 0,4 \frac{\alpha}{a}} \right), \quad (10.3)$$

где

$$a = \frac{s_R}{D_a} = \frac{P}{2[\sigma] + P}; q = 2a \frac{R}{D_a} + \frac{1}{2}; \quad (10.4)$$

α – овальность поперечного сечения отвода, %

$$\alpha = 2 \frac{D_{a \max} - D_{a \min}}{D_{a \max} + D_{a \min}} 100\%. \quad (10.5)$$

10.2.4 Для отводов из углеродистой, легированной и аустенитной сталей, температура стенки которых выше 400, 450 и 525 °С соответственно, значения коэффициентов формы следует определять по формулам:

$$Y_1 = 0,4 \left(1 + \sqrt{1 + 0,015 \frac{a}{\alpha} q} \right); Y_2 = Y_1; Y_3 = 0,4 \left(1 + \sqrt{1 + 0,015 \frac{a}{\alpha}} \right). \quad (10.6)$$

10.2.5 Для отводов, расчетная температура которых более указанной в 10.2.3, но менее указанной в 10.2.4, коэффициенты Y_1, Y_2, Y_3 должны определяться линейным интерполированием в зависимости от значения температуры. При этом в качестве опорных величин принимают значения коэффициентов, соответствующие указанным граничным температурам.

10.2.6 При проведении расчетов по формулам 10.2.3 – 10.2.4 должны выполняться следующие условия:

- если значения коэффициентов Y_1, Y_2, Y_3 получаются менее единицы, то их следует принимать равными единице;
- если вычисленное значение q превышает единицу, то следует принимать $q = 1$;
- при $\alpha < 0,03$ значения коэффициентов формы Y_1, Y_2, Y_3 и поправочного коэффициента q следует принимать равными их значению при $\alpha = 0,03$.

10.2.7 Номинальную толщину стенки отвода следует принимать наибольшей из значений, полученных для трех сторон отвода согласно 5.7.2 с соответствующими каждой стороне суммарными прибавками c .

Для секторных отводов, изготавливаемых из бесшовных труб, номинальную толщину стенки следует выбирать по внутренней стороне отвода.

10.2.8 Допускаемое давление для отводов вычисляют как наименьшее для внешней, внутренней и нейтральной сторон отвода по формуле

$$[p] = \frac{2\varphi_y[\sigma]}{D_a - \frac{s-c}{K_i Y_i}} \cdot \frac{s-c}{K_i Y_i}. \quad (10.7)$$

10.3 Расчетные напряжения в отводах

10.3.1 Напряжения в отводах определяют для трех сечений А-А, Б-Б, В-В (рисунок 9.1, б):

- при расчете этапов 1, 5 и 7 напряжения в отводах определяют в соответствии с 9.2.1 – 9.2.14, при этом коэффициенты интенсификации принимают $i_0 = i_i = 1$. Если коэффициент гибкости отвода $\lambda \leq 1,4$, то дополнительно для каждого из сечений вычисляют эффективное напряжение по формуле

$$\sigma_e = k_p \frac{0,93\lambda^{-0,755}}{1 - 0,0725 \left(\frac{\sigma_h}{[\sigma]} \right) - 0,2512 \left(\frac{\sigma_h}{[\sigma]} \right)^2} \times \frac{\sqrt{M_0^2 + M_i^2}}{W}. \quad (10.8)$$

- при расчете этапов 2, 6 и 8 напряжения в отводах определяют как наибольшее значение из полученных по формулам:

$$\begin{aligned}\sigma_e &= \frac{1}{W} \sqrt{[(0,6k_p^*M_i + 1,2\chi M_3)\gamma_m + (0,6k_p M_0)\beta_m + 0,5W\sigma_h]^2 + (k_p M_t)^2} \\ \sigma_e &= \frac{1}{W} \sqrt{[(0,6k_p^*M_i + 1,2\chi M_3)\beta_m + (0,6k_p M_0)\gamma_m + 0,5W\sigma_h]^2 + (k_p M_t)^2} \\ \sigma_e &= \frac{1}{W} \sqrt{[(0,6k_p^*M_i + 1,2\chi M_3)\gamma_m + W\sigma_h]^2 + (k_p M_t)^2} \\ \sigma_e &= \frac{1}{W} \sqrt{[(0,6k_p M_0)\gamma_m + W\sigma_h]^2 + (k_p M_t)^2}\end{aligned}\quad (10.9)$$

При $M_i > 0$ и $\frac{M_3}{M_i} > \frac{1}{2,4\chi} \left(k_p + \frac{1}{k_p}\right)$ принимают $k_p^* = \frac{1}{k_p}$, в остальных случаях $k_p^* = k_p$;

- при расчете этапа 3 напряжения в отводах определяют как наибольшее значение из полученных по формулам:

$$\begin{aligned}\sigma_e &= \frac{1}{W} \sqrt{[(0,6k_p^*M_i - 0,7\delta M_3)\gamma_m + (0,6k_p M_0)\beta_m]^2 + (k_p M_t)^2}; \\ \sigma_e &= \frac{1}{W} \sqrt{[(0,6k_p^*M_i - 0,7\delta M_3)\beta_m + (0,6k_p M_0)\gamma_m]^2 + (k_p M_t)^2}; \\ \sigma_e &= \frac{1}{W} \sqrt{[(0,6k_p^*M_i - 0,7\delta M_3)\gamma_m]^2 + (k_p M_t)^2}; \\ \sigma_e &= \frac{1}{W} \sqrt{[(0,6k_p M_0)\gamma_m]^2 + (k_p M_t)^2}.\end{aligned}\quad (10.10)$$

При $M_i < 0$ и $\frac{M_3}{M_i} > \frac{1}{1,4\delta} \left(k_p + \frac{1}{k_p}\right)$ принимают $k_p^* = \frac{1}{k_p}$, в остальных случаях $k_p^* = k_p$.

Здесь величину M_3 определяют при рабочем давлении.

при расчете по этапу 4 напряжения в отводах определяют как наибольшее значение из полученных по формулам:

$$\begin{aligned}\Delta\sigma_{e,1} &= \frac{0,5}{W} \sqrt{[(k_p^*M_i + 2M_3)\gamma_m + (k_p M_0)\beta_m + W\sigma_h]^2 + (2k_p M_t)^2}; \\ \Delta\sigma_{e,1} &= \frac{0,5}{W} \sqrt{[(k_p^*M_i + 2M_3)\beta_m + (k_p M_0)\gamma_m + W\sigma_h]^2 + (2k_p M_t)^2}; \\ \Delta\sigma_{e,1} &= \frac{0,5}{W} \sqrt{[(k_p^*M_i + 2M_3)\gamma_m + 2W\sigma_h]^2 + (2k_p M_t)^2}; \\ \Delta\sigma_{e,1} &= \frac{0,5}{W} \sqrt{[(k_p M_0)\gamma_m + 2W\sigma_h]^2 + (2k_p M_t)^2}.\end{aligned}\quad (10.11)$$

При $M_i > 0$ и $\frac{M_3}{M_i} > \frac{1}{4} \left(k_p + \frac{1}{k_p}\right)$ принимают $k_p^* = \frac{1}{k_p}$, в остальных случаях $k_p^* = k_p$.

В приведенных выше формулах:

σ_h вычисляют по формуле (9.1);

λ вычисляют по формуле (9.16);

γ_m, β_m – коэффициенты интенсификации напряжений – определяют согласно 10.3.2;

M_3 вычисляют по формуле

$$M_3 = -pW \frac{2RD_a\alpha}{100(D_a - s)s}; \quad (10.12)$$

α - начальная овальность поперечного сечения отвода, %, вычисляемая по формуле (10.5).

Момент M_i считается положительным, если он направлен в сторону увеличения кривизны оси трубы.

10.3.2 Коэффициенты интенсификации напряжений γ_m, β_m определяют по формулам:

$$\gamma_m = 0,75\lambda \sum_{i=2,4\dots}^{10} A_{i2} (1 - i^2); \quad (10.13)$$

$$\beta_m = 1 + \frac{1,125}{b} + 1,5 \sum_{i=2,4\dots}^{10} \frac{A_{i2}}{i},$$

где величину b вычисляют на основе следующих формул:

$$\left\{ \begin{array}{l} a_1 = 1,010 + 1633\lambda^2 + 99\omega \\ a_2 = 1,016 + 661\lambda^2 + 63\omega - \frac{0,2316}{a_1} \\ a_3 = 1,028 + 201\lambda^2 + 35\omega - \frac{0,2197}{a_2} \\ a_4 = 1,062 + 37,5\lambda^2 + 15\omega - \frac{0,1914}{a_3} \\ b = 1,125 + 1,5\lambda^2 + 3\omega - \frac{0,0977}{a_4} \end{array} \right. \quad (10.14)$$

$$\omega = 3,64 \frac{pR^2}{sED_a}.$$

Коэффициенты A_{i2} вычисляют по формулам:

$$\left\{ \begin{array}{l} A_{22} = -\frac{1}{b} \\ A_{42} = \frac{0,3125}{a_4} A_{22} \\ A_{62} = \frac{0,4375}{a_3} A_{42} \\ A_{82} = \frac{0,4687}{a_2} A_{62} \\ A_{102} = \frac{0,4812}{a_1} A_{82} \end{array} \right. \quad (10.15)$$

10.3.3 В том случае, когда отсутствуют данные о фактической величине начальной эллиптичности сечений криволинейных труб, расчет напряжений в них по 10.3.1 ведут как при $\alpha = 0$, так и при возможном наибольшем значении α , принимаемом по техническим условиям на изготовление или по согласованию с заводом-изготовителем.

Если величина начальной эллиптичности $\alpha \leq 3\%$, то в расчете напряжений эллиптичность не учитывают (принимают $\alpha = 0$).

Для низкотемпературных трубопроводов значение начальной эллиптичности сечения α следует принимать с увеличением в 1,8 раз.

10.3.4 Напряжения для секторных отводов с числом секторов более двух можно определять по приведенным ранее формулам для криволинейных труб. При определении геометрического параметра λ для секторного колена величину радиуса $R = R_э$ вычисляют по формуле

$$R_э = \frac{L}{2 \operatorname{tg} \alpha}. \quad (10.16)$$

Для каждого сечения в качестве расчетного эквивалентного напряжения принимают наибольшее из значений, вычисленных по формулам 10.8 и 9.12.

Для каждого сечения должны выполняться условия статической прочности согласно 9.1.1 и условия малоциклового усталости согласно 9.6.8.

10.4 Расчетные напряжения в тройниках и врезках

10.4.1 Напряжения в тройниках определяют согласно 9.2.1 – 9.2.14 для сечений А-А, Б-Б и В-В (см. рисунок 9.3), при этом коэффициенты интенсификации принимают $i_0 = i_i = 1$. Для каждого из сечений вычисляют эффективное напряжение по формуле

- при расчете по этапам 1, 5 и 7:

$$\sigma_e = 0,5\sigma_h + \max(\Omega, 1,0)k_p \frac{M_i^2 + M_o^2 + M_t^2}{W}; \quad (10.17)$$

- при расчете по этапам 2, 6 и 8:

$$\sigma_e = \sigma_h + \max(0,6\gamma_m, 1,0)k_p \frac{\sqrt{M_i^2 + M_o^2 + M_t^2}}{W}; \quad (10.18)$$

- при расчете по этапу 3:

$$\sigma_e = \max(0,6\gamma_m, 1,0)k_p \frac{\sqrt{M_i^2 + M_o^2 + M_t^2}}{W}; \quad (10.19)$$

- при расчете по этапу 4:

$$\sigma_{e,1} = \sigma_h + \max(0,5\gamma_m, 1,5)k_p \frac{\sqrt{M_i^2 + M_o^2 + M_t^2}}{W}, \quad (10.20)$$

где σ_h вычисляют по формуле (9.1);

k_p – коэффициент перегрузки, принимаемый согласно 8.1.15;

γ_m , Ω – коэффициенты интенсификации напряжений, определяемые согласно 10.4.2.

10.4.2 Коэффициенты интенсификации напряжений определяют в зависимости от расчетного сечения и типа тройникового соединения по формулам:

- для сварных тройников с укрепляющими накладками и без укрепляющих накладок в сечении В-В:

$$\begin{aligned} \Omega &= 0,8 \left(\frac{D_a - s}{2s} \right)^{0,67} \left(\min \left(\frac{d_a - s_b}{D_a - s}; 0,5 \right) \right)^{0,5} \left(\frac{s_b}{s} \right) \\ \gamma_m &= A \left(\frac{D_a - s}{2s} \right)^{0,67} \left(\frac{d_a - s_b}{D_a - s} \right)^{0,5} \left(\frac{s_b}{s} \right)^\tau \\ A &= \begin{cases} 3,0 \text{ при } \left(\frac{d_a - s_b}{D_a - s} \right) \leq 0,9, \\ 13,8 - 12 \frac{d_a - s_b}{D_a - s} \text{ при } 0,9 < \left(\frac{d_a - s_b}{D_a - s} \right) < 1,0 \\ 1,8 \text{ при } \left(\frac{d_a - s_b}{D_a - s} \right) = 1,0 \end{cases} \end{aligned} \quad (10.21)$$

- для сварных тройников с укрепляющими накладками и без укрепляющих накладок в сечениях А-А и Б-Б:

$$\begin{aligned} \Omega &= 0,9 \left(\frac{d_a - s_b}{2s_b} \right)^{0,3} \\ \gamma_m &= 1,6 \left(\frac{D_a - s}{2s} \right)^{0,67} \left(\frac{d_a - s_b}{D_a - s} \right) \end{aligned} \quad (10.22)$$

- для штампованных и штампованных тройников с $r \geq 0,05(d_a - s_s)$ в сечении В-В:

$$\Omega = 0,8 \left(\frac{D_a - s}{2s} \right)^{0,67} \min \left(\frac{d_a - s_s}{D_a - s}; 0,5 \right)^{0,5} \left(\frac{s_s}{s} \right); \quad (10.23)$$

$$\gamma_m = A \left(\frac{D_a - s}{2s \left(1 + \frac{2r}{D_a - s} \right)} \right)^{0,67} \left(\frac{d_a - s_s}{D_a - s} \right)^{0,5} \left(\frac{s_s}{s} \right)^\tau ;$$

$$A = \begin{cases} 2,0 & \text{при } \left(\frac{d_a - s_s}{D_a - s} \right) \leq 0,9, \\ 3,8 - 2 \frac{d_a - s_s}{D_a - s} & \text{при } 0,9 < \left(\frac{d_a - s_s}{D_a - s} \right) < 1, \\ 1,8 & \text{при } \left(\frac{d_a - s_s}{D_a - s} \right) = 1,0 \end{cases}$$

- для штампованных и штампосварных тройников с $r \geq 0,05(d_a - s_s)$ в сечениях А-А и Б-Б:

$$\Omega = 0,9 \left(\frac{d_a - s_s}{2s_s} \right)^{0,3} ;$$

$$\gamma_m = 1,6 \left(\frac{D_a - s}{2s \left(1 + \frac{2r}{D_a - s} \right)} \right)^{0,67} \left(\frac{d_a - s_s}{D_a - s} \right). \quad (10.24)$$

Здесь принимают

$$\tau = \begin{cases} 0,4 & \text{при } s_b/s < 1 \\ 1,0 & \text{при } s_b/s \geq 1 \end{cases} \quad (10.25)$$

Для сварных тройников с накладкой вместо толщины стенки корпуса s следует использовать эквивалентную толщину

$$s_e = s + 0,5s_n. \quad (10.26)$$

11 Расчет трубопровода в режиме испытаний

11.1 Общие положения

11.1.1 Минимальная величина пробного давления при испытаниях p_t должна составлять

$$p_t \geq 1,25p \frac{[\sigma]_{20}}{[\sigma]}, \text{ но не менее } 0,2 \text{ МПа.} \quad (11.1)$$

Для вакуумных трубопроводов и трубопроводов без внутреннего избыточного давления следует принимать $p_t = 0,2$ МПа.

11.1.2 Пробное давление p_t не должно быть выше величины, при которой кольцевые напряжения от пробного давления в стенках труб и деталей превышают значение $[\sigma]_t$ определяемое согласно 5.3.6.

Это достигается при выполнении условия

$$p_t \leq [p]_t. \quad (11.2)$$

Расчет максимально допустимого пробного давления $[p]_t$ выполняют согласно формулам раздела 7, в которых:

- вместо допускаемого напряжения $[\sigma]$ подставляют допускаемое напряжение для режима испытаний $[\sigma]_t$, определяемое согласно 5.3.6;
- для проектируемых и вновь изготавливаемых трубопроводов прибавку на коррозию и эрозию принимают равной $c_2 = 0$;
- для трубопроводов, находящихся в эксплуатации, прибавку на коррозию и эрозию c_2 принимают для фактического срока эксплуатации на момент проведения испытаний либо вместо номинальной толщины стенки s подставляют фактическую толщину стенки, определяемую на основе статистической обработки результатов измерений толщин стенок, а суммарную прибавку при этом принимают равной $c = 0$.

11.2 Поверочный расчет трубопровода в режиме испытаний

11.2.1 Поверочный расчет трубопровода в состоянии испытаний проводят для режима ПДКОН по этапам 5 и 6 (см. 8.2.1) согласно разделу 9, при этом расчетная модель должна соответствовать работе трубопровода во время испытаний.

11.2.2 В качестве расчетного давления принимают давление испытаний p_t , в качестве расчетной температуры температуру продукта во время испытаний. Вес рабочего продукта принимают равным весу среды, с помощью которой проводят испытания (вода, газ, воздух и т.д.).

11.2.3 Если проводят испытания трубопровода без изоляции, то вес изоляции не учитывают.

12 Низкотемпературные (криогенные) трубопроводы

12.1 Особенности расчета криогенных трубопроводов

12.1.1 К низкотемпературным (криогенным) относят трубопроводы с температурой ниже минус 70°C .

12.1.2 Условия прочности на всех этапах полного расчета трубопровода приведены в таблице 12.1. На этапах 2, 3 и 8 должны выполняться все проверки на устойчивость, предусмотренные настоящим стандартом.

Таблица 12.1 – Критерии прочности

Этап	Режим расчета и нагрузки	Условие прочности
Режим ПДН		
1	Действие постоянных и длительных временных несомоуровнешенных нагрузок в рабочем состоянии	$\sigma_e \leq [\sigma]$

2	Действие постоянных, длительных временных самоуравновешенных и несамуравновешенных нагрузок и воздействий в рабочем состоянии (при криогенных температурах)	$\sigma_e \leq [\sigma]^1$ $\sigma_e \leq 2,5[\sigma]^2$
3	Действие постоянных, длительных временных самоуравновешенных и несамуравновешенных нагрузок и воздействий в нерабочем состоянии	для прямых труб $\sigma_e \leq 1,5[\sigma]_{20}$ для деталей не проверяется
4	Расчет на малоцикловую усталость	$\Delta\sigma_{e,1} \leq [\Delta\sigma_e]$
Режим ПДКОН		
5	Действие постоянных, длительных временных, кратковременных и особых несамуравновешенных нагрузок в рабочем состоянии	$\sigma_e \leq [\sigma]$
6	Действие постоянных, длительных временных, кратковременных и особых самоуравновешенных и несамуравновешенных нагрузок и воздействий в рабочем состоянии	$\sigma_e \leq [\sigma]^1$ $\sigma_e \leq 2,5[\sigma]^2$
Режим «Сейсмика»		
7	Действие постоянных, длительных временных, кратковременных несамуравновешенных и сейсмических нагрузок в рабочем состоянии	$\sigma_e \leq [\sigma]^1$ $\sigma_e \leq 2,5[\sigma]^2$
8	Действие постоянных, длительных временных, кратковременных и сейсмических самоуравновешенных и несамуравновешенных нагрузок и воздействий в рабочем состоянии	$\sigma_e \leq [\sigma]^1$ $\sigma_e \leq 2,5[\sigma]^2$
Примечания 1 – условие только для труб; 2 – условие только для тройников, врезок, отводов и переходов.		

12.1.3 Если трубопровод состоит из средне – и низкотемпературных участков, то выполняют два расчета трубопровода: первый как для среднетемпературного, второй – как для низкотемпературного. Условия оценки прочности для среднетемпературных участков и соединительных деталей принимают из первого расчета, а для низкотемпературных участков и соединительных деталей – из второго расчета.

12.1.4 Допускаемые напряжения для низкотемпературных трубопроводов с учетом низкотемпературного упрочнения вычисляют по формуле

- для аустенитных сталей

$$[\sigma] = 0,9 \cdot \min \left\{ \begin{array}{l} \sigma_{min/t} + k(\beta')(\sigma_{max/t} - \sigma_{min/t}) \\ [\sigma]_{k/20} + \frac{R_{m/t} - R_{m/20}}{n_B} \beta; [\sigma]_{k/20} + \frac{R_{P1/t} - R_{P1/20}}{n_T} \beta; \\ [\sigma]_{k/20} + \frac{R_{m/t} - R_{m/20}}{n_B} q; [\sigma]_{k/20} + \frac{R_{P1/t} - R_{P1/20}}{n_T} q \end{array} \right. \quad (12.1)$$

- для алюминия, меди и их сплавов

$$[\sigma] = 0,9 \cdot \min \left([\sigma]_{k/20} + \frac{R_{m/t} - R_{m/20}}{n_B} \beta; [\sigma]_{k/20} + \frac{R_{P1/t} - R_{P1/20}}{n_T} q \right); \quad (12.2)$$

- для титана и титановых сплавов

$$[\sigma] = 0,9 \cdot \left([\sigma]_{k/20} + \frac{R_{m/t} - R_{m/20}}{n_B} \beta \right), \quad (12.3)$$

где $[\sigma]_{k/20} = 0,9 \cdot (\sigma_{min/20} + k(\beta')(\sigma_{max/20} - \sigma_{min/20}))$; (12.4)

$$k(\beta') = \frac{\beta'}{200 + \beta'}; \quad (12.5)$$

$$\beta' = \frac{E \varepsilon_{B/t} (R_{m/t} + R_{P0,2/t})}{(R_{m/t})^2}; \quad (12.6)$$

$$q = \frac{E \varepsilon_{B/t} (R_{m/t} + R_{P0,2/t}) (R_{P0,2/20})^2}{E_{20} \varepsilon_{B/20} (R_{m/20} + R_{P0,2/20}) (R_{P0,2/t})^2}; \quad (12.7)$$

$$\beta = \frac{E \varepsilon_{B/t} (R_{m/t} + R_{P0,2/t}) (R_{m/20})^2}{E_{20} \varepsilon_{B/20} (R_{m/20} + R_{P0,2/20}) (R_{m/t})^2}; \quad (12.8)$$

$\sigma_{max/t}$ и $\sigma_{min/t}$ принимают как наибольшее и наименьшее из значений, определяемых согласно соотношениям $R_{m/t}/n_B$

$R_{m/t}/n_B$ и $R_{P0,2/t}/n_B$ при температуре t .

Коэффициенты n_B и n_T принимают:

- для аустенитных сталей $n_B = 3,0$, $n_T = 1,5$
- для алюминия, меди и их сплавов $n_B = 3,5$, $n_T = 1,5$
- для титанового листового проката и прокатных труб $n_B = 2,6$
- для титановых прутков и поковок $n_B = 3,0$

Для алюминиевых и титановых сплавов значения коэффициентов q и β не должны превышать 1,0.

12.1.5 Коэффициенты прочности сварных швов φ_y , φ_w и φ_{bw} должны определяться по следующим формулам и не превышать единицу:

$$\varphi_y = \frac{[\sigma]_c}{[\sigma]} \varphi'_y; \quad \varphi_w = \frac{[\sigma]_c}{[\sigma]} \varphi'_w; \quad \varphi_{bw} = \frac{[\sigma]_c}{[\sigma]} \varphi'_{bw}, \quad (12.9)$$

где φ'_y , φ'_w , φ'_{bw} – коэффициенты прочности сварных швов, вычисляемые согласно 5.4 без учета низкотемпературного упрочнения;

$[\sigma]$ – допускаемое напряжение для основного металла с учетом низкотемпературного упрочнения материала согласно 12.1.4;

$[\sigma]_c$ – допускаемое напряжение для сварных швов с учетом низкотемпературного упрочнения:

- для аустенитных сталей

$$[\sigma]_C = \min \left(\begin{array}{l} [\sigma]_{k/20} + \frac{R_{m/t} - R_{m/20}}{n_B} \zeta^2 k; [\sigma]_{k/20} + \frac{R_{P1/t} - R_{P1/20}}{n_T} \zeta^2 k \\ [\sigma]_{k/20} + \frac{R_{m/t} - R_{m/20}}{n_B} qk; [\sigma]_{k/20} + \frac{R_{P1/t} - R_{P1/20}}{n_T} qk \\ [\sigma]_{k/20} + \frac{R_{m/t} - R_{m/20}}{n_B} \beta k; [\sigma]_{k/20} + \frac{R_{P1/t} - R_{P1/20}}{n_T} \beta k \end{array} \right), \quad (12.10)$$

- для алюминия, меди, титана и их сплавов

$$[\sigma]_C = \min \left(\begin{array}{l} [\sigma]_{k/20} + \frac{R_{m/t} - R_{m/20}}{n_B} \zeta^2 k; \\ [\sigma]_{k/20} + \frac{R_{m/t} - R_{m/20}}{n_B} \beta k; \\ [\sigma]_{k/20} + \frac{R_{m/t} - R_{m/20}}{n_B} qk; \end{array} \right), \quad (12.11)$$

где k – поправочный коэффициент к расчету прочности сварного шва при криогенной температуре, определяемый по таблице 12.2;

Таблица 12.2 – Поправочный коэффициент k

Материал	Поправочный коэффициент k при температуре t , °C				
	20	-70	-196	-253	-269
12X18H10T	1	0,95	0,90	0,80	0,80
10X14Г14Н4Т	1	0,95	0,90	0,80	0,80
03X13АГ19	1	0,95	0,90	0,80	0,80
03X20Н16АГ6	1	0,95	0,90	0,85	0,80
АМцС	1	0,95	0,90	0,90	0,90
АМг5	1	0,95	0,90	0,90	0,90
Д20	1	1,00	1,00	0,90	0,90
АМг6	1	1,00	1,00	0,90	0,90
ВТ5-1КТ	1	1,00	1,00	–	–

ζ^2 – квадрат корреляционного отношения, показывающий в процентах, насколько температура охлаждения определяет величину конструкционной прочности исследованного металла при учете действия других факторов. Величину ζ^2 определяют, исходя из выборочного (эмпирического) значения $\bar{\zeta}$

$$\zeta^2 = \frac{\frac{1}{k} \sum_{j=1}^k (\sigma_{КП}^{tj} - \bar{\sigma}_{КП})^2}{\frac{1}{km} \sum_{j=1}^m \sum_{i=1}^k (\sigma_{B,i}^{tj} - \bar{\sigma}_{КП})^2}, \quad (12.12)$$

где $\sigma_{КП}^{tj}$ – расчетное значение конструкционной прочности при рассматриваемой температуре

$$\sigma_{B,i}^{tj} = v \sigma_{B/20}, \quad (12.13)$$

v – функция, определяемая по рассеянию относительных измерений предела прочности образца как среднеквадратическая величина

$$v = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^m (R_{m/i}/R_{m/20})}{m}}, \quad (12.14)$$

$\sigma_{B,i}^{tj}$ – среднее значение предела прочности образца при расчетной температуре;

m – число основных конструкционно-технологических и эксплуатационных факторов, характерных для конкретного типа изделий;

k – число температурных уровней, для которых рассчитывают $\sigma_{КП}^{tj}$;

$\bar{\sigma}_{КП}$ – общее среднее значение конструкционной прочности на всем температурном интервале для формул (12.1) – (12.11):

$$\bar{\sigma}_{КП} = \frac{\sum_{j=1}^k \sigma_{КП}^{tj}}{m}. \quad (12.15)$$

12.1.6 При отсутствии данных для формул (12.1) – (12.11) рекомендуется принимать $[\sigma]$ без учета низкотемпературного упрочнения согласно 5.3.1 при температуре 20 °С.

12.1.7 Если криогенный трубопровод проектируется с экранно-вакуумной изоляцией и представляет собой двустенный трубопровод по принципу «труба в трубе» («трубопровод в рубашке»), то необходимо:

- проводить совместный расчет внутреннего и наружного трубопроводов в единой расчетной схеме;
- в расчетной схеме учитывать разность давлений во внутренней и наружной трубах;
- в расчетной схеме учитывать разность температурных расширений внутренней и наружной труб;
- расчет мест сопряжения внутреннего и наружного трубопроводов рекомендуется проводить согласно методикам, описанным в справочной и научно-технической литературе;
- производить проверку общей устойчивости сжатого трубопровода согласно разделу 15.4;
- производить проверку местной устойчивости стенок наружного трубопровода от действия внешнего давления, изгибающих моментов, продольных и поперечных сил согласно разделу 15.5.

12.2 Определение толщины стенок и допустимого давления

12.2.1 Расчет толщины стенок криогенных трубопроводов проводят согласно 7.2.1.

12.2.2 Вместо формулы (7.3) расчетную толщину стенки и допускаемое давление для отводов вычисляют согласно 10.2.2 – 10.2.8.

12.2.3 Для секторных отводов вместо формулы (7.3) используют формулу

$$s_{RO} = \frac{|p|D_a}{2\varphi_y[\sigma]k_i + |p|}, \quad (12.16)$$

где коэффициент k_i рассчитывают по формуле

$$k_i = \frac{s_{RO}}{s_{RO} + 0,455tg\theta\sqrt{(D_a - s_{RO})s_{RO}}}. \quad (12.17)$$

Расчет по формулам (12.16) и (12.17) ведут методом итераций.

12.3 Расчетные напряжения в трубах и соединительных деталях

12.3.1 Расчетные напряжения в трубах и деталях определяют согласно разделам 9.2 – 9.5.

12.3.2 Эквивалентные напряжения в сечении трубопровода вычисляют по формуле (9.12) дважды при значениях $\sigma_z = \sigma_{zN} + \sigma_{zM}$ и $\sigma_z = \sigma_{zN} - \sigma_{zM}$. В качестве расчетного принимают наибольшее значение σ_e .

12.3.3 Вместо формулы (9.12) следует использовать формулу

$$\sigma_e = \chi \cdot \max(|\sigma_\varphi|, |\sigma_z|, \sqrt{\sigma_\varphi^2 - \sigma_\varphi\sigma_z + \sigma_z^2 + 3\tau^2}) + (1 - \chi) \cdot \max(|\sigma_1|, |\sigma_3|), \quad (12.18)$$

где χ – коэффициент пластичности материала;

σ_1 – наибольшее главное напряжение, вычисляемое согласно 12.3.5.

12.3.4 Коэффициент пластичности материала χ вычисляют по формулам:

- при определении $[\sigma]$ по пределу текучести

$$\chi = \frac{R_{p0,2/t}}{R_{p0,2C/t}} \text{ или } \chi = \frac{R_{p0,2/t} - \tau_T}{0,73\tau_T}; \quad (12.19)$$

- при определении $[\sigma]$ по временному сопротивлению

$$\chi = \frac{R_{m/t}}{R_{mC/t}} \text{ или } \chi = \frac{R_{m/t} - \tau_B}{0,73\tau_B}. \quad (12.20)$$

12.3.5 Для расчетного сечения трубопровода вычисляют 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 циклической прочности низкотемпературных трубопроводов

$$\sigma^3 - I_1\sigma^2 - I_2\sigma - I_3 = 0, \quad (12.21)$$

в котором:

$$\begin{aligned} I_1 &= \sigma_\varphi + \sigma_z + \sigma_r, \\ I_2 &= \sigma_\varphi\sigma_r + \sigma_\varphi\sigma_z + \sigma_r\sigma_z - \tau^2, \\ I_3 &= \sigma_\varphi\sigma_r\sigma_z - \sigma_\varphi\tau^2. \end{aligned} \quad (12.22)$$

12.3.6 Радиальное напряжение от внутреннего давления составляет

$$\sigma_r = -\frac{p}{2} \quad (12.23)$$

12.4 Расчет на малоцикловую усталость

12.4.1 Расчет циклической прочности низкотемпературных трубопроводов проводят согласно разделу 9.6. При этом вместо формул (9.38) и (9.39) из 9.6.7 следует использовать формулы из 12.4.2.

12.4.2 Допускаемый размах эквивалентных напряжений, МПа, вычисляют по формуле

$$[\Delta\sigma_e] = \min([\Delta\sigma]; A_t^3[\Delta\sigma_N]), \quad (12.24)$$

где A_t^3 – коэффициент, учитывающий низкотемпературное упрочнение материала и принимаемый по формуле

$$A_t^3 = \begin{cases} 1,0 & \text{при } t \geq 20^\circ\text{C} \\ \frac{3620 - t}{3600} & \text{при } -196^\circ\text{C} < t < 20^\circ\text{C} \\ 1,06 & \text{при } t \leq -196^\circ\text{C} \end{cases} \quad (12.25)$$

13 Трубопроводы из полимерных материалов

13.1 Общие положения

13.1.1 Настоящий стандарт распространяется на жесткие неармированные трубопроводы. Стандарт не распространяется на жесткие армированные трубопроводы и гибкие трубопроводы.

К жестким трубопроводам относятся балочные или рамные геометрически неизменяемые конструкции, обладающие высокой изгибной жесткостью и способные самостоятельно сохранять свою форму под действием нагрузок. Гибкие трубопроводы (шланги) характеризуются малой изгибной жесткостью и под действием приложенных нагрузок сильно изменяют свою форму.

Трубопроводы из полиэтилена наружным диаметром до 120 мм рекомендуется относить к гибким, а более 120 мм – к жестким. Трубопроводы из полипропилена и поливинилхлорида наружным диаметром до 50 мм рекомендуется относить к гибким, а более 50 мм – к жестким.

13.2 Нормативное длительное сопротивление разрушению

13.2.1 Механическая прочность полимерных материалов зависит от срока службы и от режима эксплуатации.

Нормативное длительное сопротивление разрушению σ^n рассчитывают по эталонным кривым длительной прочности согласно данным заводоизготовителей, нормативной или справочной литературе. Для удобства использования кривые строят в логарифмических шкалах, и состоят эти кривые из одного или двух участков. Общий вид указанных кривых дан на рисунке 13.1.

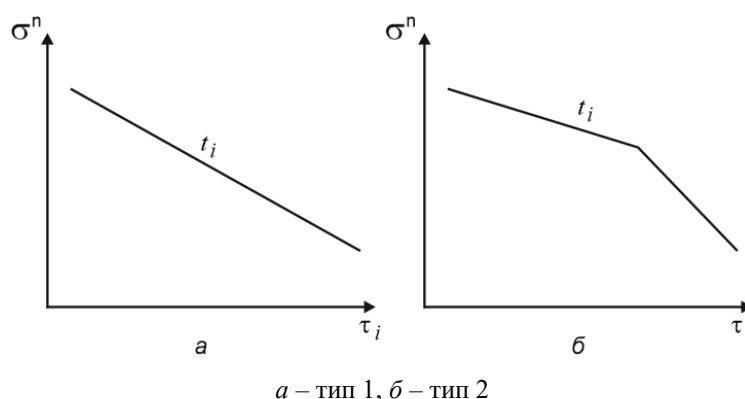


Рисунок 13.1 – Вид кривых длительной прочности материала

Длительная прочность описывается зависимостью вида

$$\lg(\tau_i) = A + B \lg(\sigma^n) / (t_i + 273) + G / (t_i + 273) + J \lg(\sigma^n), \quad (13.1)$$

причем коэффициенты кривых типа 2 и левой части кривых типа 1 для одного и того же материала совпадают.

Здесь:

A, B, G, J – коэффициенты, приведенные для некоторых видов материала в таблице 13.1;

τ_i – время непрерывного действия напряжения σ^n , которое материал может выдержать без разрушения при температуре t_i , °C;

σ^n – нормативное напряжение в стенке трубы или детали (фитинга), МПа;

t_i – температура в стенке трубы или детали (фитинга), °C;

Таблица 13.1 – Коэффициенты A, B, G, J

Материал	Эталонная кривая	Коэффициенты			
	Часть	A	B	G	J
PE 100	левая	-38,9375	0	24482,467	-38,9789
	правая	-20,3159	0	9342,693	-4,5076
PE 80	левая	-37,5758	0	23596,35	-40,9578
	правая	-19,9417	0	8804,433	-3,3219
PE-RT тип I	левая	-190,481	-58219,035	78763,07	119,877
	правая	-23,7954	-1723,318	11150,56	0
PE-RT тип II	–	-219,0	-62600,752	90635,353	126,387
PE-X	–	-105,8618	-18506,15	57895,49	-24,7997
PP-R 80	левая	-55,725	-9484,1	25502,2	6,39

Материал	Эталонная кривая	Коэффициенты			
	Часть	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>G</i>	<i>J</i>
	правая	-19,98	0	9507	-4,11
PP-B 80	левая	-56,086	-10157,8	23971,7	13,32
	правая	-13,669	0	6970,3	-3,82
PP-H	левая	-46,364	-9601,1	20381,5	15,24
	правая	-18,387	0	8918,5	-4,1
PVC-U	–	-164,461	-29349,493	60126,534	75,079
PVC-C тип I, трубы	–	-109,95	-21897,4	43702,87	50,74202
PVC-C тип I, фитинги	–	-121,699	-25985	47143,18	63,03511
PVC-C тип II, трубы	–	-115,839	-22980	45647,94	54,73219
PVC-C тип II, фитинги	–	-72,6624	-15253	29245,14	35,54
PVDF	левая	-165.4959	-36518.671	78465.65	57.0467
	правая	-23.19426	-1611.687	12100.011	-0.40473

13.3 Расчетные характеристики материалов

13.3.1 Допускаемое напряжение от давления и несамоуравновешенных нагрузок вычисляют по формуле

$$[\sigma] = \frac{\sigma^n f_s}{A_2 \cdot A_4 \cdot SF'} \quad (13.2)$$

Допускаемое напряжение от совместного действия самоуравновешенных и несамоуравновешенных нагрузок вычисляют по формуле

$$[\sigma]_{wt} = \frac{\sigma^n f_s}{A_2 \cdot A_4 \cdot SF} K_T K_{сус}, \quad (13.3)$$

где σ^n – нормативное длительное сопротивление разрушению, определяемое согласно 13.2.1 при расчетном сроке службы трубопровода T и рабочей или монтажной температуре, МПа;

SF – коэффициент условий работы трубопровода, принимаемый равным 1,3 в случае работы только при комнатной температуре при отсутствии угрозы жизни людей и окружающей среды в случае разрушения и равным 2,0 в случае работы при повышенных температурах или возможной угрозе жизни людей и окружающей среде в случае разрушения;

f_s – коэффициент прочности соединения труб и деталей, принимаемый по таблице 13.3;

A_2 – коэффициент химической стойкости, учитывающий влияние транспортируемого продукта на длительную прочность материала труб, определяется согласно данным заводов-изготовителей, нормативной или справочной литературе;

A_4 – коэффициент запаса в зависимости от температуры принимаемый по таблице 13.2;

K_T – коэффициент для самоуравновешенных нагрузок принимаемый равным 1,75 для PVC-C; 2,5 для PE, PE-RT, PE-X; 3,5 для PVDF; 2,5 для PP-R, PP-B, PP-H;

K_{cyc} – коэффициент циклической прочности. Принимается по формуле

$$K_{cyc} = 4/N^{0,2}, \quad (13.4)$$

где N – количество полных циклов нагружения.

Значение K_{cyc} принимается не более 1.0 и не менее 0.4.

13.3.2 Допускаемое напряжение от кратковременных несамоуравновешенных воздействий (ветровых, сейсмических т.д.) определяют по формуле

$$[\sigma]_{ow} = \frac{\sigma^n}{A_4} f_s \quad (13.5)$$

Допускаемое напряжение от совместного действия кратковременных самоуравновешенных и несамоуравновешенных воздействий (ветровых, сейсмических т.д.) определяют по формуле

$$[\sigma]_{owt} = \frac{\sigma^n}{A_4} f_s K_T, \quad (13.6)$$

где σ^n – нормативное сопротивление разрушению, определяемое согласно 13.2.1 при постоянном действии рабочей температуры и сроке службы $\tau_1 = 5$ мин, МПа.

13.3.3 Допускаемое напряжение при испытаниях определяют по формуле

$$[\sigma]_t = \frac{\sigma^n}{A_4} f_s, \quad (13.7)$$

где σ^n – нормативное сопротивление разрушению, определяемое согласно 13.2.1 при постоянном действии температуры $t_i = 20^\circ\text{C}$ и сроке службы $\tau_1 = 24$ ч, МПа;

13.3.4 Осевая относительная деформация принимается равной:

$$\varepsilon = \varepsilon_1 + \varepsilon_2 + \varepsilon_3, \quad (13.8)$$

где ε_1 - осевая деформация от температурного расширения

$$\varepsilon_1 = \alpha \cdot \Delta t \quad (13.9)$$

ε_2 - осевая деформация от давления

$$\varepsilon_2 = \frac{p}{E_{cm}} \frac{(1 - 2\mu)}{\left(\left(\frac{D_a}{D_a - 2s}\right)^2 - 1\right)} \quad (13.10)$$

ε_3 - осевая деформация от разбухания материала, подверженного химическому воздействию продукта

$$\varepsilon_3 = 0 \dots 0.040 \quad (13.11)$$

13.3.5 Модули упругости (ползучести) материала определяются в зависимости от срока службы, температуры и напряжения в стенке трубы по данным производителя, нормативной или справочной литературы.

При расчете напряжений от постоянных, длительных временных нагрузок (режим ПДН) используется модуль упругости E_{cm}

$$E_{cm} = \frac{E_{minT} + E_{maxT}}{2}; \quad (13.12)$$

При расчете нагрузок на опоры от постоянных, длительных временных нагрузок (режим ПДН) используется модуль упругости E_{sm}

$$E_{sm} = \frac{E_{1.6minT} + E_{1.6maxT}}{2}; \quad (13.13)$$

При расчете на постоянные, длительные временные, кратковременные и особые нагрузки (режим ПДКОН) используется модуль упругости E_{st}

$$E_{st} = \frac{E_{0.1minT} + E_{0.1maxT}}{2}, \quad (13.14)$$

где

E_{minT} , E_{maxT} - модули упругости при расчетном сроке службы трубопровода T при монтажной и расчетной температуре;

$E_{1.6minT}$, $E_{1.6maxT}$ - модули упругости при сроке службы 100 минут (1.667 часа) при монтажной и расчетной температуре;

$E_{0.1minT}$, $E_{0.1maxT}$ - модули упругости при сроке службы 0.1 часа при монтажной и расчетной температуре.

13.3.6 Коэффициенты Пуассона и коэффициенты линейного температурного расширения должны приниматься в зависимости от температуры по данным производителя, нормативной или справочной литературы.

Таблица 13.2 – Расчетные коэффициенты запаса прочности A_4

Материал	Коэффициент A_4			
	$\leq -10^\circ\text{C}$	20°C	40°C	$\geq 60^\circ\text{C}$
PE, PE-RT, PE-X	1,2	1,0	1,0	1,0
PP-R, PP-B	1,2	1,0	1,0	1,0
PP-H	1,8	1,3	1,0	1,0
PVC	1,9	1,8	1,6	1,2
PVDF	1,6	1,4	1,2	1,0

Таблица 13.3 – Коэффициент прочности соединений труб и деталей из различных материалов f_s

Способ соединения	PE, PE-RT, PE-X	PP-R, PP-B, PP-H	PVC-C тип II	Примечание

Контактная сварка встык: - для соединения труб и соединительных деталей - для изготовления равнопроходных прямых тройников и сегментных отводов	1,0 0,7	1,0 0,7	— —	Для литых деталей $K_c = 1$
- для изготовления тройников равнопроходных косых и неравнопроходных прямых	0,4	0,4	—	
Контактная сварка в раструб для соединения труб и соединительных деталей	1,0	1,0	—	
Экструзионная сварка (при V-образной разделке кромок): - для соединения труб - для изготовления труб и сегментных отводов	0,6 0,4	0,55 0,4	— —	
Газовая прутковая сварка (при V-образной разделке кромок): - для соединения труб, - для изготовления тройников и сегментных отводов	0,35 0,2	0,35 0,2	0,4 0,25	Для литых деталей $K_c = 1$ $K_c = 1$
На свободных фланцах, устанавливаемых: - на приваренных (приклеенных) к трубам втулках под фланец - на трубах с формованными утолщенными буртами - на трубах с отбортовкой	1,0 0,9 0,7	1,0 0,9 0,7	1,0 — 0,7	
Склейка в раструб для соединения труб и соединительных деталей	—	—	1,0	

13.4 Определение толщины стенок и допустимого давления

13.4.1 Допустимое давление труб рассчитывают по формуле

$$[p] = \frac{2s[\sigma]}{(D_a - s)} = \frac{2[\sigma]}{SDR - 1}, \quad (13.15)$$

где D_a – номинальный наружный диаметр, мм;

s – номинальная толщина стенки, мм;

$[\sigma]$ – расчетное допускаемое напряжение согласно 13.3.1, МПа;

SDR – безразмерная величина, численно равная отношению номинального наружного диаметра трубы к номинальной толщине стенки

$$SDR = \frac{D_a}{S}. \quad (13.16)$$

13.4.2 Толщину стенки трубы рассчитывают по формуле

$$s' = \frac{pD_a}{2[\sigma] + p}, \quad (13.17)$$

где s' – расчетная толщина стенки;

p – расчетное давление в трубопроводе, МПа.

13.4.3 Толщина стенки фитингов из РЕ, РЕ-RT, РР-Р, РР-Н, РРР-СТ, РР-В должна быть не менее рассчитанной для труб того же типоразмера и тех же условий эксплуатации. Толщина стенки из PVC-C тип II должна быть не менее рассчитанной для труб того же типоразмера и тех же условий эксплуатации, умноженной на коэффициент 1,35.

13.4.4 Расчетную толщину стенки отводов рекомендуется определять по формуле

$$s_{Re} = s'k_i, \quad (13.18)$$

где s' – расчетная толщина стенки трубы, вычисляемая по формуле (13.17);

k_i – коэффициент, определяемый по формуле

$$k_i = \frac{4 \frac{R}{D_a - s'} - 1}{4 \frac{R}{D_a - s'} - 2}. \quad (13.19)$$

13.4.5 Величина пробного давления при испытаниях p_t составляет

$$p_t \geq 1,25p \quad (13.20)$$

Пробное давление p_t должно удовлетворять условию:

$$p_t \leq p \frac{[\sigma]_t}{[\sigma]}, \quad (13.21)$$

где p – расчетное давление в трубопроводе, МПа;

$[\sigma]$ – расчетное допускаемое напряжение по давлению согласно 13.3.1, МПа;

$[\sigma]_t$ – допускаемое напряжение при испытаниях согласно 13.3.3, МПа.

13.5 Оценка несущей способности жестких трубопроводов

13.5.1 Расчетные напряжения определяют согласно 9.2.1 – 9.2.14, при этом принимают $\varphi_y = \varphi_w = \varphi_{bw} = 1$;

Коэффициенты интенсификации напряжений для труб, фланцев, переходов принимаются $i_i = i_o = i_t = i_a = 1$;

При отсутствии более точных данных, коэффициенты интенсификации напряжений для тройников и отводов принимаются $i_i = i_o = i_t = 1,5, i_a = 1$.

13.5.2 При расчете трубопроводов их полимерных материалов коэффициенты надежности по нагрузке не учитываются.

13.5.3 Расстояния между опорами должны определяться согласно рекомендациям приложения Б.

13.5.4 Несущую способность для гибких трубопроводов не оценивают. Оценку несущей способности жестких трубопроводов проводят от нагрузок и воздействий в рабочем состоянии, соответствующем расчетному давлению p и расчетной температуре t за которую обычно принимают максимальное значение рабочей температуры. Для определения перемещений и нагрузок на опоры следует дополнительно проводить расчет в режиме испытаний.

13.5.5 Условия прочности жестких трубопроводов на всех этапах полного расчета трубопровода приведены в таблице 13.4. На этапах 2 и 3 должны выполняться все проверки на устойчивость, предусмотренные настоящим стандартом.

Таблица 13.4 – Критерии прочности полимерных трубопроводов

Этап	Режим расчета и нагрузки	Условие прочности
Режим ПДН		
1	Действие постоянных и длительных временных несамобалансированных нагрузок в рабочем состоянии	$\sigma_e \leq [\sigma]$
2	Действие постоянных, длительных временных самобалансированных и несамобалансированных нагрузок и воздействий в рабочем состоянии	$\sigma_e \leq [\sigma]_{wt}$
3	Действие постоянных, длительных временных самобалансированных и несамобалансированных нагрузок и воздействий в нерабочем состоянии	$\sigma_e \leq [\sigma]_{wt}$
Режим ПДКОН и режим «Сеймика»		
4	Действие постоянных, длительных временных, кратковременных и особых несамобалансированных нагрузок в рабочем состоянии	$\sigma_e \leq [\sigma]_{ow}$
5	Действие постоянных, длительных временных, кратковременных и особых самобалансированных и несамобалансированных нагрузок и воздействий в рабочем состоянии	$\sigma_e \leq [\sigma]_{owt}$

13.5.6 Несущую способность по условиям допустимой оваллизации поперечного сечения для жестких и гибких трубопроводов следует проверять по условию

$$\varepsilon \leq [\varepsilon], \quad (13.22)$$

где $\varepsilon = \frac{\Delta D_a}{D_a} 100\%$ – относительная вертикальная деформация вертикального диаметра трубы, определяемая специализированным расчетом;

$[\varepsilon]$ – допустимая оваллизация поперечного сечения трубы, принимаемая:

для полиэтилена равной 5 %;

для полипропилена равной 4 %;

для поливинилхлорида равной 3.5 %.

D_a – номинальный наружный диаметр трубы, мм;

ΔD_a – вертикальное изменение наружного диаметра (рисунок 13.2), мм.

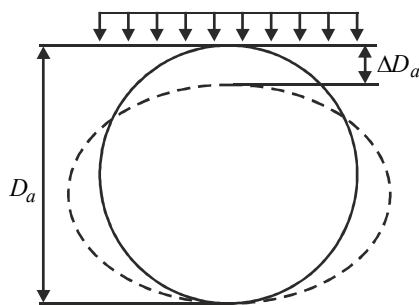


Рисунок 13.2 – Вертикальная деформация трубы

13.5.7 Кроме того, должна проверяться устойчивость круглой формы поперечного сечения подземного трубопровода в грунте, в том числе при возможности его всплытия в результате действия грунтовых вод и при отсутствии внутреннего давления. Коэффициент запаса по устойчивости при этом принимают равным 0,6.

13.5.8 Устойчивость оценивают согласно формулам раздела 15.

14 Трубопроводы с наружным избыточным давлением (вакуумные)

14.1 Общие положения

14.1.1 Настоящий стандарт распространяется на трубопроводы, работающие под вакуумом или наружным давлением, в которых отсутствует ползучесть материала (среднетемпературные и низкотемпературные).

14.1.2 Для труб и фасонных деталей, нагруженных наружным давлением, толщину стенки и допустимое давление следует определять из условия прочности и устойчивости. При этом допустимое по условиям прочности давление вычисляют при $\varphi_y = 1$, а толщину стенки принимают равной разности номинальной толщины и суммарной прибавки ($s-c$).

14.1.3 Расчетную толщину стенки при действии наружного давления труб и фасонных деталей определяют согласно разделу 7 из расчета на внутреннее избыточное давление $p=0,2$ МПа. Затем дополнительно проверяют условие: расчетное наружное избыточное давление должно быть не более допускаемого наружного давления $p \leq [p]$. При невыполнении этого условия следует увеличить толщину стенки либо укрепить трубу кольцами жесткости.

14.2 Допускаемое наружное давление для труб

14.2.1 Допускаемое наружное давление для труб вычисляют по формуле

$$[p] = \frac{[p]_п}{\sqrt{1 + \left(\frac{[p]_s}{[p]_b}\right)^2}}, \quad (14.1)$$

где допустимое наружное давление из условия прочности

$$[p]_s = \frac{2[\sigma](s - c)}{D_a - (s - c)}, \quad (14.2)$$

а допустимое наружное давление из условия устойчивости

$$[p]_b = \frac{2,08E D_a}{n_y B_1 L} \left(\frac{(s - c)}{D_a} \right)^{2,5} \quad (14.3)$$

$$\text{при } B_1 = \min \left\{ 1,0; 0,945 \frac{D_a}{L} \sqrt{\frac{D_a}{s-c}} \right\} \quad (14.4)$$

где L – эффективная длина трубы. В качестве L рекомендуется принимать расстояние между элементами, препятствующими деформациям поперечного сечения трубы (овализации): ребрами жесткости, фланцами, тройниками, штуцерами оборудования и т.д.

В случае отсутствия данных о величине L вместо формулы (14.3) допускается использовать формулу

$$[p]_b = \frac{2,2E}{n_y} \left(\frac{s-c}{D_a} \right)^3. \quad (14.5)$$

14.2.2 Допускаемое наружное давление для труб, подкрепленных кольцами жесткости, вычисляют по формуле

$$[p] = \min([p]_1; [p]_2), \quad (14.6)$$

где $[p]_1$ – допускаемое давление из условия устойчивости трубы между кольцами жесткости,

$[p]_2$ – то же всей трубы вместе с кольцами жесткости.

14.2.3 Допускаемое давление из условия устойчивости трубы между кольцами жесткости

$$[p]_1 = \frac{[p]_s}{\sqrt{1 + \left(\frac{[p]_s}{[p]_{1b}} \right)^2}}, \quad (14.7)$$

где допустимое наружное давление из условия прочности $[p]_s$ вычисляют по формуле (14.2), а допустимое наружное давление из условия устойчивости по формуле

$$[p]_{1b} = \frac{2,08E D_a}{n_y B_2} \frac{(s-c)^{2,5}}{b_1 D_a} \quad (14.8)$$

$$\text{при } B_2 = \min \left\{ 1,0; 0,945 \frac{D_a}{b} \sqrt{\frac{D_a}{s-c}} \right\} \quad (14.9)$$

где b_1 – расстояние между гранями колец жесткости (см. рисунок 14.1, а).

14.2.4 Допускаемое давление из условия устойчивости всей трубы вместе с кольцами жесткости

$$[p]_2 = \frac{[p]_{2s}}{\sqrt{1 + \left(\frac{[p]_{2s}}{[p]_{2b}} \right)^2}}, \quad (14.10)$$

где допустимое наружное давление из условия прочности вычисляют по формуле

$$[p]_{2s} = \frac{2[\sigma](s-c) + 2 \frac{A_k}{l} [\sigma]_k \varphi_k}{D_a - (s-c)}, \quad (14.11)$$

а из условия устойчивости – по формуле

$$[p]_{2b} = \frac{2,08E D_a}{k B_3 n_y L} \left(\frac{k(s-c)}{D_a} \right)^{2,5} \quad (14.12)$$

$$\text{при } B_3 = \min \left\{ 1,0; 0,945 \frac{D_a}{L} \sqrt{\frac{D_a}{k(s-c)}} \right\}. \quad (14.13)$$

φ_k – коэффициент снижения прочности сварного шва колец жесткости;

$[\sigma]_k$ – допускаемое напряжение материала кольца жесткости при расчетной температуре;

k – коэффициент жесткости трубы, подкрепленной кольцами жесткости

$$k = \sqrt{\frac{10,9I}{l(s-c)^3}}; \quad (14.14)$$

l – расстояние между осями колец жесткости (см. рисунок 14.1, а);

I – эффективный момент инерции поперечного сечения кольца жесткости (рисунок 14.1, б)

$$I = I_k + \frac{l(s-c)^3}{10,9} + e^2 \frac{A_k l_e (s-c)}{A_k + l_e (s-c)}, \quad (14.15)$$

где I_k – момент инерции поперечного сечения кольца жесткости относительно оси, проходящей через центр тяжести;

A_k – площадь поперечного сечения кольца жесткости;

e – расстояние между центром тяжести поперечного сечения кольца жесткости и срединной поверхностью сечения трубы (см. рисунок 14.1, б);

l_e – эффективная длина трубы, учитываемая при определении эффективного момента инерции

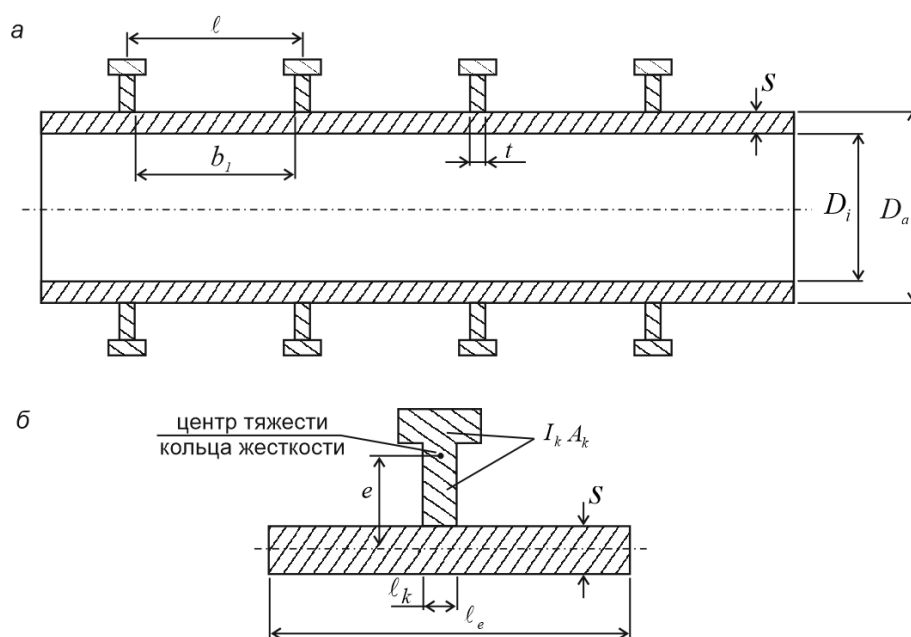
$$l_e = \min \left(l; l_k + 1,1\sqrt{D_a(s-c)} \right) \quad (14.16)$$

где l_k – ширина поперечного сечения кольца жесткости в месте его приварки к трубе.

В случае отсутствия данных о величине L вместо формулы (14.12) допускается использовать формулу

$$[p]_{2b} = \frac{2,2E}{kn_y} \left(\frac{k(s-c)}{D_a} \right)^3, \quad (14.17)$$

14.2.5 При расчете труб на давление коэффициент запаса устойчивости принимают равным $n_y = 2,4$.



а – труба, подкрепленная кольцами жесткости, б – ребро жесткости

Рисунок 14.1 – Труба, подкрепленная кольцами жесткости

14.3 Допускаемое наружное давление для фасонных деталей

14.3.1 Допускаемое наружное давление для отводов вычисляют по формуле (14.1), где допустимое наружное давление из условия устойчивости вычисляют по формуле (14.3), а допустимое наружное давление из условия прочности вычисляют по формуле

$$[p]_s = \frac{2[\sigma](s - c)}{D_a k_i - (s - c)} \quad (14.18)$$

14.3.2 Допускаемое наружное давление для переходов вычисляют по формуле (14.1), где допустимое наружное давление из условия прочности вычисляют по формуле

$$[p]_s = \frac{2[\sigma](s - c)\cos\alpha}{D_1 - (s - c)}, \quad (14.19)$$

а допустимое наружное давление из условия устойчивости – по формуле

$$[p]_b = \frac{2,2ED_E}{n_y B_1 l} \left(\frac{(s - c)}{D_E} \right)^{2,5}, \quad (14.20)$$

где l – длина перехода (см. рисунок 7.2),

$$D_E = \max \left(\frac{D_1 + D_2 - 4s}{2\cos\alpha}; \frac{D_1 - 2s}{\cos\alpha} - 0,31(D_1 + D_2 - 4s) \sqrt{\frac{D_1 + D_2 - 4s}{s - c} \operatorname{tg}\alpha} \right) \quad (14.21)$$

$$\text{при } B_1 = \min \left\{ 1,0; 0,945 \frac{D_E}{l} \sqrt{\frac{D_E}{s - c}} \right\}. \quad (14.22)$$

14.3.3 Допускаемое наружное давление для тройников и врезок вычисляют по формуле (14.1), где допустимое наружное давление из условия устойчивости вычисляют по формуле (14.3), а из условия прочности – по формулам:

- с наклонным ответвлением при $75^\circ > \gamma \geq 45^\circ$

$$[p]_s = \frac{[\sigma]}{\frac{A_p}{A_1 + A_2 + 0,7A_3} + 0,5}, \quad (14.23)$$

- при $90^\circ > \gamma \geq 75^\circ$

$$[p]_s = \min \left(\frac{2[\sigma]\varphi_d(s - c)}{D_a - (s - c)}; \frac{2[\sigma](s_b - c_b)}{d_a - (s_b - c_b)} \right). \quad (14.24)$$

14.3.4 Допускаемое наружное давление для эллиптической заглушки вычисляют по формуле (14.1), где допустимое наружное давление из условия прочности вычисляют по формулам:

- для эллиптической заглушки без центрального отверстия

$$[p]_s = \frac{8(s - c)h}{D_a^2 - 2h(s - c)} [\sigma], \quad (14.25)$$

- для эллиптической заглушки с центральным отверстием

$$[p]_s = \frac{8(s-c)h}{D_a^2 - 2h(s-c)} \varphi_a[\sigma]. \quad (14.26)$$

Допустимое наружное давление из условия устойчивости вычисляют по формуле

$$[p]_s = \frac{2,6E}{n_y} \left(\frac{4h(s-c)}{k_3 D_a^2} \right)^{2,5}, \quad (14.27)$$

где k_3 – коэффициент, определяемый по формуле

$$k_3 = \frac{1 + (2,4 + 8x)x}{1 + (3 + 10x)x} \quad (14.28)$$

При $x = 10 \frac{s-c}{D} \left(\frac{D_a}{2H} - \frac{2H}{D_a} \right)$.

14.4 Рекомендуемый порядок расчета

14.4.1 Расчет вакуумных трубопроводов ведут в следующем порядке.

1. Определение толщин стенок труб согласно разделу 7, при этом расчет проводят на внутреннее избыточное давление 0,2 МПа.
2. Проверка допустимого наружного избыточного давления согласно разделу 14.2 и, при необходимости, увеличение толщины стенок.
3. Поверочный расчет трубопровода при испытаниях по режиму ПДКОН согласно разделу 11, при этом расчет ведут на внутреннее избыточное давление 0,2 МПа.
4. Поверочный расчет трубопровода с учетом наружного избыточного давления по режиму ПДН согласно разделу 9.
5. Проверка на устойчивость стенок согласно 15.5.2 на этапах 2, 6, 8.

15 Поверочный расчет на устойчивость

15.1 Условные обозначения

$[N]$ – допускаемое продольное усилие из условий устойчивости, Н;

N – истинная осевая сила, вычисленная методами строительной механики с учетом распорных усилий от давления; при растяжении осевая сила положительная, при сжатии – отрицательная, Н;

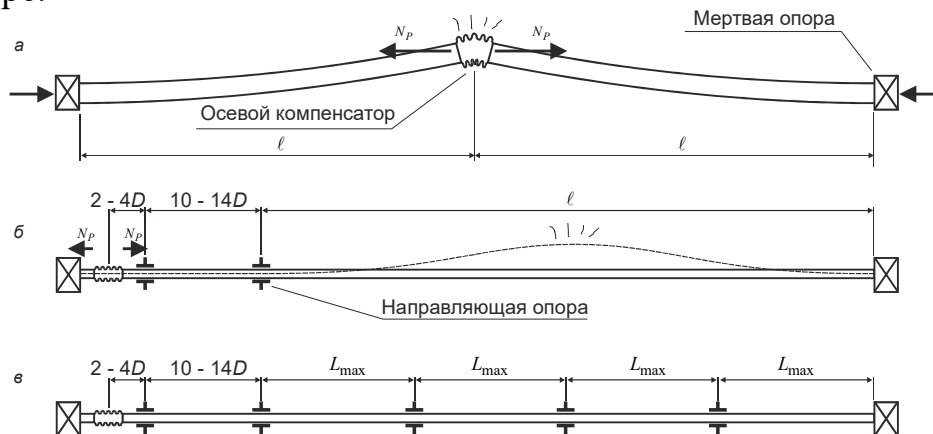
N_{eff} – эффективная осевая сила, без учета распорных усилий от давления, согласно 9.2.4.

n_y^n – коэффициент запаса продольной устойчивости.

15.2 Общие положения

15.2.1 Условие обеспечения продольной устойчивости трубопровода от силовых (несамоуравновешенных) воздействий на этапах 1, 5, 7 является обязательным.

Примеры таких воздействий показаны на рисунке 15.1, где потеря устойчивости вызвана действием распорных усилий от внутреннего давления в осевом компенсаторе.

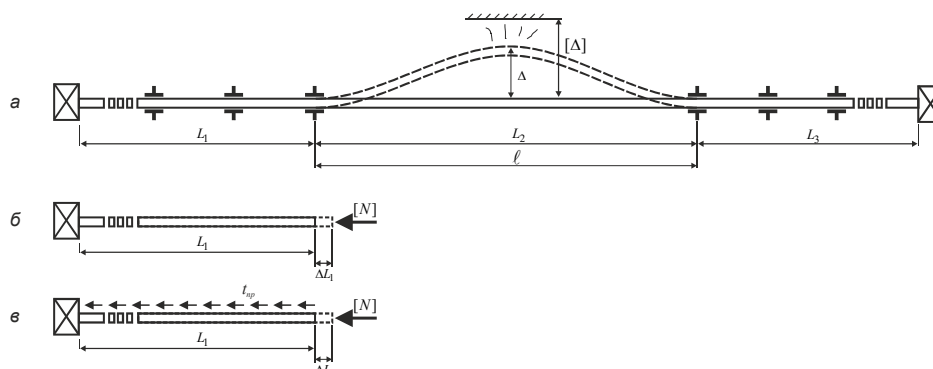


a – форма потери устойчивости трубопровода с осевым компенсатором без направляющих опор, *б* – то же с направляющими опорами около компенсатора, *в* – то же с направляющими опорами по всей длине трубопровода

Рисунок 15.1 – Формы потери устойчивости трубопровода от силовых воздействий

15.2.2 Условие обеспечения продольной устойчивости трубопровода от совместного действия силовых и деформационных воздействий на этапах 2, 6, 8 является рекомендуемым, но не обязательным.

Пример таких воздействий показан на рисунке 15.2, где потеря устойчивости вызвана температурным расширением трубопровода.

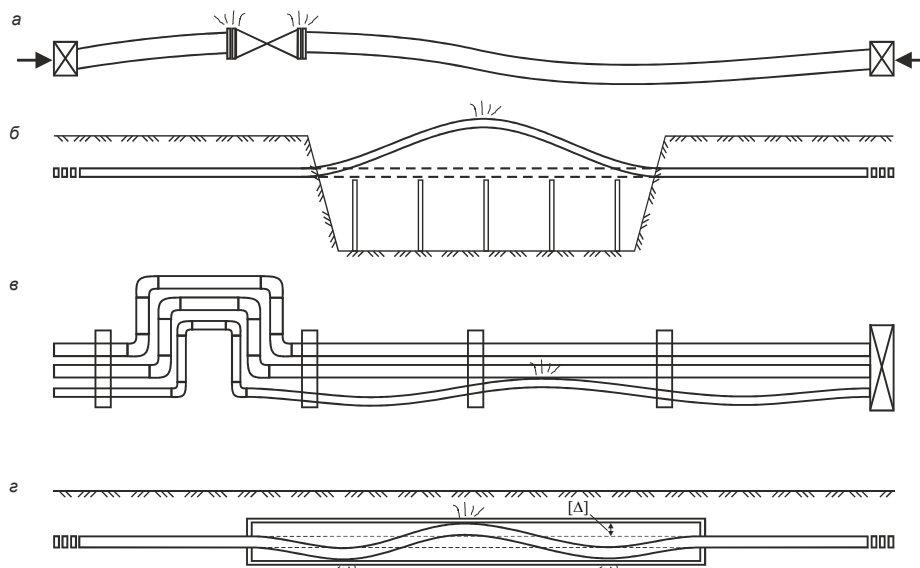


a – форма потери устойчивости трубопровода, *б* – удлинение надземного трубопровода, *в* – удлинение трубопровода бесканальной прокладки

Рисунок 15.2 – Форма потери устойчивости трубопровода от деформационных воздействий

Выполнение условия устойчивости от совместного действия силовых и деформационных воздействий рекомендуется обеспечивать по соображениям:

- функциональным: при выпучивании может произойти разуплотнение фланцевых соединений (рисунок 15.3, *а*), трубопровод может подняться над опорами (рисунок 15.3, *б*), могут возникнуть сильные вибрации трубопровода от присоединенного оборудования или вибрации в ветровом потоке;
- эстетическим: внешний вид потерявшего устойчивость трубопровода показан на рисунке 15.3, *в*.



а – форма потери устойчивости трубопровода, *б* – то же при надземном переходе через реку, *в* – то же на эстакаде, *г* – то же в канале

Рисунок 15.3 – Примеры потери устойчивости

Вместо условия обеспечения устойчивости трубопровода от совместного действия силовых и деформационных воздействий может быть также использовано условие ограничения максимальных прогибов при выпучивании потерявшего устойчивость трубопровода согласно 15.4.3. Величину максимального прогиба Δ при выпучивании рекомендуется ограничивать исходя из следующих соображений:

- конструктивные: прогиб Δ не должен превышать величину зазора $[\Delta]$ между трубой и близлежащими конструкциями (стенкой канала, соседними трубами, строительными конструкциями и т.д.);
- эстетические: прогиб Δ не должен превышать заданную из эстетических соображений величину зазора $[\Delta]$. Рекомендуется принимать $[\Delta] = 0,5D_a$.

15.2.3 Коэффициент запаса продольной устойчивости принимают $n_y^n = 1,3$.

15.2.4 Допускается использование более точных численных методов расчета на устойчивость с учетом развития упругопластических деформаций и геометрической нелинейности.

15.3 Продольная устойчивость при бесканальной прокладке в грунте

15.3.1 В трубопроводах бесканальной прокладки в грунте в сечении трубопровода возникает продольное осевое сжимающее усилие N , которое может привести к выпучиванию подземного трубопровода в вертикальной плоскости (рисунок 15.4, а). Поэтому конструктивные параметры (конфигурацию оси трубопровода, его глубину заложения) рекомендуется определять из условия обеспечения продольной устойчивости

$$N_{eff} \leq [N]. \quad (15.1)$$

15.3.2. Допускаемое продольное усилие определяют по формуле

$$[N] = \frac{[N]_n}{\sqrt{1 + \left(\frac{[N]_n}{[N]_y}\right)^2}}, \quad (15.2)$$

где $[N]_n$ – допускаемое осевое сжимающее усилие из условия прочности, Н

$$[N]_n = F \cdot R_{e/t} \quad (15.3)$$

$R_{e/t}$ – предел текучести при расчетной температуре. Для полимерных трубопроводов вместо $R_{e/t}$ подставляют значение σ^H ,

$[N]_y$ – критическое осевое сжимающее усилие из условия устойчивости, Н,

$$[N]_y = \frac{3,6}{n_y^n} \sqrt[11]{Q^4 t_{np}^2 F^2 E^5 I^3} \quad (15.4)$$

где t_{np} – сопротивление сдвигу в продольном направлении согласно 6.2.13;

Q – расчетная удерживающая нагрузка грунтовой засыпки, Н/мм (рисунок 15.4, б).

Значение удерживающей нагрузки Q , Н/мм, определяют по формуле

$$Q = Q_w + 2Q_F + q \quad (15.5)$$

где Q_w – расчетный вес условного слоя грунта над трубой Н/мм;

Q_F – расчетная сила трения, удерживающая условный слой грунта Н/мм;

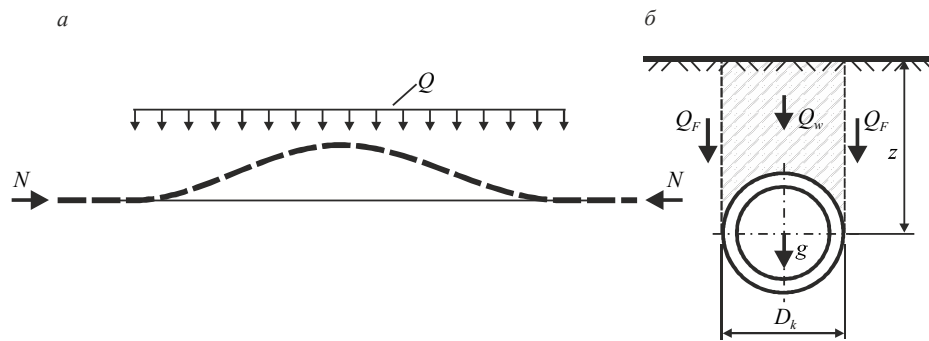
q – расчетный вес трубы с изоляцией и продуктом на единицу длины трубопровода Н/мм.

Значения удерживающих нагрузок Q_w , Q_F , q принимают

$$Q_w = \left(Z - \frac{D_k}{8} \pi\right) D_k \gamma_s \quad (15.6)$$

$$Q_F = 0,5\gamma_s Z^2 \operatorname{tg}(0,7\varphi_s) + 0,35k c_s Z / \cos(0,7\varphi_s) \quad (15.7)$$

При $D_k \geq 1000$ мм принимают $k = 1$, а при $D_k < 1000$ мм принимают $k = D_k/1000$.



a – форма потери устойчивости, *б* – к расчету на устойчивость

Рисунок 15.4 – Выпучивание подземного трубопровода

15.4 Продольная устойчивость надземных трубопроводов и подземных трубопроводов в каналах

15.4.1 Для трубопроводов, прокладываемых на скользящих опорах, условие обеспечения продольной устойчивости от силовых воздействий имеет вид

$$N_{eff} \leq [N], \quad (15.8)$$

где $[N]$ – допускаемое продольное усилие из условия устойчивости,

$$[N] = \max([N]_1, [N]_2); \quad (15.9)$$

$[N]_1$ – допускаемое продольное усилие, Н, определяемое по формуле (15.2), в которую подставляют осевое сжимающее усилие $[N]_y$ из условия устойчивости бесконечно длинного прямого трубопровода в горизонтальной плоскости на скользящих опорах (рисунок 15.5):

$$[N]_y = \frac{4}{n_y^n} \sqrt[11]{q^6 \mu^6 F^2 E^5 I^3}, \quad (15.10)$$

где μ – коэффициент трения в скользящих опорах.

Если на рассматриваемом участке длины трубопровода установлено менее трех скользящих опор или коэффициент трения μ равен 0,05, а также если участок вертикальный, то в формуле (15.10) принимают $\mu = 0$;



Рисунок 15.5 – Форма потери устойчивости бесконечно длинного трубопровода на скользящих опорах

$[N]_2$ – критическое осевое сжимающее усилие, Н, из условия продольной устойчивости центрально-сжатой прямой трубы, определяемое по формулам

Для полимерных труб $[N]_2$ определяют по формуле (15.2), в которую подставляют $[N]_y = \pi^2 EI / (\psi \lambda)^2$,

для стальных труб

$$[N]_2 = \varphi F R_{e/t} \quad (15.11)$$

где φ – коэффициент продольного изгиба для центрально-сжатых стальных труб:

- $0 < \bar{\lambda} \leq 2,5$

$$\varphi = 1 - \left(0,073 - 5,53 \frac{R_{e/t}}{E}\right) \bar{\lambda}^{1,5}$$

- при $2,5 < \bar{\lambda} \leq 4,5$

$$\varphi = 1,47 - 13 \frac{R_{e/t}}{E} - \left(0,371 - 27,3 \frac{R_{e/t}}{E}\right) \bar{\lambda} + \left(0,0275 - 5,53 \frac{R_{e/t}}{E}\right) \bar{\lambda}^2 \quad (15.12)$$

- при $\bar{\lambda} > 4,5$

$$\varphi = \frac{332}{\bar{\lambda}^2(51 - \bar{\lambda})}, \varphi = \frac{332}{\bar{\lambda}^2(51 - \bar{\lambda})}$$

где $\bar{\lambda}$ – условная приведенная гибкость

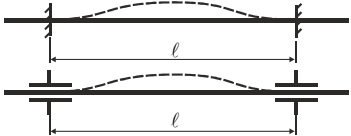
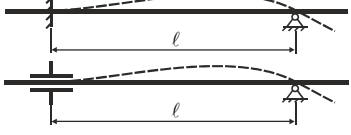
$$\bar{\lambda} = \psi l \sqrt{\frac{F R_{e/t}}{EI}}; \quad (15.13)$$


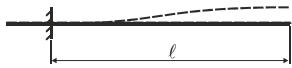
ψ – коэффициент свободной длины, определяемый в зависимости от условий закрепления прямолинейного участка трубопровода в соответствии с таблицей 15.1. Если точные условия закрепления неизвестны, то в запас устойчивости принимают большее значение коэффициента ψ ;

l – расстояние между опорами, мм (см. таблицу 15.1).

15.4.2 Если условие (15.8) не выполняется, то рекомендуется принять меры для снижения продольного усилия N_{eff} либо произвести расстановку направляющих опор с шагом L_{max} (рисунок 15.1, в). Величину L_{max} выбирают таким образом, чтобы для системы выполнялось условие (15.8).

Таблица 15.1 – Коэффициент свободной длины

Расчетная схема	Левый конец	Правый конец	Коэффициент ψ
Заделка – заделка 	Мертвая опора, направляющая опора с заземлением от поворота, тройник	Мертвая опора, направляющая опора с заземлением от поворота, тройник	0,5
Заделка – шарнир 	—	Неподвижная опора, направляющая опора без заземления от поворота	0,7

 <p>Шарнир – шарнир</p>	<p>Неподвижная опора, направляющая опора без заземления от поворота</p>	<p>–</p>	<p>1,0</p>
 <p>Заделка – свободный конец</p>	<p>Мертвая опора, направляющая опора с заземлением от поворота, тройник</p>	<p>Угловой, сдвиговой или универсальный компенсатор</p>	<p>2,0</p>

15.4.3 При расчете на совместное действие силовых и деформационных воздействий максимальный прогиб Δ , мм, при выпучивании трубы (рисунок 15.2, а) определяют по формуле

- при $N_{eff} < [N]$

$$\Delta = \frac{\Delta_0}{1 - N_{eff} \frac{(\psi l)^2}{\pi^2 EI}} \quad (15.14)$$

Формула (15.14) справедлива при условии $0 \leq N_{eff} (\psi l)^2 / (\pi^2 EI) \leq 0,8$;

- при $N_{eff} \geq [N]$

$$\Delta = \Delta_0 + \frac{2}{\pi} \sqrt{\frac{(\psi l)^2}{EF} \left(EF \frac{\Delta L}{\psi l} - [N] \right)}, \quad (15.15)$$

где Δ_0 – начальный прогиб трубопровода (от весовой нагрузки, начальных несовершенств и т.д.);

ΔL – полное удлинение трубопровода. Например, для схемы на рисунке 15.2

$$\Delta L = \Delta L_1 + \Delta L_2 + \Delta L_3 \quad (15.16)$$

ΔL_2 – удлинение среднего участка

$$\Delta L_2 = \alpha \Delta T l; \quad (15.17)$$

$\Delta L_1 = \Delta L_3$ – удлинение крайних участков:

- если участки надземной прокладки (рисунок 15.2, б), то

$$\Delta L_1 = \Delta L_3 = \alpha \Delta T L_1 - \frac{[N] L_1}{EF}, \quad (15.18)$$

- если участки бесканальной прокладки в грунте (рисунок 15.2, в), то удлинение ΔL_1 вычисляют с учетом сил трения трубы о грунт $t_{пр}$ и с учетом воздействия сосредоточенного усилия $[N]$ от примыкающего к нему участка трубопровода.

15.5 Расчет местной устойчивости стенок трубопровода

15.5.1 Обеспечение устойчивости стенок трубопровода от действия осевых, изгибающих и сдвигающих усилий и давления является обязательным требованием при наличии наружного давления (вакуумный трубопровод). Для трубопроводов под действием внутреннего давления также рекомендуется выполнять проверочный расчет на устойчивость стенок, но это не является обязательным требованием.

15.5.2 Критерий местной устойчивости стенок труб и фасонных деталей под совместным действием наружного давления, осевого сжимающего усилия, изгибающих и крутящих моментов и поперечных усилий имеет вид:

$$K \leq 1, \quad (15.19)$$

где K – эффективный коэффициент устойчивости, который должен быть не более единицы и вычисляется по формуле

$$K = K_y \sqrt{1 + \left(\frac{K_{\text{п}}}{K_y}\right)^2}, \quad (15.20)$$

где K_y – коэффициент устойчивости в предположении линейно-упругой работы материала,

$K_{\text{п}}$ – коэффициент прочности:

$$K_y = \frac{|p|}{[p]_y} + \frac{|N|}{[N]_y} + \frac{\sqrt{M_0^2 + M_i^2}}{[M]_y} + \frac{M_t}{[M_t]_y} + \left(\frac{\sqrt{Q_0^2 + Q_i^2}}{[Q]_y}\right)^2, \quad (15.21)$$

$$K_{\text{п}} = \frac{\sigma_e}{R_{e/t}}, \quad (15.22)$$

$N, M_0, M_i, M_t, Q_0, Q_i$ – внутренние усилия в трубопроводе;

$[p]_y$ – допускаемое наружное давление из условия устойчивости в пределах упругости;

$[N]_y$ – допускаемое осевое усилие из условия устойчивости в пределах упругости;

$[M]_y$ – допускаемый изгибающий момент из условия устойчивости в пределах упругости;

$[M_t]_y$ – допускаемый крутящий момент из условия устойчивости в пределах упругости;

$[Q]_y$ – допускаемая поперечная сила из условия устойчивости в пределах упругости;

σ_e – эквивалентное напряжение в сечении трубы, вычисляемое согласно 9.2.14 при $\varphi_y = 1$, $\varphi_w = 1$, $\varphi_L = 1$ и $\varphi_{bw} = 1$.

Для полимерных трубопроводов вместо $R_{e/t}$ подставляют значение σ^H ,

Если на трубопровод действует внутреннее избыточное давление $p > 0$, то в расчете по формуле (15.21) принимают $p = 0$.

Если на трубопровод действует растягивающее продольное усилие $N > 0$, то в расчете по формуле (15.21) принимают $N = 0$.

15.5.3 Значение $[p]_y$ вычисляют по формуле (14.3), значения $[N]_y$, $[M]_y$, $[M_t]_y$, $[Q]_y$ для участков труб без укрепления кольцами жесткости вычисляют по формулам:

$$[N]_y = \frac{31ED^2}{n_y} \left(\frac{s-c}{D} \right)^{2,5}; \quad (15.23)$$

$$[M]_y = \frac{8,9ED^3}{n_y} \left(\frac{s-c}{D} \right)^{2,5}; \quad (15.24)$$

$$[M_t]_y = \frac{0,564ED^3}{n_y} \left(\frac{s-c}{D} \right)^{2,5}; \quad (15.25)$$

$$[Q]_y = \frac{0,432E(s-c)^2}{n_y}; \quad (15.26)$$

$$[p]_y = \frac{2E}{n_y(1-\mu^2)} \left(\frac{s-c}{D} \right)^3, \quad (15.27)$$

где n_y – коэффициент запаса устойчивости, принимаемый:

- $n_y = 2,4$ при расчете по режиму ПДН (этап 2);
- $n_y = 1,8$ при расчете по режиму ПДКОН или при «сейсмике» (этапы 6, 8).

15.5.4 Для участков труб с укреплением кольцами жесткости:

$$[N]_y = \frac{31ED^2}{n_y} \left(\frac{s-c}{D} \right)^{2,5}; \quad (15.28)$$

$$[M]_y = \frac{8,9ED^3}{n_y} \left(\frac{s-c}{D} \right)^{2,5}; \quad (15.29)$$

$$[M_t]_y = \frac{2,06ED(s-c)^2}{n_y} \sqrt[4]{\frac{D(s-c)}{b^2}}; \quad (15.30)$$

$$[Q]_y = \frac{2,4E(s-c)^2}{n_y} \left(0,18 + 3,3 \frac{D(s-c)}{b^2} \right); \quad (15.31)$$

$$[p]_y = \min([p]_{1y}, [p]_{2y}), \quad (15.32)$$

где $[p]_{1y}$ – допускаемое давление из условия устойчивости трубы между кольцами жесткости по формуле (14.8);

$[p]_{2y}$ – то же всей трубы вместе с кольцами жесткости по формуле (14.12).

16 Расчет трубопровода на сейсмостойкость

16.1 Общие положения

16.1.1 Расчет на сейсмостойкость является обязательным этапом поверочного расчета трубопроводов, расположенных на площадках с сейсмичностью, установленной согласно строительным нормам и правилам государств, упомянутых в предисловии как проголосовавшие за принятие межгосударственного стандарта, независимо от вида прокладки (подземная или надземная)⁵.

16.1.2 Расчет трубопроводов на сейсмические воздействия проводят после выполнения расчетов на статические и циклические нагрузки и подтверждения его прочности при этих нагрузках.

16.1.3 Цели поверочного расчета на сейсмостойкость:

- проверка прочности и устойчивости элементов трубопровода;
- проверка сейсмических нагрузок от трубопровода на опоры и оборудование;
- проверка перемещений трубопровода: оценка взаимных смещений, соударений элементов трубопровода и окружающих конструкций, предотвращение сброса трубопровода с опор при сейсмическом воздействии;
- разработка мероприятий, направленных на повышение сейсмостойкости, в случаях, когда расчет не подтверждает обеспечение требований сейсмостойкости: установка компенсирующих устройств, дополнительных креплений, изменение пространственной конфигурации трубопровода, установка демпферов, гасителей колебаний и т.д.

16.1.4 Поверочный расчет необходимо вести с учетом действия эксплуатационных и сейсмических нагрузок по этапам 7 и 8. По этапу 7 оценивают прочность и устойчивость, а по этапу 8 оценивают нагрузки на оборудование, на опоры и конструкции, оценка перемещений и для низкотемпературных трубопроводов – статическую прочность и устойчивость.

16.1.5 Сейсмичность для трубопроводов, заземленных в грунте, и параметры сейсмических колебаний грунта назначают без учета заглубления – как для сооружений, расположенных на поверхности земли.

16.1.6 Полный отклик S от сейсмических воздействий по направлениям осей X, Y и Z вычисляют:

- как сумму отклика от статических воздействий из расчета по этапам 7 и 8 в соответствии с 16.1.4 и корня квадратного из суммы квадратов откликов S_X, S_Y и S_Z (ККСК);
- либо как сумму отклика от статических воздействий из расчета по этапам 7 и 8 в соответствии с 16.1.4 и наибольшего из откликов S_X, S_Y и S_Z .

⁵ В Российской Федерации действуют СП 14.13330.2018 актуализированная редакция «СНиП II-7-81* Строительство в сейсмических районах». Расчет на сейсмостойкость является обязательным этапом поверочного расчета трубопроводов, расположенных на площадках с сейсмичностью 7, 8 и 9 баллов по шкале MSK-64.

Метод вычисления полного отклика определяется проектной организацией, специалистом по расчетам на прочность или согласно техническим требованиям заказчика (эксплуатирующей организации).

Здесь отклик – ответная реакция конструкции на сейсмическое возмущение в определенном сечении трубопровода (перемещение, напряжение, внутреннее усилие, нагрузка на опору и т.д.). Если при вычислении откликов используются условия прочности (таблица 9.1), то они принимаются как для этапов 7 и 8;

S_x , S_y и S_z – отклики при сейсмическом воздействии вдоль направлений осей X , Y и Z соответственно.

16.1.7. При вычислении откликов от сейсмических воздействий расчет проводят при нулевом расчетном давлении P , при этом характеристики материала принимают при расчетной температуре t .

16.1.8 Полный отклик в сечении трубопровода s_j состоит из трех частей.

1. отклик от инерционных нагрузок, действующих на надземную часть трубопровода, вычисляют по одному из трех методов по выбору проектной организации:

- линейно-спектральная теория сейсмостойкости (см. 16.3);
- метод эквивалентной статической нагрузки (см. 16.4);
- метод динамического анализа (см. 16.5).

2. отклик от воздействия деформаций грунта при прохождении продольных, сдвиговых сейсмических волн и волн Релея (см. 16.6).

3. отклик от взаимных смещений опор трубопровода при прохождении сейсмических волн и смещений присоединенного оборудования или строительных конструкций, вызванных сейсмическим воздействием (см. 16.7).

Полный отклик вычисляют как корень квадратный из суммы квадратов откликов от инерционных нагрузок, деформаций грунта и сейсмических смещений опор.

16.2 Расчет надземного трубопровода. Общие положения

16.2.1 Сейсмостойкость оценивают при действии двух горизонтальных $j = \{X, Y\}$ и вертикального $j = \{Z\}$ направлений сейсмического воздействия, при этом величины сейсмических нагрузок в указанных направлениях допускается определять отдельно.

16.2.2 Максимальное горизонтальное ускорение A_{hor}^{max} на свободной поверхности грунта при землетрясении следует определять по данным сейсмического районирования и микрорайонирования, которые получают на основе анализа акселерограмм более ранних землетрясений в районе строительства или в аналогичных по сейсмическим условиям местностях. В случае отсутствия данных, прини-

маются по строительным нормам и правилам государств, упомянутых в предисловии как проголосовавшие за принятие межгосударственного стандарта⁶.

16.2.3 Коэффициент соотношения вертикального и горизонтального пиковых ускорений K_V назначают на основе данных сейсмического микрорайонирования. Если данные отсутствуют, следует принимать $K_V = 0,7$.

16.2.4 Коэффициент K_ψ в зависимости от коэффициента демпфирования принимают по таблице 16.1. Для промежуточных значений ξ допускается линейная интерполяция.

При отсутствии точных данных рекомендуется принимать:

- для трубопроводов $D_a \geq 300\text{мм}$ $\xi = 0,03$ и $K_\psi = 1,48$;
- для трубопроводов $100\text{ мм} \leq D_a < 300\text{мм}$ $\xi = 0,02$ и $K_\psi = 1,65$;
- для трубопроводов $D_a < 100\text{мм}$ $\xi = 0,01$ и $K_\psi = 1,94$

Таблица 16.1 – Коэффициенты, учитывающие относительное демпфирование

Относительное демпфирование ξ	Поправочный коэффициент K_ψ
0,20	0,65
0,10	0,87
0,07	1,00
0,05	1,18
0,04	1,30
0,03	1,48
0,02	1,65
0,01	1,94
0,005	2,16

16.2.5 Для трубопровода, расположенного на низких опорах (рисунок 16.1, в) или на легкой и гибкой строительной конструкции – эстакада, высокие опоры и т.д. (рисунок 16.1, б) – при, $m_s/m_W > 0,1$ расчет максимальных ускорений ведут с использованием спектров ответа (коэффициентов динамичности) $\beta(T_k)$, соответствующих установке трубопровода на поверхности грунта. Здесь:

m_W – общая масса строительной конструкции с фундаментом, на которой расположен трубопровод;

m_s – общая масса трубопровода.

В этом случае максимальные расчетные сейсмические ускорения для k -й формы колебаний трубопровода равны:

$$\begin{aligned} A_{j,k} &= A_{hor}^{max} K_V \beta(T_k) K_0 K_1 K_\psi K_{гр}; \\ A_{j,zpa} &= A_{hor}^{max} K_V K_0 K_1 K_\psi K_{гр}, \end{aligned} \quad (16.1)$$

где A_{hor}^{max} – максимальное горизонтальное ускорение при землетрясении на свободной поверхности грунта согласно 16.2.2;

⁶ В Российской Федерации действуют СП 14.13330.2018 актуализированная редакция «СНиП II-7-81* Строительство в сейсмических районах».

K_V – коэффициент вертикального сейсмического ускорения. При воздействии в горизонтальном направлении $j = \{X, Y\}$ принимают $K_V = 1$, при воздействии в вертикальном направлении $j = \{Z\}$ K_V принимают согласно 16.2.3;

$\beta(T_k)$ – спектр ответа (коэффициент динамичности в зависимости от периода колебаний), принимаемый по данным сейсмического микрорайонирования. При отсутствии данных сейсмического микрорайонирования $\beta(T_k)$ принимают действующим национальным стандартам;

K_0 – коэффициент, учитывающий назначение и ответственность трубопровода, определяемый по таблице 16.2;

K_1 – коэффициент, учитывающий неупругие деформации и локальные повреждения элементов, $K_1 = 0.25$;

K_ψ – коэффициент, учитывающий способность трубопровода к рассеиванию энергии, принимают в зависимости от относительного демпфирования ξ согласно 16.2.4;

$K_{гр}$ – коэффициент, учитывающий нелинейное деформирование грунтов⁷.

T_k – k -й период колебаний трубопровода.

16.2.6 Для форм колебаний с периодом $T_k < 0,03$ с (с частотами $\omega_k > 33$ Гц) следует принимать

$$\beta(T_k)K_\psi = 1,0 \quad (16.2)$$

16.2.7 Если ведется расчет трубопровода, расположенного в массивном многоэтажном здании или в строительной конструкции (рисунок 16.1, а) при $m_s/m_W < 0,1$, то максимальные ускорения вычисляют по формулам:

$$\begin{aligned} A_{j,k} &= a_j(T_k)K_1, \quad j = \{X, Y, Z\} \\ A_{j,zpa} &= K_1, \end{aligned} \quad (16.3)$$

где $a_X(T_k)$, $a_Y(T_k)$, $a_Z(T_k)$ – спектры ответа (поэтажные спектры ответа), полученные для этажа (яруса) конструкции, на котором расположен трубопровод. Спектры ответа строятся при помощи специализированных компьютерных программ, имеющих опцию расчета спектров ответа по результатам анализа всего здания или строительной конструкции на динамическое воздействие в виде реальных (аналоговых) или синтезированных акселерограмм. При этом коэффициент демпфирования осциллятора в случае отсутствия иных данных рекомендуется принимать согласно 16.2.4.

В случае отсутствия спектров ответа допускается выполнять расчет методом эквивалентной статической нагрузки согласно 16.4.5.

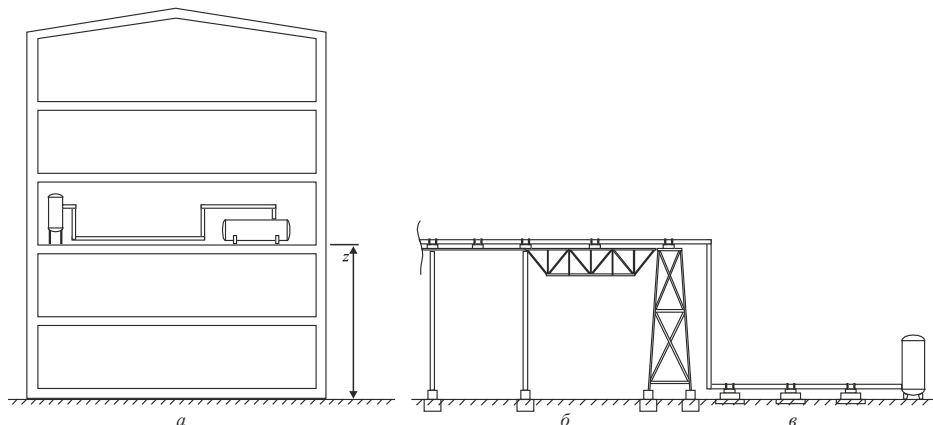
Таблица 16.2 – Коэффициент K_0 , учитывающий назначение и ответственность трубопровода

Назначение и ответственность трубопровода	Значение K_0
1 Трубопроводы, функционирование которых необходимо при землетрясении и ликвидации его последствий (системы	

⁷ Для территории Российской Федерации $K_{гр} = 1,0$. При сейсмичности площадки 8 баллов и более, повышенной только в связи с наличием грунтов III категории, $K_{гр} = 0,7$

энергоснабжения, водоснабжения, пожаротушения, газоснабжения; трубопроводы, содержащие большое количество токсичных или взрывчатых веществ, которые могут быть опасны для людей);	1,1
2 Другие трубопроводы, не указанные в 1 и в 3	1,0
3 Трубопроводы, разрушение которых не связано с гибелью людей, утратой материальных и культурных ценностей и не вызывает прекращения непрерывных технологических процессов или загрязнения окружающей среды	0,8

16.2.8 Для трубопроводов, расположенных на различных отметках по высоте здания, а также для протяженных трубопроводов, проходящих через участки местности с различной категорией грунтов и разной сейсмичностью, рекомендуется проводить расчет на многоопорное воздействие, при котором учитывается отличие спектров ответа на каждой опоре. Для расчета подобных систем также может применяться консервативный подход, заключающийся в использовании верхнего огибающего спектра по всем индивидуальным опорным спектрам, который позволяет получить максимальную инерционную нагрузку многоопорной системы.



a – трубопровод в здании, *б* – трубопровод на эстакаде, *в* – трубопровод на низких опорах

Рисунок 16.1 – Варианты расположения трубопровода

16.2.9 Для протяженных трубопроводов рекомендуется учитывать дополнительное гидродинамическое давление продукта при сейсмическом воздействии, определяемое по формуле

$$P_{\text{сейсм}} = A_{\text{hor}}^{\text{max}} K_1 K_V \rho_B L_j, \quad (16.4)$$

где L_j – общая протяженность трубопровода вдоль направления сейсмического воздействия $j = \{X, Y, Z\}$;

ρ_B – плотность транспортируемого продукта;

K_V – коэффициент вертикального сейсмического ускорения. При воздействии в горизонтальном направлении $j = \{X, Y\}$ принимают $K_V = 1$, при воздействии в вертикальном направлении $j = \{Z\}$ K_V принимают согласно 16.2.3;

Протяженность L_j не должна превышать величину $0,5C_b T_0$, где C_b – скорость звука в продукте (для воды $C_b = 1300$ м/с), а T_0 – преобладающий период сейсмических колебаний грунта, величину которого принимают равной 0,5 с.

16.3 Расчет надземного трубопровода по линейно-спектральной теории

16.3.1 Расчет трубопровода по линейно-спектральной теории является менее консервативным по сравнению с методом эквивалентной статической нагрузки (см. 16.4), однако требует создания более детальной динамической модели трубопровода 16.3.3.

16.3.2 Линейно-спектральная теория применима только для расчета линейно-упругих систем, поэтому при расчете надземной части трубопровода влияние сил трения можно не учитывать.

Для приближенного учета сил трения допускается использовать приближенный метод «линеаризации» трения. Для этого по направлению, противоположному вектору сейсмического перемещения на опоре, устанавливают упругую связь, жесткость которой вычисляют по формуле

$$C = \frac{4}{3} \frac{\mu Q_Y}{\Delta_{max}}, \quad (16.5)$$

где μ – динамический коэффициент трения, который рекомендуется определять умножением коэффициента трения на 0,5;

Q_Y – вертикальное давление трубопровода на подвижную опору от статических нагрузок (рисунок 8.1);

Δ_{max} – максимальное перемещение от сейсмических воздействий.

Значение максимального перемещения Δ_{max} определяют в результате серии расчетов методом последовательных приближений.

16.3.3 Расчет собственных частот ведут численными методами при помощи специальных компьютерных программ по стержневой модели с учетом массы рабочего вещества и изоляции.

Расчетная динамическая модель должна состоять из достаточного числа динамических степеней свободы (масс). Число динамических степеней свободы считается достаточным, когда его увеличение не приводит к изменению откликов более чем на 10 %. В качестве другого критерия достаточности учитываемого числа степеней свободы может быть использован следующий: число степеней свободы системы должно, по крайней мере, в два раза превосходить число собственных форм колебаний при определении реакции системы.

Расчетную динамическую модель создают в основном согласно рекомендациям для статического расчета раздела 8, однако при моделировании точек присоединения трубопровода к сосудам и аппаратам, а также к резервуарам обязательно следует учитывать локальные податливости стенки сосудов и их массу (см. 8.1.9).

Если масса трубопровода с продуктом и изоляцией превышает 10% от массы строительной конструкции и оборудования, к которым он присоединён $m_s/m_w > 0,1$, то при вычислении собственных частот требуется учитывать также массу и жесткость самой строительной конструкции и оборудования, производить совместный расчет (рисунок 16.1, б).

При расчете частот и форм колебаний подводных трубопроводов ко всем массам m добавляется присоединенная масса жидкости. Приведенная масса m_{red} равна:

$$m_{red} = m + \xi \cdot m_w, \quad (16.6)$$

m – сумма масс трубы, изоляции и продукта,

m_w – масса воды, вытесненной трубой

$$m_w = \rho_w \frac{\pi D_k^2}{4}, \quad (16.7)$$

ρ_w – плотность воды,

ξ – коэффициент присоединенной массы, для труб принимается $\xi = 1$.

Значения собственных частот $f_1, f_2 \dots f_j \dots f_n$ определяют из решения линейной алгебраической задачи о собственных значениях

$$([K] - \omega_k^2 [M]) \{y_k\} = 0; k = 1, 2, \dots, \quad (16.8)$$

где $[K]$ – матрица жесткости;

$[M]$ – матрица масс системы;

$\{y_k\}$ – вектор k -й формы собственных колебаний;

$\omega_k = 2\pi \cdot f_k$ – j -я круговая частота собственных колебаний, рад/с;

f_j – j -я техническая частота собственных колебаний, Гц.

Техническую частоту k -й формы колебаний, Гц, вычисляют по формуле

$$f_k = \frac{\omega_k}{2\pi} \quad (16.9)$$

Период, с, -й формы колебаний вычисляют по формуле

$$T_k = \frac{1}{f_k} \quad (16.10)$$

16.3.4 В основу линейно-спектрального метода положен метод приведения, который позволяет свести линейную систему с N степенями свободы к N эквивалентным системам с одной степенью свободы, наложение колебаний которых дает в сумме колебание исходной системы.

16.3.5 Для всех частот $f_k \leq f_{zpa}$, где f_{zpa} – значение частоты, соответствующей «ускорению нулевого периода» на спектре (при $f_k > f_{zpa}$ ускорения на спектре равны постоянному значению 1. Для стандартных спектров ответа $f_{zpa} = 33$ Гц), определяют вектор инерционных сейсмических нагрузок, действующих в направлении обобщенных координат системы при колебаниях по k -й форме:

$$[F_{j,k}] = A_{j,k} [M] \{y_k\} \Phi_{j,k}, \quad (16.11)$$

где $A_{j,k}$ – максимальное расчетное сейсмическое ускорение для k -й формы колебаний трубопровода при воздействии в направлении $j = \{X, Y, Z\}$;

$\Phi_{j,k}$ – фактор «участия» масс для k -й формы собственных колебаний при воздействии в направлении $j = \{X, Y, Z\}$

$$\Phi_{j,k} = \frac{\{y_k\}^T [M] \{J_j\}}{\{y_k\}^T [M] \{y_k\}}, \quad (16.12)$$

$\{J_j\}$ – вектор направляющих косинусов сейсмического воздействия

$$\{J_j\} = \{\cos \alpha_{i,j}\} \quad (16.13)$$

$\alpha_{i,j}$ – угол между направлением сейсмического воздействия $j = \{X, Y, Z\}$ и i -й обобщенной координатой.

16.3.6 Для учета «потерянной» массы определяют «остаточный» вектор дополнительной квазистатической нагрузки, учитывающей вклад всех неучтенных высших форм колебаний $f_k > f_{zpa}$:

$$[F_j^*] = A_{j,zpa} [M] \left(\{J_j\} - \sum_{k=1}^s \{y_k\} \Phi_{j,k} \right), \quad (16.14)$$

где $A_{j,zpa}$ – ускорение нулевого периода по направлению $j = \{X, Y, Z\}$;

s – число форм колебаний, для которых выполняется условие $f_k \leq f_{zpa}$

16.3.7 Отклики (напряжения, перемещения и т.д.) в системе определяют от действия статически приложенных в узлах сейсмических нагрузок $[F_{j,k}]$ и $[F_j^*]$ и затем суммируют для каждой форму колебаний по методу ККСК:

$$S_j = \pm \sqrt{\sum_{k=1}^s S_{j,k}^2 + (S_j^*)^2}, \quad (16.15)$$

где S_j – отклик в рассматриваемом сечении при сейсмическом воздействии по направлению $j = \{X, Y, Z\}$;

$S_{j,k}$ – отклик в рассматриваемом сечении от инерционных нагрузок $[F_{j,k}]$

$F_{j,k}$;

S_j^* – «остаточный» отклик в рассматриваемом сечении от инерционных нагрузок $[F_j^*]$.

Если частоты k -й и $k+1$ -й форм собственных колебаний отличаются менее чем на 10 %

$$\frac{\omega_k - \omega_{k+1}}{\omega_k} < 0,1, \quad (16.16)$$

то вместо (16.15) используется метод «CQC»:

$$S_j = \pm \sqrt{\sum_{k=1}^s \sum_{q=1}^s (\varepsilon_{k,q} S_{j,k} S_{j,q}) + (S_j^*)^2}, \quad (16.17)$$

где $\varepsilon_{k,q}$ – коэффициент корреляции между k -й и q -й собственными формами

$$\varepsilon_{k,q} = \frac{8\sqrt{\xi_k \xi_q f_k f_q} (\xi_k f_k + \xi_q f_q) f_k f_q}{(f_k^2 - f_q^2)^2 + 4\xi_k \xi_q f_k f_q (f_k^2 + f_q^2) + 4(\xi_k^2 + \xi_q^2) f_k^2 f_q^2}; \quad (16.18)$$

ξ_k, ξ_q – модальные коэффициенты демпфирования для k -й и q -й собственных форм.

$S_{j,k}, S_{j,q}$ – отклик по k -й и q -й собственным формам.

16.4 Расчет надземного трубопровода методом эквивалентной статической нагрузки

16.4.1 Метод эквивалентной статической нагрузки – приближенный метод оценки сейсмостойкости, обеспечивающий, как правило, дополнительный запас сейсмостойкости по сравнению с более точным методом анализа сейсмостойкости по линейно-спектральной теории.

16.4.2 При расчете надземной части трубопровода методом эквивалентной статической нагрузки может быть учтено нелинейное поведение системы: трение, односторонние опоры, опоры с зазорами (антисейсмические упоры) и т.д.

Силы трения при расчетах методом эквивалентной статической нагрузки рекомендуется не учитывать. В случае выполнения расчетов с учетом сил трения следует использовать «динамические» коэффициенты трения, которые рекомендуется определять умножением коэффициента трения, используемого при статических расчетах, на 0,5.

16.4.3 Определяют вектор эквивалентных приложенных статических нагрузок в направлении $j = \{X, Y, Z\}$, действующих в направлении обобщенных координат системы:

$$[F_j] = \pm A_j [M]_{j,k}, \quad (16.19)$$

где A_j – максимальное расчетное сейсмическое ускорение при расчете методом эквивалентной статической нагрузки.

16.4.4 Для трубопровода, расположенного на низких опорах, расчет максимальных ускорений ведут по формуле

$$A_j = 1,3 A_{hor}^{max} \beta_{max} K_V K_0 K_1 K_A K_\psi, \quad (16.20)$$

где 1,3 – коэффициент запаса, учитывающий возможную погрешность метода по сравнению с линейно-спектральной теорией;

K_V – коэффициент вертикального сейсмического ускорения. При воздействии в горизонтальном направлении $j = \{X, Y\}$ принимают $K_V = 1$, при воздействии в вертикальном направлении $j = \{Z\}$ принимают K_V согласно 16.2.3;

β_{max} – максимальное значение коэффициента динамичности:

$$\beta_{max} = 2,5. \quad (16.21)$$

16.4.5 Для трубопровода, расположенного на строительной конструкции (в здании, на высоких опорах, на эстакаде), расчет максимальных ускорений ведут по формуле

$$A_j = 1,3a_j^{max} K_1, \quad (16.22)$$

где a_j^{max} – наибольшее значение ускорения спектра ответа $a_j(T_k)$,

$$a_j^{max} = \max(a_j(T_k)), \quad (16.23)$$

$a_j(T_k)$ – спектр ответа (поэтажный спектр ответа) для отметки закрепления трубопровода при воздействии в направлении $j = \{X, Y, Z\}$.

В случае отсутствия спектров ответа $a_j(T_k)$ допускается принимать максимальные расчетные ускорения по формулам:

- для горизонтальных направлений воздействия $j = \{X, Y\}$.

$$A_j = 1,3A_{hor}^{max} K_h \beta_{max} K_0 K_1 K_\psi; \quad (16.24)$$

- для вертикального направления воздействия

$$A_Z = 1,3A_{hor}^{max} K_V K_V^h \beta_{max} K_0 K_1 K_\psi, \quad (16.25)$$

где K_h, K_V^h – коэффициенты усиления максимального ускорения от сейсмического воздействия по высоте установки трубопровода z для горизонтального и вертикального направлений соответственно. Значения коэффициентов принимают согласно таблице 16.3.

Таблица 16.3 – Коэффициенты K_h и K_V^h

Характеристика сооружения	Максимальная отметка расположения трубопровода z , м,							
	10		20		30		40	
	K_h	K_V^h	K_h	K_V^h	K_h	K_V^h	K_h	K_V^h
Массивная железобетонная конструкция (рисунок 16.1, а)	1,2	1,0	1,5	1,2	1,75	1,6	2,0	2,0
Пространственная стержневая конструкция, этажерка (рисунок 16.1, б)	1,4	1,4	1,8	1,8	2,25	2,2	3,0	3,0

Примечания

1 В случае затруднений при определении типа конструкции принимают наибольшие значения коэффициентов K_h и K_V^h .

2 Значения коэффициентов K_h и K_V^h при промежуточных значениях z от 0 до 40 м вычисляют методом линейной интерполяции. При $z=0$ м принимают $K_h = 1,0, K_V^h = 1,0$.

3 Таблица применима для грунтов, имеющих модуль деформации $E_d \geq 10^4$ МПа. При $E_d < 10^4$ МПа значения коэффициентов K_h и K_V^h следует умножить на 1.5.

16.4.6 Отклики (напряжения, перемещения и т.д.) S_j в системе определяют от действия статически приложенных в узлах сейсмических нагрузок $[F_j]$.

16.5 Расчет надземного трубопровода методом динамического анализа переходных процессов

16.5.1 Расчет на сейсмостойкость можно проводить методом динамического анализа переходных процессов с использованием расчетных акселерограмм на отметке установки опор трубопровода. При оценке прочности в этом случае используют динамические прочностные характеристики конструкционных материалов и грунта и должно быть учтено взаимодействие трубопровода с опорными конструкциями, грунтом и примыкающим оборудованием.

Требования настоящего пункта рекомендуется применять для конструкций трубопроводов, представляющих собой динамические системы с высокой степенью геометрической, физической или конструктивной нелинейности, для объектов повышенного уровня ответственности, отказы которых могут привести к тяжелым экономическим, социальным и экологическим последствиям, для трубопроводов, оснащенных системой сейсмоизоляции и другими системами регулирования сейсмической реакции.

16.5.2 Расчеты методом интегрирования по времени проводят для расчета трубопроводов с системами сейсмоизоляции, с адаптивными системами самозащиты, динамическими гасителями колебаний, демпфирующими устройствами и другими сейсмозащитными элементами следует выполнять при научном сопровождении и при участии организаций, имеющих право и опыт выполнения такого вида работ.

16.5.3 Динамический расчет систем с конечным числом степеней свободы может быть выполнен по неявной или явной вычислительной схеме.

В случае использования неявной вычислительной схемы расчет проводят методами численного интегрирования систем дифференциальных уравнений вида

$$[M]\{\ddot{x}\} + [B]\{\dot{x}\} + [C]\{x\} + \{R\} = -\ddot{\Psi}(t)[M]\{\cos\alpha\}, \quad (16.26)$$

где $[M]$ – матрица масс (инерции);

$[B]$ – матрица демпфирования;

$[C]$ – матрица жесткости;

$\{\ddot{x}\}, \{\dot{x}\}, \{x\}$ – векторы относительных ускорений, скоростей и перемещений соответственно;

$\{R\}$ – вектор реактивных сил от нелинейных связей. Вектор этих сил, действующих в направлении обобщенных координат системы, представляет собой сумму реакций дополнительных нелинейных связей системы: демпферов, амортизаторов, кусочно-линейных систем (упругих опор с зазорами, выключающихся связей), элементов сухого трения и т.п.;

$\ddot{\Psi}(t)$ – ускорение основания расчетной модели (акселерограмма);

$\{\cos\alpha\}$ – вектор направляющих косинусов.

Результирующий вектор внешних нагрузок $\{F\}$, действующих на систему в любой момент времени, определяют по формуле

$$\{F\} = [C]\{x\}. \quad (16.27)$$

По вычисленному значению вектора $\{F\}$ определяют внутренние усилия и напряжения в расчетных сечениях трубопровода.

Неявная вычислительная схема не позволяет точно учесть влияние нелинейного поведения конструкции. Из-за необходимости разложения движения системы на формы колебаний, требуется производить приближенную линеаризацию нелинейных элементов расчетной схемы.

Расчет методом прямого интегрирования (по явной вычислительной схеме) позволяет строго учесть влияние нелинейного поведения конструкции: трения, демпферов, зазоров, односторонних связей, подвесок.

16.6 Расчет подземного трубопровода бесканальной прокладки

16.6.1 Усилия и перемещения в подземном трубопроводе бесканальной прокладки определяют от его совместных деформаций с окружающим грунтом при прохождении сейсмических волн. При обосновании сейсмостойкости таких трубопроводов необходимо учитывать усилия и перемещения, которые могут возникать из-за попадания различных сечений трубопровода, анкерных опор, поворотов и ответвлений в разные фазы сейсмических волн.

16.6.2 Усилия и перемещения в трубопроводах, связанные с прохождением сейсмических волн, надлежит определять с учетом направления движения для следующих типов волн:

- продольная (P-волна);
- поперечная (S-волна);
- волна Релея (R-волна).

Все три типа волн характеризуются скоростью распространения в различных грунтах V_P, V_S, V_R , длиной $\lambda_P, \lambda_S, \lambda_R$ и направлением смещения точек массива грунта относительно направления распространения волны (рисунок 16.2). Фронт волны движется вдоль некоторого заданного вектора, и точки с максимальными перемещениями грунта в различные моменты времени могут совпадать с различными сечениями трубопровода (отводами, ответвлениями, мертвыми опорами и т.д.).

16.6.3 Следует рассматривать наиболее невыгодное сочетание фазы, направления движения и типа сейсмической волны при определении откликов для каждого отдельного сечения трубопровода. Если трубопровод имеет сложную пространственную конфигурацию, то выполняют несколько расчетов для различных типов волн и их фазового смещения (см. 16.6.4). Эпицентр землетрясения может находиться в любом направлении от рассчитываемого трубопровода, поэтому необходимо рассмотреть несколько возможных направлений распространения фронта сейсмических волн. По результатам расчета для каждого сечения выбирают наилучшее значение отклика из всех рассмотренных вариантов.

По результатам расчета, в случае невыполнения условий сейсмостойкости, принимают решение об изменении схемы трубопровода, а затем производится повторный расчет трубопровода.

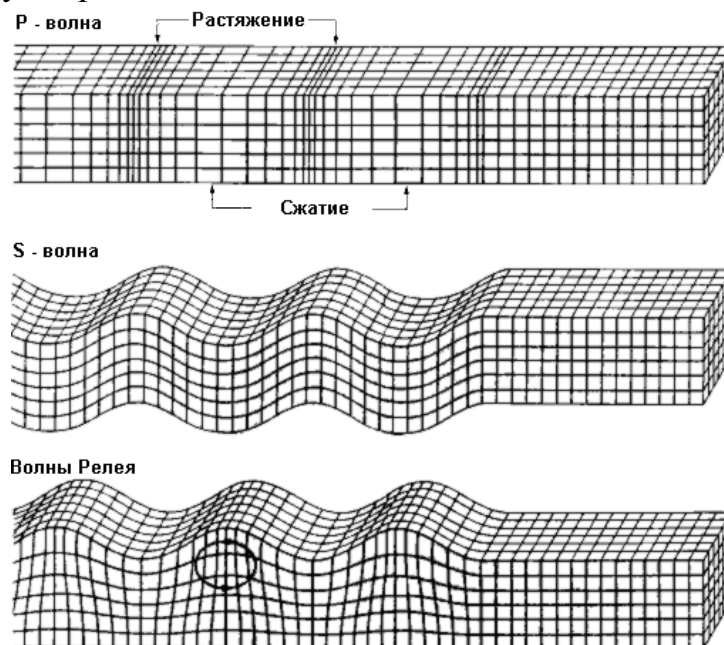


Рисунок 16.2 – Характер движения точек грунта при прохождении продольных волн «Р», волн сдвига «S» и волн Релея «R»

16.6.4 Для вычисления откликов S_j (напряжений, перемещений и т.д.) трубопровода произвольной пространственной конфигурации с учетом сил продольного трения и бокового отпора грунта при прохождении P-, S- и R-волн в заданном направлении расчет следует вести методами строительной механики при помощи специализированных компьютерных программ.

Грунт, окружающий трубу, моделируется так же, как и при статическом расчете, большим числом нелинейно-упругих связей, расставленных с определенным шагом вдоль и поперек оси трубопровода в вертикальном и горизонтальном направлениях. При этом, в отличие от статических расчетов должны использоваться динамические модуль деформации грунта (модуль Юнга) и коэффициент Пуассона, определяемые по данным сейсморазведки. Коэффициенты сцепления и угол внутреннего трения грунта принимают такими же, как при статических расчетах.

Прохождение сейсмических волн моделируется принудительным смещением связей, моделирующих взаимодействие трубопровода с грунтом в соответствии с деформациями грунта при прохождении сейсмических волн определенного типа и в определенном направлении, а затем вычисляют возникающие при этом усилия и напряжения в трубопроводе.

Должно быть рассмотрено несколько вариантов направления движения фронта P-, S- и R-волн и несколько вариантов их фазовых смещений.

16.6.5 Максимальную скорость V_{max} движения грунта при землетрясении следует определять по данным сейсмического микрорайонирования (по велосиг-

раммам). Если такие данные отсутствуют, то V_{max} рекомендуется принимать в зависимости от категории грунта по сейсмическим свойствам:

- для мягких грунтов (III категория) $V_{max} = 0,12A_{hor}^{max} K_0 K_A$;
- для скальных грунтов (I и II категории) $V_{max} = 0,091A_{hor}^{max} K_0 K_A$;

16.6.6 Максимальное горизонтальное D_{hor}^{max} и вертикальное D_{ver}^{max} перемещение грунта при землетрясении следует определять по данным сейсмического микрорайонирования (по сейсмограммам).

При отсутствии более точных данных для надземных трубопроводов максимальное горизонтальное перемещение D_{hor}^{max} грунта допускается определять по формуле

$$D_{hor}^{max} = \frac{6V_{max}^2}{A_{hor}^{max} K_0 K_A}, \quad (16.28)$$

а максимальное вертикальное перемещение грунта принимать равным $D_{hor}^{max} = D_{hor}^{max} K_V$.

16.6.7 Скорости распространения в грунтовом массиве продольной V_p -, поперечной V_s -волн и волн Релея V_R определяют по данным сейсморазведки. На стадии разработки проектной документации значения V_p , V_s и V_R допускается принимать по справочным данным.

Скорость волны Релея допускается определять по формуле

$$V_R = kV_s, \quad (16.29)$$

где коэффициент $k < 1$ есть корень уравнения

$$\frac{1}{8}k^6 - k^4 + \frac{2 - v_{дин}}{1 - v_{дин}}k^2 - \frac{1}{1 - v_{дин}} = 0; \quad (16.30)$$

здесь $v_{дин}$ – динамический коэффициент Пуассона грунта.

16.7 Расчет на сейсмические смещения креплений

16.7.1 Как в случае надземных трубопроводов, так и в случае трубопроводов бесканальной прокладки, присоединенных к различным строительным конструкциям или оборудованию, должны учитываться взаимные смещения опорных точек при независимых колебаниях данных конструкций во время землетрясения (рисунок 16.3). Для креплений или для фазовых групп креплений, моделирующих присоединение к оборудованию или к строительным конструкциям, должны быть заданы максимальные сейсмические смещения Δ_j^{max} . Здесь Δ_j^{max} – максимальное относительное смещение по направлению $j = \{X, Y, Z\}$ крепления или фазовой группы креплений при сейсмическом воздействии по направлению j .

16.7.2 В случае, если при сейсмическом воздействии на оборудование или строительную конструкцию по направлению j возникают смещения не только по направлению j , но и значительные линейные и угловые перемещения по другим направлениям, их также следует учитывать в расчете. Если максимальные значения перемещений и углов поворота креплений возникают одновременно, сле-

дует выполнять отдельный расчет на каждый компонент перемещений, а затем суммировать полученные отклики по правилу ККСК.

16.7.3 Если заданы сейсмические смещения для нескольких креплений или фазовых групп креплений, то отклики вычисляют отдельно от смещений каждого крепления или фазовой группы креплений и линейно суммируют по абсолютным значениям.

16.7.4 Для сосудов и аппаратов относительные сейсмические смещения точек присоединения трубопровода Δ_j^{max} определяют методами, описанными в справочной и научно-технической литературе.

16.7.5 Для зданий и строительных конструкций сейсмические смещения опорных точек определяют из расчета на сейсмические воздействия либо как консервативное допущение, из поэтажных спектров ответа.

Для вычисления максимального смещения каждой опоры по спектрам ответа используют формулу

$$\Delta_j^{max} = \alpha_j^{max} / \omega_1^2, \quad (16.31)$$

где α_j^{max} – максимальное спектральное ускорение на отметке при сейсмическом воздействии по направлению $j = \{X, Y, Z\}$;

ω_1 – первая собственная частота колебаний конструкции, рад/с.

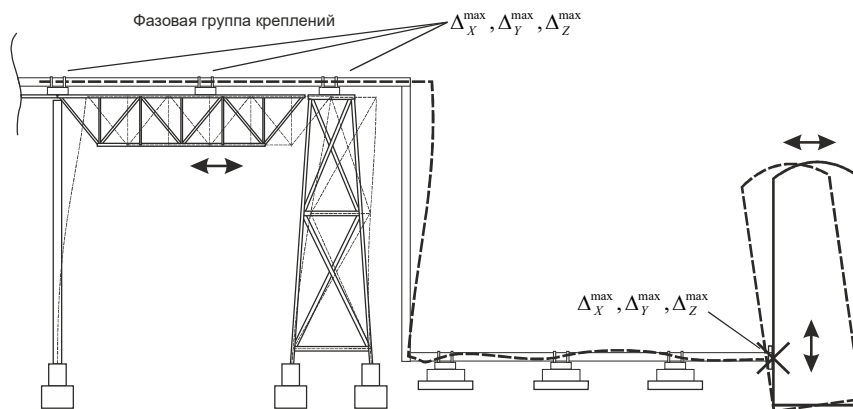


Рисунок 16.3 – Сейсмические смещения креплений

17 Расчет трубопровода на вибрацию

17.1 Расчет собственных частот

17.1.1 Анализ собственных частот и форм колебаний трубопровода проводят для оценки его вибропрочности и для отстройки от детерминированных частот возмущения.

При оценках вибропрочности трубопровода следует учитывать все собственные частоты в энергетически значимом диапазоне.

17.1.2 Расчет собственных частот ведут согласно 16.3.3.

17.2 Динамические нагрузки и воздействия

17.2.1 Нагрузки и воздействия, вызывающие вибрацию трубопроводов, разделяют на группы:

а) механические воздействия на трубопровод от оборудования, вызванные неуравновешенностью движущихся масс, износом подшипников и т.д.;

б) нестационарные гидравлические воздействия вследствие:

- пульсации давления на входе в трубопровод от компрессора или насоса;
- прохождения по системе двухфазной среды, особенно в пробковом режиме, при кавитации и т.п.;

- отрывных течений за местными сопротивлениями.

17.2.2 Амплитуды возбуждающих вибрацию нагрузок и воздействий определяют расчетом или измерениями в процессе пуско-наладочных работ и задают в виде перемещений или внешних сил. При оценке нестационарных гидродинамических воздействий рассматривают те сечения трубопровода, где происходит изменение величины и направления скорости потока.

17.2.3 Спектр частот пульсации, генерируемых поршневыми и центробежными машинами, составляет

$$f_{ip} = \frac{imn}{60}, \quad (17.1)$$

где $i = 1, 2, 3, \dots$ – номер гармоники; n – число оборотов вала в минуту; m – число поршневых цилиндров или число лопаток центробежных нагнетательных машин.

17.2.4 Если возбудителями пульсаций в трубопроводе являются местные гидравлические сопротивления, то генерируемую при этом частоту рекомендуются рассчитывать по формуле

$$f_{ip} = (200 \dots 500) \frac{V}{D_i}, \quad (17.2)$$

где V – скорость потока,

D_i – диаметр сужения в местном сопротивлении.

Для одиночных преград в формуле (17.2) принимают минимальное значение численного коэффициента, равное 200. При отсутствии местного сужения (прямая труба) численный коэффициент в (17.2) принимают равным 500.

17.2.5 Для трубопроводов с двухфазным рабочим веществом учитывают возможность появления гидродинамических возмущений, особенно ощутимых в пробковом режиме. Амплитудно-частотные характеристики нестационарного воздействия двухфазного потока на местные сопротивления определяют при пусконаладочных работах или предварительными расчетами.

17.2.6 При проектировании учитывается возможность возникновения резонансных акустических колебаний при сближении значений генерируемых и собственных частот гидродинамических колебаний среды. Амплитудно-частотные характеристики акустических колебаний для сложных трубопроводных систем определяют расчетом или в процессе пусконаладочных работ.

Собственную частоту акустических колебаний трубопровода для прямолинейных участков рекомендуется определять по формулам:

- для трубы с акустически открытыми или закрытыми концами

$$f_{ip} = \frac{0,5iC}{L}, \quad (17.3)$$

- для трубы с одним акустически открытым концом

$$f_{ip} = \frac{0,25(2i - 1)C}{L}, \quad (17.4)$$

где $i = 1, 2, 3, \dots$; C – скорость звука, в м/с; L – длина трубы, в м.

17.3 Расчет вынужденных колебаний трубопровода

17.3.1 Для количественных оценок долговечности и амплитуд вибрационных перемещений в характерных сечениях проводят расчет вынужденных колебаний трубопровода. При этом используют данные о динамических нагрузках, полученные в соответствии с 17.2. При отсутствии достоверных данных о характеристиках нагрузок, возбуждающих вибрации, расчет вынужденных колебаний проводят с использованием результатов специальных испытаний.

17.3.2 Расчет ведут в линейной постановке для детерминированных кинематических и силовых воздействий, заданных в полигармоническом виде. Учитывают возможность сдвига фаз между нагрузками в различных сечениях трубопровода. Рассматривают установившиеся колебания системы при рабочих параметрах. Значение коэффициента относительного демпфирования рекомендуется принимать равным 0,02 (соответствует логарифмическому декременту колебаний 0,126).

17.3.3 Расчет проводят спектральным методом с разложением по формам собственных колебаний трубопровода. Определяют амплитудно-частотные характеристики перемещений в расчетных сечениях, а также вибрационных нагрузок на опоры, подвески и оборудование.

17.3.4 Расчет напряжений при вынужденных колебаниях ведут по формулам этапа 4. При этом учитывают размахи колебаний внешних нагрузок и внутреннего давления для всех рассматриваемых возмущающих частот.

Приведенные к нормальной температуре амплитуды эквивалентных напряжений в характерных сечениях трубопровода представляют в спектральной форме.

17.4 Критерии вибропрочности

17.4.1 Основным критерием вибропрочности трубопровода является условие отстройки собственных частот колебаний трубопровода f_j от дискретных частот детерминированного возбуждения f_{ip} , определяемых согласно 17.2.

Условие отстройки собственных частот для первых трех форм колебаний трубопровода в каждой плоскости записывают в виде

$$f_{ip}/f_j \leq 0,75 \text{ и } f_{ip}/f_j \geq 1,3 \quad (j = 1,2,3). \quad (17.5)$$

Для более высоких форм колебаний при наличии высокочастотных возбудителей вибрации условие отстройки имеет вид

$$f_{ip}/f_j \leq 0,9 \text{ и } f_{ip}/f_j \geq 1,1 \quad (j = 1,2,3). \quad (17.6)$$

В случае невозможности выполнения указанных требований необходимо показать, что уровни вибраций элементов конструкции находятся в допустимых пределах.

17.4.2 Для исключения возможных соударений трубопроводов и окружающих конструкций, расположенных с зазором Δ , принимают условие:

$$|A_1| + |A_2| \leq \Delta, \quad (17.7)$$

где A_1 и A_2 – соответственно максимальные амплитуды виброперемещений элемента трубопровода и конструкции, которые получаются в результате наложения различных форм колебаний.

17.4.3 Амплитуды вибронапряжений на различных частотах определяют в результате расчета вынужденных колебаний трубопровода (см. 17.3.4). При оценке вибропрочности для каждого характерного сечения находят максимальную амплитуду A_j эквивалентных вибронапряжений, которая образуется в результате наложения различных форм колебаний.

17.4.4 Для типовых трубопроводов в качестве критерия вибропрочности могут быть использованы допустимые амплитуды перемещений в характерных сечениях трубопровода (см. приложение Г).

17.4.5 Расчетную оценку долговечности элементов трубопровода в случае наложения на основные циклы нагружения вибронапряжений рекомендуется проводить по методике, изложенной в 9.6.

17.4.6 Для исключения риска вибраций трубопровода, вызванных вихревым резонансным возбуждением в ветровом потоке рекомендуется проверять выполнение условия:

$$f_1 > 1.1V_{max} \frac{S_t}{D_k}, \quad (17.8)$$

f_1 – Первая (низшая) частота колебаний трубопровода;

V_{max} – Максимальная скорость ветра на уровне расположения трубопровода

$$V_{max} = 1.5\sqrt{w_0 k(z_e)}; \quad (17.9)$$

w_0 – нормативное значение ветрового давления, кПа;

$k(z_e)$ – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления для высоты оси трубопровода z_e ;

S_t – Число Струхалия трубопровода, определяемое экспериментально или по справочным данным; При отсутствии данных рекомендуемое значение $S_t = 0,2 + 0,0163D_k/h$, где h - высота расположения трубопровода над поверхностью земли;

17.4.7 Для трубопроводов, подверженных динамическим нагрузкам или вибрации, трубопроводы для которых идентифицирован риск возникновения си-

ловых воздействий двухфазной среды, резкого изменения давления, высокой турбулентности потока, вскипания, кавитации и аналогичных явлений или внешними динамическими воздействиями, низшая частота собственных колебаний не должна быть ниже 4-5 Гц.

Для исключения создания чрезмерно гибких трубопроводов или трубопроводов с компенсаторами, которые представляют собой геометрически изменяемую или мгновенно изменяемую систему, рекомендуется чтобы низшая частота собственных колебаний трубопровода была не ниже 4-5 Гц.

Приложение А (рекомендуемое)

Учет повышенной гибкости отдельных элементов

А.1 Отводы

А.1.1 При поверочных расчетах трубопроводных систем на прочность рекомендуется учитывать повышенную гибкость (пониженную жесткость) отводов в результате овализации их сечений при изгибе (эффект Кармана).

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. 9.3.1):

$$K_p = K_p^* \cdot \zeta \cdot \Omega, \quad (\text{A.1})$$

При значении коэффициента $K_p < 1$ принимают $K_p = 1$.

K_p^* – коэффициент гибкости отвода без учета условий закрепления на концах и без учета стесненности за счет наличия примыкающих прямых труб;

$$K_p^* = 1 + \frac{N}{4 + \bar{\lambda}\bar{p} + S(j)}$$

$$S(j) = \frac{N}{(2 \cdot j - 1)^2 + \frac{N}{(2 \cdot j)^2 + \bar{\lambda}\bar{p} + S(j+1)}}, j = 2 \dots 10 \quad (\text{A.2})$$

$$S(11) = \frac{N}{(2 \cdot 11 - 1)^2}$$

$$\bar{\lambda} = \frac{\sqrt{12(1 - \nu^2)}}{\lambda}; \quad \bar{p} = \sqrt{12(1 - \nu^2)} \frac{R(D_a - s)}{2s^2E} p; \quad N = \frac{1}{4} \bar{\lambda}^2,$$

R – радиус отвода, мм;

ζ – коэффициент, учитывающий стесненность деформации за счет наличия примыкающих прямых труб на концах отвода. Принимается согласно таблице А.1 в зависимости от параметров λ , ω и $2R/(D_a - s)$. При $\omega = 0^\circ$ принимается $\zeta = 1/(K_p^* \cdot \Omega)$. При $2R/(D_a - s) = 0$ принимается $\zeta = 1/(K_p^* \cdot \Omega)$. Для промежуточных значений параметров коэффициент ζ определяется по линейной интерполяции. При значении коэффициента $\zeta > 1$ принимается $\zeta = 1$;

ω – центральный угол отвода, градусы;

Ω – коэффициент, учитывающий дополнительную стесненность деформации при наличии фланцевых соединений по концам отвода;

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

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

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

А.1.2 Допускается использование других, более точных методик вычисления коэффициента гибкости (МКЭ) с учетом давления, условий закрепления на концах отвода, приваренных деталей (подпятник и т.д.).

Таблица А.1 – Значения коэффициента гибкости отводов ζ

λ	Угол ω			
	60°	90°	60°	90°
	$2R/(D_a - s) = 2$		$2R/(D_a - s) = 4$	
0,00	0,25	0,42	0,37	0,58
0,40	0,62	0,77	0,73	0,88
0,60	0,73	0,84	0,82	0,91
1,65	1,00	1,00	1,00	1,00
	$2R/(D_a - s) = 6$		$2R/(D_a - s) = 8$	
0,00	0,47	0,65	0,55	0,70
0,20	0,67	0,85	0,74	0,88
0,40	0,81	0,93	0,85	0,95
1,65	1,00	1,00	1,00	1,00

А.2 Тройники и врезки

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

Приведенные далее формулы справедливы для ортогональных тройников и врезок с отношением $d_a/D_a \leq 0,8$. Для ортогональных равнопроходных или почти равнопроходных тройников и врезок с отношением $d_a/D_a > 0,8$ пониженную жесткость ответвления не учитывают. Для тройников и врезок с наклонным ответвлением пониженную жесткость ответвления учитывают по специальным численным методам.

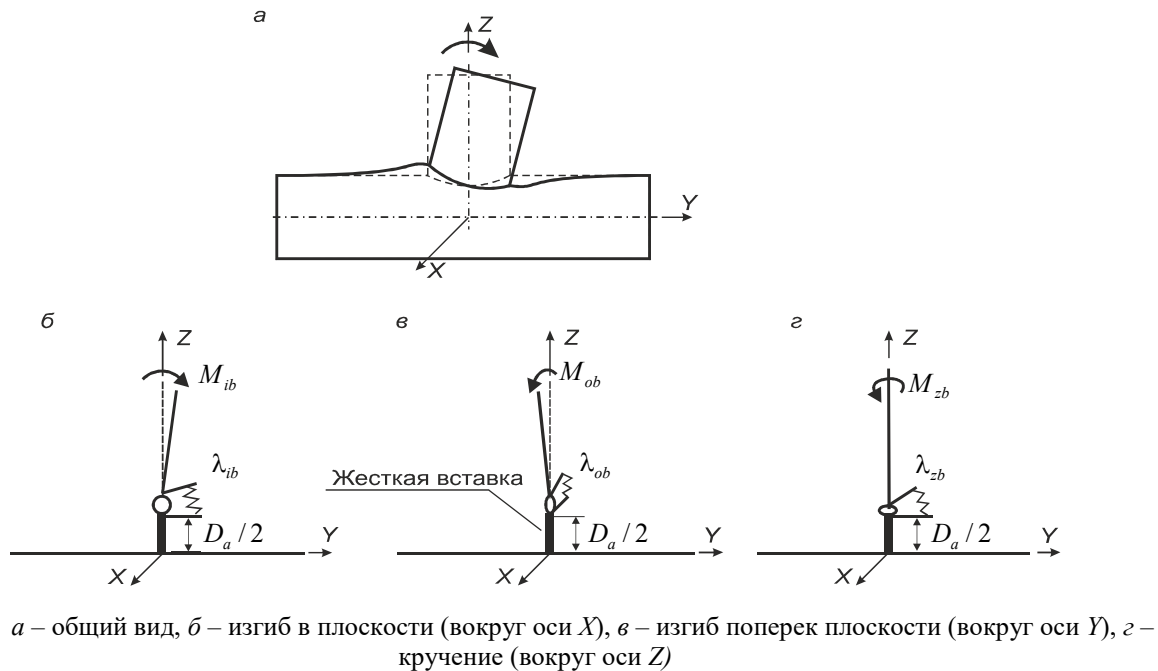


Рисунок А.1 – Расчетная модель тройника (врезки) под нагрузкой со стороны ответвления

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

$$\begin{aligned} \lambda_{ib} &= 0,2F^{0,5} \left(\frac{D_a}{s}\right) \frac{d_a}{EI_b} \\ \lambda_{ob} &= 0,1F^{0,5} \left(\frac{D_a}{s}\right)^{1,5} \frac{d_a}{EI_b} \\ \lambda_{zb} &= 0,06F^4 \left(\frac{D_a}{s}\right)^{1,5} \frac{d_a}{GI_{\rho b}} \end{aligned} \quad (\text{А.3.})$$

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 поперек плоскости тройника (врезки),

λ_{zb} – угловая податливость на кручение ответвления.

При наличии усиливающей накладке в формулы (А.3.) вместо s подставляют $s + s_n$, где s_n – толщина накладки.

Для штампованных и штампованных тройников в формулах (А.3.) вместо s_n подставляют s_s (рисунок 7.3).

Углы поворота ответвления относительно магистрали от приложенных изгибающих моментов в плоскости тройника (врезки) M_{ib} и в перпендикулярной ей плоскости M_{ob} , а также от крутящего момента M_{zb} вычисляют по формулам

$$\begin{aligned}\theta_{ib} &= \lambda_{ib} M_{ib} \\ \theta_{ob} &= \lambda_{ob} M_{ob} \\ \theta_{zb} &= \lambda_{zb} M_{zb}\end{aligned}\tag{A.4}$$

где θ_{ib} – угол поворота ответвления относительно магистрали в плоскости тройника (врезки) от момента M_{ib} , приложенного в том же направлении,

θ_{ob} – угол поворота ответвления относительно магистрали перпендикулярно плоскости тройника (врезки) от момента M_{ob} , приложенного в том же направлении,

θ_{zb} – угол закручивания от крутящего момента M_{zb} .

Приложение Б (рекомендуемое)

Определение расстояний между промежуточными опорами

Предварительную расстановку промежуточных опор рекомендуется осуществлять в соответствии с данным приложением. Приведенные формулы могут быть использованы для определения расстояния между опорами на прямолинейных участках трубопровода и неприменимы для расстановки опор на углах поворота, вблизи П-, Г-, Z- образных компенсаторов и т.д.

Расстояние между опорами принимают равным минимальному значению из $l_{пр1}$, $l_{пр2}$, $l_{пр3}$ с 10%-50% запасом, вычисленное для всех возможных расчетных состояний трубопровода, включая режим испытаний.

Б.1 Условия прочности трубопровода

Расчетная схема для определения расстояний между промежуточными опорами представляет собой многопролетную неразрезную балку, шарнирно опертую на концах (рисунок Б.1).

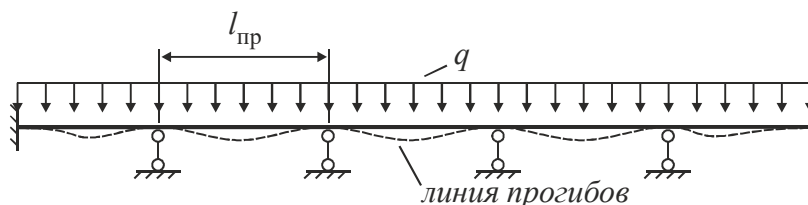


Рисунок Б.1 – Расчетная модель для определения расстояний между опорами

Максимально допустимая длина пролета $l_{пр1}$, мм, из условия прочности:

$$l_{пр1} = \sqrt{\frac{12[\sigma_q]W\varphi_{bw}}{q}}, \quad (\text{Б.1})$$

где W – момент сопротивления сечения трубы изгибу, мм³:

$$W = \frac{\pi D_a^3}{32} \left[1 - \left(\frac{D_a - 2s}{D_a} \right)^4 \right]; \quad (\text{Б.2})$$

$[\sigma_q]$ – эффективное допускаемое напряжение от действия весовой нагрузки, МПа;

q – погонный расчетный вес трубы с изоляцией и продуктом, Н/мм.

Для рабочего состояния

$$[\sigma_q] = 0,5\sigma_h - \sigma_{zp} + \sqrt{1,21[\sigma]^2 - 0,75\sigma_h^2}; \quad (\text{Б.3})$$

при испытаниях

$$[\sigma_q] = 0,5\sigma_h - \sigma_{zp} + \sqrt{2,25[\sigma]^2 - 0,75\sigma_h^2}, \quad (\text{Б.4})$$

где σ_h – кольцевое напряжение от давления, вычисляемое по формуле (9.1);
 σ_{zp} – продольное напряжение от давления, вычисляемое по формуле

$$\sigma_{zp} = \frac{p \cdot (D_a - 2s)^2}{4\varphi_w(D_a - s)s}. \quad (\text{Б.5})$$

Б.2 Условия жесткости (провисания) трубопровода

С целью недопущения образования обратного уклона, который может привести к созданию «мешков» при остывании трубопровода, рекомендуется ограничить максимальное провисание трубопровода $\Delta_{max} = 0,02DN$, где DN – условный диаметр трубопровода, мм.

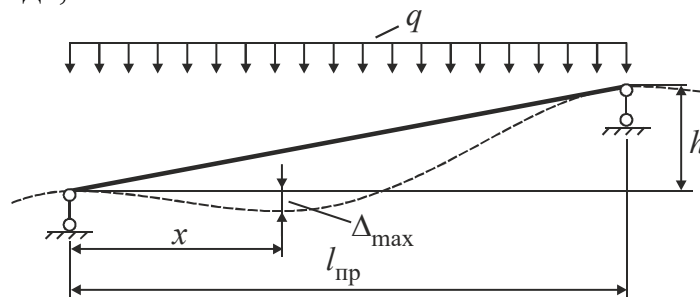


Рисунок Б.2 – Схема деформированного трубопровода при наличии обратного уклона

Максимально допустимая длина пролета $l_{пр2}$, мм, из условия жесткости:

$$l_{пр2} = \sqrt[3]{\frac{12EI \cdot i}{qy(1-y)(1-2y)}}. \quad (\text{Б.6})$$

Значение y находят из решения нелинейного уравнения

$$\frac{y(3y-1)}{2} - \frac{\Delta_{max}(1-2y)}{i} \cdot \sqrt[3]{\frac{qy(1-y)(1-2y)}{12EI \cdot i}} = 0, \quad (\text{Б.7})$$

где $y = x/l_{пр2}$ – безразмерный параметр,
 $l_{пр2}$ – средний пролет неразрезной балки, мм;
 $i = h/l_{пр2}$ – уклон трубопровода.

При отсутствии уклона ($i = 0$) рекомендуется принимать $\Delta_{max} = 0,02DN$, но не менее $\min(s; 3 \text{ мм})$, где s – толщина стенки трубы:

$$l_{пр2} = \sqrt[4]{\frac{384EI \cdot \Delta_{max}}{q}}. \quad (\text{Б.8})$$

Длина крайних пролетов, примыкающих к отводам (шарнирам), определяется умножением $l_{\text{пр2}}$ на коэффициент 0.8.

Б.3 Расстояние между опорами и антисейсмическими упорами с учетом сейсмического воздействия

Максимально допустимая длина пролета $l_{\text{пр3}}$, мм, из условия прочности с учетом сейсмического воздействия

$$l_{\text{пр3}} = \sqrt{\frac{12[\sigma_q]W\varphi_{bw}}{q + \max(q_n; q_n^B)}} \quad (\text{Б.9})$$

Максимально допустимое расстояние $l_{\text{пр4}}$, мм, между антисейсмическими боковыми упорами, препятствующими сбросу трубопровода с опор:

$$l_{\text{пр4}} = \sqrt{\frac{12[\sigma_q]W\varphi_{bw}}{q_h}} \quad (\text{Б.10})$$

где q_n^B – вертикальная сейсмическая нагрузка,
 q_n - погонный расчетный вес трубы с изоляцией и продуктом,

$$q_n^B = 1,3 \frac{q}{g} A_{\text{hor}}^{\text{max}} K_V K_V^h \beta_{\text{max}} K_0 K_1 K_\psi; \quad (\text{Б.11})$$

q_h – горизонтальная сейсмическая нагрузка

$$q_h = 1,3 \frac{q}{g} A_{\text{hor}}^{\text{max}} K_h \beta_{\text{max}} K_0 K_1 K_\psi. \quad (\text{Б.12})$$

$$[\sigma_q] = 0,5\sigma_h - \sigma_{zp} + \sqrt{2,25[\sigma]^2 - 0,75\sigma_h^2}; \quad (\text{Б.13})$$

Приложение В (рекомендуемое)

Оценка герметичности фланцевых соединений

В.1 Выбор фланцевых соединений

Расчет фланцевых соединений производится согласно [5]. В случае, если проверка прочности фланцевого соединения осуществлялась только от действия внутреннего давления без учёта внешних нагрузок, то для проверки его герметичности при действии осевых сил и изгибающих моментов, величины которых определяют из расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода в целом, при использовании эластичных прокладок допускается применение упрощенного метода эквивалентного давления согласно В.2, либо альтернативного рекомендуемого метода В.3. В случае любых сомнений в применимости упрощенных методов следует производить расчет согласно [5].

Условия, при которых следует обязательно проверять герметичность фланцевых соединений от внешних нагрузок:

- Давление PN 10 МПа и более;
- Фланцы с DN более 600 мм;
- Фланцы трубопроводов в рубашке;
- Фланцевые соединения с действующим на них большим изгибающим моментом;
- Фланцы трубопроводов с рабочими средами группы 1 второй и третьей категории согласно [1];

В остальных случаях решение о необходимости выполнения герметичности фланцевых соединений при действии осевых сил и изгибающих моментов принимается проектной организацией, специалистом по расчетам на прочность или согласно техническим требованиям заказчика (эксплуатирующей организации).

В.2 Рекомендуемый метод оценки герметичности фланцевых соединений методом эквивалентного давления

Проверка герметичности фланцевых соединений производится по формуле

$$P_{eq} \leq [P], \quad (B.1)$$

где $[P]$ – допускаемое давление, определяемое в зависимости от номинального (условного) давления фланцевого соединения, температуры и материала, напри-

мер, согласно [9]⁸; P_{eq} - эквивалентное давление с учетом влияния внешних сил и изгибающих моментов

$$P_{eq} = \frac{1}{\gamma} \left[p + \frac{4}{3,14G^2} \max \left\{ \left(N_{eff} + \frac{\sqrt[4]{M_x^2 + M_y^2}}{G} \right); 0 \right\} \right] \quad (B.2)$$

где G – эффективный диаметр прокладки, мм, назначается в зависимости от ширины и формы сечения прокладки:

- для плоских прокладок шириной $b < 15$ мм, а также для прокладок овального или восьмигранного сечения, G – средний диаметр прокладки;

- для плоских прокладок с наружным диаметром D_H и шириной $b > 15$ мм

$$G = D_H - 3,87\sqrt{b} \quad (B.3)$$

D_H - наружный диаметр прокладки, мм.

N_{eff} – эффективная осевая сила (см. 9.2.4), действующая на фланцевое соединение, Н (при растяжении принимают со знаком «плюс»; при сжатии – со знаком «минус»);

M_x, M_y – изгибающие моменты, действующие в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, проходящих через ось трубы, Н·мм;

γ – коэффициент, который допускается принимать равным 1,3 для фланцев DN менее 400 и одновременно PN менее 10 МПа. В остальных случаях $\gamma = 1$.

В.3 Альтернативный рекомендуемый метод оценки герметичности фланцевых соединений

Альтернативный метод может применяться в случае, если выполняется условие:

$$\min \left(\frac{R_{m/20}}{4}; \frac{R_{e/20}}{1,5} \right) \geq 138 \text{ МПа}; \quad (B.4)$$

Герметичность считается обеспеченной, если выполняются следующие условия:

- От постоянных и длительных временных нагрузок

$$M_{fS} \leq \min(R_{e/t} \text{ или } R_{P0,2/t}; 250 \text{ МПа}) \cdot 0,0864 \cdot C \cdot A_b$$

- От постоянных, длительных временных и кратковременных нагрузок

$$M_{fS} \leq \min(R_{e/t} \text{ или } R_{P0,2/t}; 250 \text{ МПа}) \cdot 0,1728 \cdot C \cdot A_b$$

M_{fS} – изгибающий или крутящий момент, действующий на фланцевое соединение, Н·мм

$$M_{fS} = \max \left(\sqrt{M_i^2 + M_o^2}; M_t \right); \quad (B.5)$$

C – Диаметр болтовой окружности, мм;

⁸ Для зарубежных фланцев могут быть использованы рейтинговые таблицы из соответствующих стандартов ASME B16.5, ASME B16.47, EN 1092-1 и т.д.

A_b – Суммарная площадь поперечных сечений болтов, мм²

$$A_b = n \cdot \frac{\pi D_r^2}{4} \quad (\text{B.6})$$

$$D_r = D_b - 2h - 0.433P$$

D_b – Наружный диаметр резьбы болтов;

h – Высота профиля резьбы болтов;

P – Шаг резьбы болтов;

n – Количество болтов.

Приложение Г (рекомендуемое)

Расчетно-экспериментальные методы и средства защиты трубопровода от вибрации

Г.1 Технические решения по снижению пульсации потока, вибрации трубопровода и виброзащите окружающих объектов

Г.1.1 Снижение вибрации с помощью специальных демпфирующих устройств в настоящем стандарте не рассматривается. Соответствующие решения и методы расчета содержатся в специальных руководящих и справочных материалах.

Снижение вибрации достигается уменьшением или снятием возмущающих воздействий. При этом необходимо в первую очередь устранить резонансные колебания пульсирующего потока и отстроить от возможного совпадения резонансов потока и механической системы.

Применяют следующие способы отстройки системы от резонансных колебаний газа.

а) изменение длин и диаметров участков трубопроводной системы, если это допускается компоновкой системы.

б) установка диафрагм, которые рассеивают энергию колебаний газа и изменяют амплитудно-частотный спектр газа в трубопроводной системе. Ориентировочно диаметр расточки диафрагм составляет $0,5D$. Оптимальный диаметр расточки диафрагмы d , обеспечивающий эффективное гашение пульсации, может быть определен по формуле

$$d = D(V_{cp}/C)^{0,25}, \quad (Г.1)$$

где V_{cp} – средняя скорость газа в трубопроводе, м/с;

C – скорость звука, м/с.

Для двухфазных потоков:

$$d = D(1,5\xi)^{0,25}, \quad (Г.2)$$

где ξ – коэффициент сопротивления диафрагмы.

в) установка буферных емкостей с целью уменьшения амплитуды пульсации давления в результате рассеивания энергии, затрачиваемой на возбуждение массы газа в объеме буферной емкости, и изменения спектра собственных частот колебаний. Для наиболее эффективного гашения колебаний буферную емкость устанавливают непосредственно у источника возбуждения колебаний (у цилиндра компрессора). На несколько цилиндров одной ступени целесообразно устанавливать общую емкость.

г) установка акустических фильтров в тех случаях, когда возникает необходимость в значительном снижении колебаний, а требующиеся для этого габаритные размеры буферной емкости превышают допустимые по условиям компоновки. Акустический фильтр характеризуется четким дискретным спектром полос пропускания и гашения частот колебаний газа.

д) изменение температуры и давления нагнетания компрессора, если это возможно по технологии работы. От этих параметров зависят величины плотности продукта и скорости звука, влияющие на частотный спектр системы.

е) интерференционный способ гашения пульсаций, который эффективен в очень узкой полосе частот колебаний. Способ предусматривает применение специальных ответвлений или петель, длину которых подбирают равной нечетному числу полуволен.

ж) сочетание в одной трубопроводной системе различных способов гашения пульсаций. Так, возможна установка диафрагм на входе в емкость или на выходе из емкости. При этом размеры емкости могут быть уменьшены примерно на 30 % по сравнению с емкостью без диафрагмы. Дополнительные потери давления при установке диафрагмы меньше, чем дополнительные потери при резонансных колебаниях.

Последовательность проведения отстройки от резонансных колебаний, а также снижения колебаний давления газа представляет собой итерационный процесс внесения изменений в конструкцию трубопроводной системы с последующей проверкой эффективности изменений расчетом по специальным программам.

Г.2 Снижение вибрации и виброзащита окружающих объектов

Г.2.1 В трубопроводных обвязках поршневых машин максимальная энергия приходится на низшие гармоники. Расчеты допустимо проводить по нескольким первым (до 3-5) собственным частотам каждого пролета и вести отстройку по этим значениям.

Г.2.2 Для устранения механических резонансов производится корректировка трубопроводной системы.

Спектр собственных частот любой механической системы зависит от ее объемно-конструктивных решений, условий закрепления и инерционно-жесткостных параметров.

Для трубопроводных систем такими параметрами являются:

- число участков, расположенных между опорами, и их конфигурация;
- наличие сосредоточенных масс и их величина;
- условия опирания;
- упругие опоры и характеристики их жесткости;
- инерционно – жесткостные параметры участков.

Сосредоточенные массы увеличивают инерционные характеристики и снижают значения собственных частот. Понижение значения собственной частоты

способом включения дополнительной массы может быть практически эффективным при величине массы, соизмеримой с массой участка.

В реальных системах сосредоточенные массы конечных размеров увеличивают жесткость системы. В большинстве случаев в реальных трубопроводных системах сосредоточенные массы имеют самостоятельные опоры и могут рассматриваться как разделители системы на независимые, с жесткими заделками в точках присоединения масс.

Ужесточение системы включением дополнительной массы – фактор конструктивного увеличения собственной частоты. Влияние масс в каждом конкретном случае может быть оценено только расчетом всей системы в целом.

Г.2.3 Собственные частоты трубопровода зависят от условий закрепления его концевых и промежуточных участков. При установке скользящих односторонних опор необходимо предварительно провести расчет на статическую прочность и убедиться в том, что соответствующие односторонние связи являются замкнутыми. При отключении односторонней опоры (в случае разомкнутой связи) в исходных данных для расчета собственных частот принимают суммарную длину пролета между двумя соседними опорами, что может существенно снизить значение собственной (парциальной) частоты участка.

Целесообразность применения упругих опор с принятыми характеристиками жесткости определяют по результатам расчета. Упругие опоры, уменьшая эквивалентную жесткость всей системы, снижают нижнюю границу частотного диапазона участка и системы. Применение таких опор эффективно при отстройке от резонанса в сторону уменьшения значений собственных частот.

Г.2.4 Необходимость отстройки трубопроводной системы от резонанса определяют по каждому из потенциально возможных механизмов возбуждения вибрации согласно 17.4.1.

Для вывода системы за пределы резонанса достаточно изменить длину участка на 15-20 %. Рекомендуется вначале проводить корректировку в сторону увеличения f_j , т.е. уменьшения длины пролета. При каждом вновь принятом значении длины пролета проверяют условия 17.4.1 по всем возмущающим частотам. В случае вывода системы из зоны одного и входа в зону другого резонанса систему корректируют по новому резонансному режиму. При невозможности корректировки в сторону увеличения f_j корректировку проводят уменьшением f_j , т.е. увеличением длины определяющего f_j участка.

Г.2.5 Условия закрепления и упругие опоры.

При ограничении возможностей варьирования длиной пролета отстройку системы от резонанса проводят выбором типа опор и подбором их жесткости. Изменение расположения сосредоточенных масс задает расчетчик только при наличии в системе сосредоточенных масс. При их отсутствии специально вводить сосредоточенные дополнительные массы для изменения спектра частот рекомендуется только в случае невозможности применения других способов отстройки от резонанса.

Г.2.6 Изменение геометрии системы.

При неэффективности способов, изложенных в Г.2.2-Г.2.5, необходимо изменить геометрию системы, обеспечив свободу вариации f_j , максимально спрямив трассу, по возможности – избегая лишних поворотов. При этом способе необходимо проведение поверочных расчетов трубопровода на прочность и жесткость.

Г.2.7 При неэффективности способов, изложенных в Г.2.2-Г.2.6, изменение инерционно-жесткостных параметров трубопровода обеспечивается путем варьирования диаметра трубопровода.

При наличии специальных инерционно-жесткостных гасителей, антивибраторов, исходя из экономической и технической целесообразности их применения, просчитывают варианты частотных спектров системы с гасителями, и по формам колебаний оценивают их эффективность.

Корректировку трубопроводной системы для устранения механического резонанса проводят для каждого механизма возбуждения колебаний не менее чем по пяти гармоникам и по числу собственных частот колебаний системы или по удвоенному значению числа участков системы.

Г.3 Рекомендации по инструментальному обследованию и мониторингу трубопроводных систем и нагнетательных машин при пуске и эксплуатации

Г.3.1 Целями инструментальных обследований вибрации являются:

- измерение уровней вибрации трубопроводов, сравнение их с допускаемыми (см. Г.4.2);
- определение степени опасности вибрации;
- анализ спектров вибрации, диагностика частотных спектров вибровозмущений и их интенсивности;
- оценка уровней вибрации элементов нагнетательных машин (таблица. Г.3-Г.9) как источников вибрации;
- измерение уровней пульсации давления, сравнение их с допускаемыми, определение необходимости их снижения;
- определение необходимости виброзащиты окружающих объектов;
- заключение о необходимости периодического или постоянного мониторинга вибрации трубопроводов и нагнетательных машин.

Г.3.2 Измерения вибрации в каждом намеченном сечении проводят по трем осям. Условно принимают следующие направления осей:

- Y – по оси вала машины;
- X – в горизонтальной плоскости;
- Z – нормально к плоскости XY .

Направление Y выдерживают по всей трассе для каждого участка.

Точки измерения:

- нагнетательная машина (на торцах цилиндров, нагнетательные патрубки, фундаментные болты);

- опоры трубопровода;
- середина каждого пролета между опорами, при наличии в пролете между опорами отводов – на концах отвода.

Определяют частотный спектр вибрации. Измеряют размахи виброперемещений:

- общий (суммарный) уровень;
- размахи виброперемещений для каждой частотной составляющей спектра.

Во время измерений фиксируют режим нагружения трубопровода:

- состав продукта;
- температуру на каждом участке;
- давление;
- производительность;
- время и дату поведения измерений.

При меняющихся режимах эксплуатации необходимы измерения на 3-4 режимах производительности. Результаты измерений протоколируют с указанием исполнителей.

Г.3.3 Вид мониторинга вибрации трубопроводных систем (периодический или постоянный) определяют проектной документацией или назначается по результатам инструментальных обследований.

Г.3.3.1 Периодический мониторинг.

Выполняют все требования Г.3.1. Периодичность измерений вибрации при опорных уровнях не выше 2 (пункт Г.4.2) назначают не реже одного раза в месяц. При значениях вибрации, приближающихся к 3-му уровню, – не реже 1 раза в неделю. При стабилизации вибрации около 3-го уровня в течение 4 измерений (1 месяц) допустимо увеличить периодичность до одного месяца.

При возрастании уровня с 3 до 4-го необходим ежедневный мониторинг, а при достижении средних значений размаха вибрации в полосе 3-4 уровней требуется срочная остановка и реконструкция системы.

Г.3.3.2 Стационарный мониторинг.

При стационарном мониторинге предусматривается:

- на нагнетательных машинах – не менее одной точки (по осям X , Y , Z);
- на трубопроводных системах – не менее, чем в трех точках по трассе.

Допускается фиксация уровней вибрации для каждой точки по одному или двум наиболее виброопасным направлениям.

По максимальным уровням вибрации из всех намеченных точек по трассе и координатам выбирают не менее двух для включения сигнализации достижения аварийного уровня.

Г.4 Нормирование пульсации потока и вибрации трубопроводов

Г.4.1 Неравномерность (пульсацию) потока ограничивают в зависимости от рабочего давления согласно таблице Г.1.

Для всасывающих линий нефтяного газа допускается большее значение пульсации давления.

Г.4.2 Вибрации трубопроводов нормируют по амплитуде виброперемещений в зависимости от частоты. Различают четыре опорных уровня вибрации:

1. Расчетный при проектировании. Удовлетворительное состояние трубопроводов;
2. Допускаемый при эксплуатации. Необходим контроль;
3. Требующий исправления. Необходим повышенный контроль, возможны отказы, необходимо исправление, реконструкция системы;
4. Уровень появления аварийных ситуаций. Требуется экстренное исправление;

В таблице Г.2 даны дискретные значения допускаемых значений вибрации трубопроводов для фиксированных частот.

Таблица Г.1

Ограничения неравномерности пульсации потока

P , МПа	До 0,5 включ.	От 0,5 до 1,0 включ.	От 1,0 до 2,0 включ.	От 2,0 до 5,0 включ.	Свыше 5,0
δ , %	от 4 до 8 включительно	От 4 до 6 включительно	от 3 до 5 включительно	от 2 до 4 включительно	от 2 до 3 включительно

Таблица Г.2 – Допускаемые значения амплитуд вибрации трубопроводов, S_a мкм

Уровень	Частота, Гц									
	2	4	6	8	10	20	30	40	50	60
1	120	115	100	90	85	60	50	45	40	35
2	250	230	200	180	165	120	95	85	75	70
3	500	450	400	360	330	230	180	145	135	130
4	1250	1100	950	800	750	500	420	350	320	300

Практически для большинства трубопроводных обвязок насосов и компрессоров главные амплитудные составляющие процессов вибрации определены в диапазоне с частотами до 60–70 Гц.

При мониторинге вибросостояния трубопроводов в условиях эксплуатации с целью оценки и выявления причин повышенных уровней вибрации необходимо

иметь, кроме уровней пульсации давления, информацию об уровнях вибрации компрессоров, насосов, фундаментов и т.д.

Оценке вибрационного состояния насосов и компрессоров, за исключением поршневых машин с номинальной скоростью от 120 до 15000 мин⁻¹, проводят по средним квадратичным значениям виброскорости (мм/с) и виброперемещений (мкм) по справочной и научно-технической литературе. В остальных случаях, не предусмотренных в стандартах для оценки вибрации, используют приводимые в таблицах Г.3–Г.10 допустимые амплитуды вибрации узлов и элементов нагнетательных машин.

Таблица Г.3 – Насосы

Частота вращения вала, Гц	До 12,5 включ.	От 12,5 до 16,5 включ.	От 16,5 до 25,0 включ.	От 25,0 до 50,0 включ.	Свыше 50,0
Допустимая амплитуда вибрации S_a , мкм	120	100	80	60	50

Таблица Г.4 – Фундаменты поршневых машин

Частота колебаний, Гц	До 3,5 включ.	От 3,5 до 8,0 включ.	От 8,0 до 25,0 включ.	Свыше 25,0
Допустимая амплитуда вибрации S_a , мкм	400	200	100	50

Таблица Г.5 – Фундаменты электродвигателей

Частота колебаний, Гц	До 8	От 8 до 12,5 включ.	Свыше 12,5
Допустимая амплитуда вибрации S_a , мкм	200	150	100

Таблица Г.6 – Фундаменты турбоагрегатов

Частота колебаний, Гц	До 25	От 25 до 50 включ.	Свыше 50
Допустимая амплитуда вибрации S_a , мкм	100	70	40

Таблица Г.7 – Цилиндры и межступенчатые аппараты поршневых машин

Частота колебаний, Гц	До 10 включ.	Свыше 10
Допустимая амплитуда вибрации S_a , мкм	250	200

Таблица Г.8 – Подшипники турбоагрегатов

ГОСТ

32388 (проект, RU редакция 1)

Частота колебаний, Гц	До 50	От 50 до 80 включ.	От 80 до 135 включ.	Свыше 135
Допустимая амплитуда вибрации S_a , мкм	95	20	13	1.5

Таблица Г.9 – Подшипники электродвигателей

Частота колебаний, Гц	До 12,5 включ.	От 12,5 до 16,5 включ.	От 16,5 до 25 включ.	Свыше 25
Допустимая амплитуда вибрации S_a , мкм	80	65	50	25

Таблица Г.10 – Рабочее место машиниста

Частота колебаний, Гц	До 3 включ.	От 3 до 5 включ.	От 5 до 8 включ.	От 8 до 15 включ.	От 15 до 30 включ.	Свыше 30
Допустимая амплитуда вибрации S_a , мкм	300	200	75	25	15	5

Приложение Д (рекомендуемое)

Расчет назначенного ресурса трубопровода

Д.1 Данная методика оценки назначенного ресурса распространяется на стальные технологические трубопроводы, включая змеевики технологических печей.

Д.2 Назначенный ресурс трубопровода определяют как минимальное значение ресурсов составляющих его элементов и соединений. Под назначенным ресурсом понимают указанное в проектной документации расчетное значение наработки (в годах, тысячах часов), при достижении которой эксплуатация трубопровода должна быть прекращена для оценки его остаточной прочности.

Д.3 Для элементов низко- и среднетемпературных трубопроводов при проведении расчетов на малоцикловую усталость назначенный ресурс определяют по формуле:

$$T_r = \frac{[N_c]}{N_c}, \quad (\text{Д.1})$$

где N_c – расчетное число полных циклов нагружения за один год непрерывной эксплуатации трубопровода, подсчитываемое по формуле (9.6.10).

$[N_c]$ – допустимое число полных циклов нагружения элемента, определяемое по формулам:

- для элементов из углеродистой и легированной неаустенитной стали

$$[N_c] = \left[\frac{1200}{\left(\frac{\Delta\sigma_e}{80}\right)^{1,6} - 1} \right]^{1,875}; \quad (\text{Д.2})$$

- для элементов из аустенитной стали

$$[N_c] = \left[\frac{1000}{\left(\frac{\Delta\sigma_e}{110}\right)^{1,6} - 1} \right]^{1,875} \quad (\text{Д.3})$$

При $\Delta\sigma_e \leq 80$ Мпа назначенный ресурс принимают равным 20 годам.

Д.4 Для высокотемпературных трубопроводов и змеевиков при оценке длительной циклической прочности по определенному расчетом значению σ_e и по кривым длительной прочности находят время до разрушения $[T]$ в годах, затем по Д.4 определяют значения $[N_c]$ и $[N_{cr}]$. Далее подсчитывают параметр $c = N_{cr}[T]/[N_c]$ и величину назначенного ресурса:

$$T_r = \frac{[T]}{c+233} \text{ при } c > 1,0;$$

$$T_r = \frac{[T]}{233c+1} \text{ при } c \leq 1,0. \quad (\text{Д.4})$$

При отсутствии справочных данных по длительной прочности материала трубопровода для оценки $[T]$ можно воспользоваться формулой

$$[T] = 11,4 \left(\frac{1,2[\sigma]_{20}}{\sigma_e} \right)^8. \quad (\text{Д.5})$$

Если поверочный расчет трубопровода на прочность не проводился, то при отсутствии коррозионного износа величина $[T]$ определяют по формуле

$$[T] = 11,4 \left(\frac{s - c_1}{s_R} \right)^8, \quad (\text{Д.6})$$

где множитель 11,4 соответствует 20-ти годам (200 000 ч).

Д.5 Для высокотемпературных трубопроводов и змеевиков при коррозионном износе и статическом нагружении

$$T_r = \frac{s - c_1}{V_c} \left\{ 1 - \left[1 + \frac{7V_c}{s - c_1} \left(\frac{s - c_1}{s_R} \right)^8 \cdot 11,4 \right]^{\frac{1}{7}} \right\}, \quad (\text{Д.7})$$

где s, s_R – номинальная и расчетная толщины стенки элемента;

c_1 – прибавка на утонение стенки;

V_c – скорость коррозии в мм/год.

Д.6 При наличии коррозионно-эрозионного износа стенки элемента низко- и среднетемпературного трубопровода его назначенный ресурс рассчитывают по формуле

$$T_r = \frac{s - [s]}{V_c}, \quad (\text{Д.8})$$

где $s, [s]$ – номинальная и отбраковочная толщины стенки элемента.

Д.7 При сочетании усталостного повреждения и коррозионно-эрозионного износа материала в низко- и среднетемпературных трубопроводах проводится расчет назначенного ресурса по формулам (Д.1) и (Д.8), а затем выбирают наименьшее значение.

Д.8 При сочетании усталостного повреждения и коррозионного износа в высокотемпературных трубопроводах проводят расчет назначенного ресурса по формулам (Д.4) и (Д.7), затем выбирают наименьшее значение.

Приложение Е (обязательное)

Упрощенный расчет гибкости трубопровода

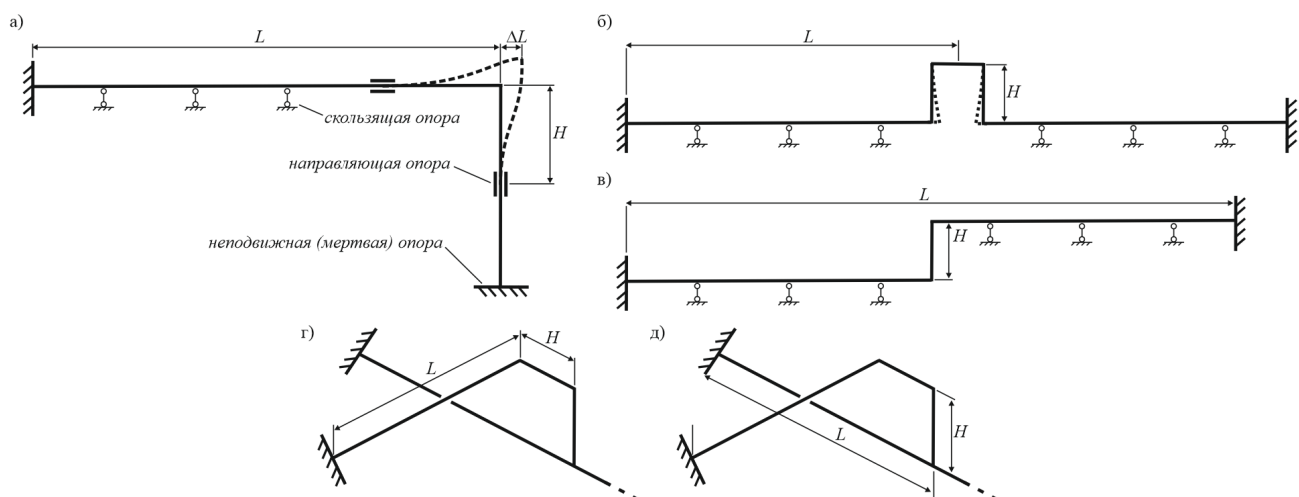
Е.1 Упрощенная проверка гибкости применяется только для трубопроводов, не перечисленных в п. 5.5.1, соответствующих схемам представленным на рисунке Е.1, с соблюдением минимальных расстояний между скользящими опорами и толщинами стенок, соответствующими требованиям раздела 5.7. Методика не применима для трубопроводов, подлежащих полному поверочному расчету согласно п. 5.5.1. А также не применима в следующих ситуациях:

- Температура трубопровода выше 300°C;
- Для трубопроводов в рубашке;
- Для неметаллических трубопроводов.

Если имеются какие-либо сомнения в применимости упрощенного расчета, следует выполнять полный поверочный расчет.

В случае если упрощенная проверка не выполняется и/или не реализуема в проекте, следует выполнять полный поверочный расчет.

Приведенные ниже формулы обеспечивают запас прочности и позволяют консервативно оценить гибкость трубопроводов при смене направлений. Оценка согласно приведенным формулам должна применяться при начальном проектировании трассы трубопроводов, что позволит обеспечить создание более реалистичных трасс и минимизирует изменения трассировки после последующего полного поверочного расчёта. В этом случае указанные выше ограничения учитываться не должны.



а – Г-образный компенсатор, б – симметричный П-образный компенсатор, в, г – параллельная врезка

Рисунок Е.1 – Расчетные модели для упрощенного расчета гибкости

Е.2 Минимальная длина плеча H для Г-образного (рисунок Е.1, а) компенсатора, минимальный вылет H для П- и Z-образного компенсатора (рисунок Е.1,

б, в), минимальное плечо H для врезки (рисунок Е.1, г, д) определяется по формуле:

$$H = \sqrt{\frac{E}{1,5[\sigma]} \cdot \frac{3 \cdot D_a \cdot \Delta L}{2}} i, \quad (\text{Е.1})$$

где ΔL – температурное удлинение

$$\Delta L = \alpha \cdot \Delta T \cdot L, \quad (\text{Е.2})$$

α – коэффициент линейного расширения материала при расчетной температуре (для приближенных расчетов можно принимать для углеродистых, низколегированных и легированных сталей $1,28 \cdot 10^{-5}$, для аустенитных сталей $1,7 \cdot 10^{-5}$),

ΔT – температурный перепад (абсолютное значение разности расчетной и монтажной температур),

L – длина плеча от неподвижной (мертвой опоры) до отвода, для которого вычисляются температурные расширения, мм,

H – длина компенсационного плеча от отвода до направляющей опоры, либо неподвижной (мертвой) опоры, либо до другого отвода, либо до тройника. Для уменьшения компенсационного плеча для врезок (рисунки Е.1, г и д) допускается применять усиленные врезки с соответствующим пересчетом коэффициента интенсификации напряжений i , мм.

i – условный коэффициент интенсификации напряжений, принимается равным

- $i = 2$ для Г-образного компенсатора (рисунок Е.1, а);
- $i = 1$ для П-образного компенсатора (рисунок Е.1, б);
- $i = 1,5$ для Z-образного компенсатора (рисунок Е.1, в);
- i по формулам 9.4.2 настоящего стандарта для врезок (рисунок Е.1, г, д).

Допускается также применять упрощенную формулу

$$H = \sqrt{1600 \cdot D_a \cdot \Delta L \cdot i}, \quad (\text{Е.3})$$

Пример расчета:

Длина трубопровода из стали 20, $L = 15$ м, диаметр $D_a = 159$ мм, толщина стенки $s = 5$ мм, расчетная температура 100°C , монтажная температура -20°C .

Удлинение равно $\Delta L = \alpha \cdot \Delta T \cdot L = 1,19 \cdot 10^{-5} \cdot (100^\circ\text{C} - (-20^\circ\text{C})) \cdot 15000 \text{ мм} = 21,4 \text{ мм}$.

Минимальная длина плеча схем на рисунке Е.1, а, б, в по упрощенной формуле равна

$$H = \sqrt{1600 \cdot D_a \cdot \Delta L \cdot i} = \sqrt{1600 \cdot 159 \cdot 21,4 \cdot i} = 3300 \text{ мм} = 3,3 \text{ м};$$

По точной формуле

$$H = \sqrt{\frac{E}{1,5[\sigma]} \cdot \frac{3 \cdot D_a \cdot \Delta L}{2}} i = \sqrt{\frac{2,01 \cdot 10^5}{1,5 \cdot 147} \cdot \frac{3 \cdot 159 \cdot 21,4}{2}} 2 = 3050 \text{ мм} = 3,1 \text{ м};$$

В качестве сравнения, при расчете аналогичного Г-образного трубопровода на ЭВМ

$$H = 2,5 \text{ м.}$$

Библиография

- [1] ТР ТС 032/2013
Технический регламент Таможенного союза "О безопасности оборудования, работающего под избыточным давлением"
- [2] Государственный стандарт
ГОСТ 25.101–83
Расчеты и испытания на прочность. Методы схематизации случайных процессов нагружения элементов машин и конструкций и статистического представления результатов
- [3] ГОСТ 34233.1-2017
Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Общие требования
- [4] ГОСТ 34233.3-2017
Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Укрепление отверстий в обечайках и днищах при внутреннем и наружном давлениях. Расчет на прочность обечаек и днищ при внешних статических нагрузках на штуцер
- [5] ГОСТ 34233.4-2017
Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность и герметичность фланцевых соединений
- [6] ГОСТ 34233.6-2017
Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность. Расчет на прочность при малоцикловых нагрузках
- [7] ГОСТ 32601-2022
Насосы центробежные для нефтяной, нефтехимической и газовой промышленности. Общие технические требования
- [8] ГОСТ 33962-2016
Котлы стационарные водотрубные. Общие положения. Материалы и допустимые напряжения для деталей котлов, работающих под давлением
- [9] ГОСТ 356-80
Арматура и детали трубопроводов. Давления номинальные, пробные и рабочие. Ряды

Библиографические данные

УДК 621.643

МКС 75.180.20

Ключевые слова: трубопроводы технологические, расчет на прочность, расчет на вибрацию, сейсмические воздействия

Председатель МТК

Ответственный секретарь МТК

Директор

ООО «НТП Трубопровод»

А.З. Миркин

Руководитель разработки: заместитель директора

ООО «НТП Трубопровод»

В.Я. Магалиф

Исполнитель: старший научный сотрудник

ООО «НТП Трубопровод»

А.В. Матвеев
