РОССИЙСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ЭКСПЕРТНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ
ТЕХНОГЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ

РОСТЕХЭКСПЕРТИЗА

Серия 03

Нормативные документы межотраслевого применения по вопросам промышленной безопасности и охраны недр



СТАНДАРТ АССОЦИАЦИИ

СА 03-003-07

РАСЧЕТЫ НА ПРОЧНОСТЬ И ВИБРАЦИЮ СТАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

2007

gost.e-ecolog.ru

РОССИЙСКАЯ АССОЦИАЦИЯ ЭКСПЕРТНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ
ТЕХНОГЕННЫХ ОБЪЕКТОВ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ

РОСТЕХЭКСПЕРТИЗА

Серия 03

Нормативные документы межотраслевого применения по вопросам промышленной безопасности и охраны недр

Рекомендовано к применению Федеральной службой по экологическому, технологическому и атомному надзору.
Письмо от 27.11.2006, № КЧ -50/1219

РАСЧЕТЫ НА ПРОЧНОСТЬ И ВИБРАЦИЮ СТАЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ

СА 03-003-07

МОСКВА
2007

Разработан:
Научно – техническим предприятием Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»).

В разработке стандарта приняли участие:
А.А. Шаталов, Г.М. Селезнев (Ростехнадзор),
А.З. Миркин, В.Я. Магалиф, Е.Е. Шапиро (ООО «НТП Трубопровод»),
В.В. Усиньш, А.В. Матвеев, А.В. Бушуев (ЗАО «Инженерно-промышленная нефтехимическая компания»).

Редакционная группа:
М.М. Глазман, А.Р. Кабо, Л.Б. Корельштейн, А.Н. Краснокутский (ООО «НТП Трубопровод»).

Утвержден протоколом № 19 заседания НТС ЗАО «ИПН» и ООО «НТП Трубопровод» от 11 октября 2006 г. (стандарт предприятия 3-я редакция СТП 09-07-03).

Рекомендован Ростехнадзором в качестве документа межотраслевого применения (письмо КЧ -50/1219 от 27.11.2006).

Стандарт устанавливает методы расчета на статическую и циклическую прочность, а также вибрацию технологических стальных трубопроводов, работающих под внутренним избыточным и наружным (вакуумные трубопроводы) давлением, а также под действием дополнительных нагрузок и воздействий.

Распространяется на проектируемые, вновь изготавливаемые и реконструируемые стальные технологические трубопроводы, предназначенные для транспортировки газообразных, парообразных и жидких сред и эксплуатирующиеся на опасных производственных объектах в закрытых цехах, наружных установках, а также прокладываемых надземно на низких, высоких опорах, эстакадах и подземно в непроходных и полупроходных каналах.

Стандарт содержит требования по определению толщины стенки труб и фасонных деталей трубопровода из условия обеспечения их несущей способности под действием внутреннего и наружного давления. Поверочный расчет трубопровода предусматривает оценку статической и циклической прочности под действием нагрузок и воздействий, соответствующих как нормальному технологическому режиму, так и допустимым отклонениям от такого режима.

Предусмотрен расчет трубопровода на вибрацию при проектировании, 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.

Стандарт предназначен для специалистов, осуществляющих проектирование, строительство и реконструкцию стальных технологических трубопроводов в нефтеперерабатывающей, химической, нефтехимической, газовой и других смежных отраслях промышленности.

Текст настоящего издания стандарта содержит изменения и дополнения к СТП 09-04-02 (001-СТП/А), выпущенному в 2004 году взамен РТМ 38.001-94 «Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов».

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

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ **5**

ОСНОВНЫЕ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ **6**

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ **9**

1.1 Область применения 9
1.2 Классификация трубопроводов 10
1.3 Основные положения по расчету на прочность и вибрацию 10
1.4 Допускаемые напряжения 11
1.5 Коэффициенты прочности сварных соединений 12
1.6 Расчетная и номинальная толщины стенок элементов 14

2 НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ **15**

2.1 Нагрузки и воздействия при расчетах на статическую и циклическую прочность 15
2.2 Динамические нагрузки и воздействия при расчетах на вибрацию 17

3 РАСЧЕТ НА ПРОЧНОСТЬ ТРУБ И ФАСОННЫХ ДЕТАЛЕЙ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ВНУТРЕННЕГО ИЗБЫТОЧНОГО И НАРУЖНОГО ДАВЛЕНИЯ (ВАКУУМНЫЙ ТРУБОПРОВОД) **18**

3.1 Трубы 18
3.2 Отводы 18
3.3 Переходы 20
3.4 Тройники и врезки 21
3.5 Заглушки 23
3.6 Расчет на действие наружного давления (вакуумный трубопровод) 26

4 ВЫБОР РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ ТРУБОПРОВОДА **26**

5 ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ **27**

5.1 Основные положения. Этапы расчета 27
5.2 Применение и учет монтажной растяжки 29
5.3 Определение нагрузок, передаваемых трубопроводом на оборудование, опоры и строительные конструкции 30
5.4 Условия прочности 30
5.5 Расчетные напряжения в трубах, отводах, тройниках и врезках 32
5.6 Расчет на циклическую прочность 36
5.7 Расчет на длительную циклическую прочность 37
5.8 Расчет местной устойчивости стенок вакуумного трубопровода 38

6 РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА НА ВИБРАЦИЮ **39**

6.1 Расчет собственных частот 39
6.2 Расчет вынужденных колебаний трубопровода 42
6.3 Критерии вибропрочности 43

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТ ДЛИНЫ ПРОЛЕТА ТРУБОПРОВОДА **46**

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. УЧЕТ ПОВЫШЕННОЙ ГИБКОСТИ ОТВОДОВ, ТРОЙНИКОВ И ВРЕЗОК **47**

1. Отводы 47

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

2. Тройники и врезки 48

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ВЫБОР ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ 50

1. Типы фланцевых соединений и область их применения 50
2. Расчетные условия и выбор стандартных фланцев 50

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ВЫБОР СИЛЬФОННЫХ И ЛИНЗОВЫХ КОМПЕНСАТОРОВ 51

1. Условные обозначения 51
2. Типы компенсаторов и рекомендуемые области применения 52
3. Учет влияния компенсаторов при расчете трубопровода 53
4. Расчетные условия и выбор компенсаторов 53
5. Жесткость компенсатора 54
6. Расчет гибких элементов ненормализованных сильфонных и линзовых компенсаторов на статическую и малоцикловую прочность 56

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДА ОТ ВИБРАЦИИ 59

1. Технические решения по снижению пульсации потока, вибрации трубопровода и виброзащите окружающих объектов 59
2. Снижение вибрации и виброзащита окружающих объектов 60
3. Рекомендации по инструментальному обследованию и мониторингу трубопроводных систем и нагнетательных машин при пуске и эксплуатации 62
4. Нормирование пульсации потока и вибрации трубопроводов 63

ПРИЛОЖЕНИЕ 6. РАСЧЕТ НАЗНАЧЕННОГО РЕСУРСА (РАСЧЕТНОГО СРОКА СЛУЖБЫ) ТРУБОПРОВОДА 66

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ 69

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

ВВЕДЕНИЕ

В Стандарте обобщен многолетний опыт в области оценки прочности технологических стальных трубопроводов. Необходимость в разработке специального нормативного документа по расчету на прочность обусловлена спецификой технологических трубопроводов, которые характеризуются:

- повышенной опасностью транспортируемых сред (коррозионная активность, взрыво- и пожароопасность, токсичность);
- широким диапазоном изменения рабочих параметров (температур, давлений);
- разнообразием возможных механизмов разрушения в результате статических, циклических и динамические воздействий.

Применявшийся до недавнего времени РТМ 38.001-94 «Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов» [22] устарел, особенно в части оценки прочности наиболее напряженных элементов трубопроводов - отводов, врезок и тройников. Отдельные положения потребовалось привести в соответствие с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов, ПБ 03-585-03» [14] и другими нормативными документами по расчету на прочность, введенными в действие после 1995 года [23], [1], [2], [20]. При этом проведена гармонизация с нормами США ANSI/ASME [32], [33], [34].

Настоящий стандарт устанавливает методы расчета на статическую и циклическую прочность, а также вибрацию технологических стальных трубопроводов, работающих под внутренним избыточным и наружным (вакуумный трубопровод) давлением, а также под действием дополнительных нагрузок и воздействий (вес трубопровода, температурный нагрев, смещение опор и т.п.). Нормы и методы расчета на прочность применимы при условии, что отклонения от геометрических размеров и неточности при изготовлении рассчитываемых элементов не превышают допусков, установленных нормативно-технической документацией.

Стандарт предназначен для специалистов, осуществляющих проектирование, строительство и реконструкцию стальных технологических трубопроводов в нефтеперерабатывающей, химической, нефтехимической, газовой и других смежных отраслях промышленности.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

ОСНОВНЫЕ УСЛОВНЫЕ ОБОЗНАЧЕНИЯ

Термины и единицы измерения	Условное обозначение
Площадь поперечного сечения трубы, мм^2	A_p
Укрепляющая площадь накладки, мм^2	A_n
Укрепляющая площадь штуцера, мм^2	A_b
Радиусы начальной и конечной полукруговых трещин, мм	a_0, a_f
Ширина накладки, мм	b_n
Ширина уплотнительной прокладки, мм	b
Суммарная прибавка к толщине стенки, мм. Принимается согласно п. п. 1.6.3-1.6.6	c
Технологическая прибавка к толщине стенки, мм. Принимается согласно п. п. 1.6.3-1.6.6	c_1
Прибавка к толщине стенки на коррозию и эрозию, мм. Принимается согласно п. п. 1.6.3-1.6.6	c_2
Скорость звука, м/сек	C
Наружный диаметр трубы или детали, мм	D
Внутренний диаметр трубы или детали, мм	D_i
Номинальный диаметр (условный проход), мм	D_N
Наружный диаметр кожуха изоляции (при отсутствии кожуха – наружный диаметр изоляции, при отсутствии изоляции – $D_K = D$), мм	D_K
Наружный диаметр штуцера (ответвления) или диаметр центрального отверстия в заглушке, мм	d
Допустимый диаметр отверстия, не требующего укрепления, мм	d_0
Внутренний диаметр штуцера (ответвления), мм	d_i
Эквивалентный диаметр отверстия в детали с вытянутой горловиной, мм	d_{eq}
Модуль упругости материала в холодном состоянии, МПа	E_{20}
Модуль упругости материала при расчетной температуре, МПа	E
i-я частота собственных колебаний трубопровода, Гц	f_i
i-я частота возмущающей нагрузки, Гц	f_{ip}
Параметр, характеризующий концентрацию напряжений изгиба в тройнике	H
Высота выпуклой части заглушки, мм	h
Расчетные значения высоты внешней и внутренней части штуцера, мм	h_b, h_{b1}
Момент инерции поперечного сечения трубы, мм^4	I
Моменты инерции поперечного сечения штуцера, мм^4	I_b
Полярный момент инерции поперечного сечения штуцера, мм^4	I_{pb}
Коэффициент интенсификации изгибных напряжений из плоскости тройника или отвода	i_0

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

Термины и единицы измерения	Условное обозначение
Коэффициент интенсификации изгибных напряжений в плоскости тройника или отвода	i_i
Коэффициент интенсификации напряжений в отводах	k_i
Коэффициент гибкости изогнутой трубы без учета стесненности деформации ее концевых сечений	K_p
Коэффициент гибкости изогнутой трубы с учетом стесненности деформации ее концевых сечений	K_p^*
Амплитуда эффективного значения коэффициента интенсивности напряжений, соответствующего порогу усталости, МПа	K_{aeth}
Расчетная длина элемента, мм	ℓ
Длина трубы или пролета, м	L
Изгибающий момент, действующий из плоскости тройника или отвода, Н·мм	M_0
Изгибающий момент, действующий в плоскости тройника или отвода, Н·мм	M_i
Крутящий момент, Н·мм	M_t
Погонная масса трубопровода, кг/м	m
Осевое усилие от дополнительных нагрузок, Н	N
Расчетное число полных циклов, соответственно от совместного действия внутреннего давления и дополнительных нагрузок и только от действия внутреннего давления	N_c, N_{cp}
Число полных циклов, соответственно от совместного действия внутреннего давления и дополнительных нагрузок и только от действия внутреннего давления	N_{cd}, N_{cpd}
Число полных циклов, соответственно с амплитудой эквивалентного напряжения σ_{aei} и с размахом колебаний давления ΔP_i	N_{ci}, N_{cpi}
Допускаемое число полных циклов при вибрации	$[N]_k$
Число оборотов вала, об/мин	n
Расчетное внутреннее избыточное или наружное давление, МПа. Принимается согласно п. 1.3.2 и 1.3.5 соответственно.	P
Допустимое избыточное внутреннее или наружное давление, МПа	$[P]$
Рабочее и условное давление, МПа	P_p, P_N
Поперечные усилия, действующие в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, Н	Q_0, Q_i
Радиус кривизны осевой линии отвода, мм	R
Радиус скругления горловины в тройниковом соединении, мм	r
Номинальная толщина стенки трубы или фасонной детали, мм	s
Номинальная толщина стенки штуцера, мм	s_b
Расчетная толщина стенки магистрали тройника при $\varphi_y = 1.0$, мм	s_0
Расчетная толщина стенки штуцера тройника при $\varphi_y = 1.0$, мм	s_{0b}
Расчетные толщины стенок труб и фасонных деталей, мм	s_R, s_{Ri}

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

Термины и единицы измерения	Условное обозначение
Эквивалентная толщина стенки магистрали тройника, мм	s_e
Расчетная температура стенки трубопровода, °С. Принимается согласно п. 1.3.7	T
Фиктивные температуры при расчете высокотемпературных трубопроводов на этапах 2 и 5 поверочного расчета, °С. Принимаются согласно п. 5.1.7	T_{2f}, T_{5f}
Скорость потока в трубопроводе, м/с	V
Момент сопротивления поперечного сечения при изгибе, мм^3	W
Силовой фактор на i-том этапе расчета	X_i
Коэффициент надежности для нагрузок или воздействий i-того типа	γ_i
Безразмерный параметр, характеризующий пониженную жесткость отвода при действии изгибающего момента	λ
Коэффициент стеснения деформации изгиба на концах отвода	ξ
Сумма укрепляющих площадей, мм^2	$\sum A$
Временное сопротивление разрыву соответственно при расчетной температуре и 20°С, МПа	σ_m, σ_m^{20}
Предел текучести соответственно при расчетной температуре и 20°С, МПа	σ_p, σ_p^{20}
Условный предел текучести при остаточной деформации 0.2% соответственно при расчетной температуре и 20°С, МПа	$\sigma_{p0.2}$, $\sigma_{p0.2}^{20}$
Условный предел текучести при остаточной деформации 1.0% соответственно при расчетной температуре и 20°С, МПа	$\sigma_{p1.0}$, $\sigma_{p1.0}^{20}$
Условный предел длительной прочности на ресурс 10^5 часов при расчетной температуре, МПа	$\sigma_{m/10^5}$
Условный предел ползучести при растяжении, обуславливающий деформацию в 1% за 10^5 часов при расчетной температуре, МПа	$\sigma_{p1.0/10^5}$
Расчетное кольцевое напряжение от внутреннего давления, МПа	σ
Амплитуды эквивалентного напряжения полного цикла i-го режима нагружения, МПа	σ_{ae}, σ_{aei}
Максимальная амплитуда напряжений при вибрации, МПа	σ_{aev}
Расчетная и допустимая амплитуды напряжений при вибрации, МПа	$\{\sigma_{aev}\}$, $[\sigma_{aev}]$
Эквивалентное напряжение, МПа	σ_e
Суммарное среднее осевое напряжение от внутреннего давления, осевой силы и изгибающего момента, МПа	σ_z
Среднее осевое напряжение от внутреннего давления, МПа	σ_{pz}
Осевое напряжение от изгибающего момента, МПа	σ_{zM}
Напряжение от осевой силы, МПа	σ_{zN}
Допускаемые напряжения при расчетной температуре и при 20°С, МПа. Определяются согласно п. 1.4	$[\sigma]$, $[\sigma]_{20}$
Допускаемая амплитуда знакопеременных напряжений при циклических воздействиях, МПа	$[\sigma_a]$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

Термины и единицы измерения	Условное обозначение
Допускаемая амплитуда вибрации, мкм	σ_a
Касательное напряжение от кручения, МПа	τ
Коэффициент прочности элемента со сварным швом при растяжении. Принимается согласно п. п. 1.5.1-1.5.5	φ_y
Коэффициент прочности элемента с поперечным сварным швом при изгибе. Принимается согласно п. 1.5.7	φ_w
Коэффициент прочности элемента с угловым сварным швом. Принимается согласно п. 1.5.8	φ_L
Коэффициент прочности элемента, ослабленного отверстием. Вычисляются в соответствии с п. 3.4.3	φ_d
Коэффициент усреднения компенсационных напряжений. Принимается согласно п. 5.1.7	χ
Коэффициент релаксации компенсационных напряжений. Принимается согласно п. 5.1.7	δ
Параметр внутреннего давления	ω, ω_p
j-я низшая круговая частота собственных колебаний, радиан/с	ω_j
j-я низшая техническая частота собственных колебаний, Гц	f_j

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Область применения

1.1.1. Настоящий стандарт содержит основные положения по расчетам на статическую и циклическую прочность, а также вибрацию стальных технологических трубопроводов с рабочей температурой от минус 70 до плюс 700°С, наружным давлением до 0.1 МПа (вакуумный трубопровод), внутренним избыточным давлением до 10 МПа и отношением толщины стенки к наружному диаметру $(s-c)/D \le 0.2$.

1.1.2. Стандарт распространяется на проектируемые, вновь изготавливаемые и реконструируемые стальные технологические трубопроводы, эксплуатирующиеся на опасных производственных объектах в закрытых цехах, наружных установках, а также прокладываемых надземно на низких, высоких опорах, эстакадах и подземно в непроходных и полупроходных каналах. Стандарт не распространяется на трубопроводы, требования к прочности и надежности которых регламентируются нормами [23].

1.1.3. Стандарт содержит требования по определению толщины стенки труб и фасонных деталей трубопровода из условия обеспечения их несущей способности под действием внутреннего избыточного и наружного давления.

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

Предусмотрен расчет трубопровода на вибрацию при проектировании, пусконаладочных работах и эксплуатации. Приведены рекомендации по определению амплитуды и частоты пульсаций давления рабочей среды, генерируемых оборудованием, и собственных частот

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

колебаний трубопровода. Сформулированы условия отстройки трубопровода от резонанса. Даны критерии прочности трубопровода при наличии вибрации.

Внутренние силовые факторы и реакции опор определяются 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 определяются в рабочем и холодном состояниях трубопровода, а также при испытаниях.

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

Приложения содержат методы решения ряда специфических задач, связанных с расчетами прочности и надежности технологических трубопроводов.

1.1.4. В обоснованных случаях возможно применение других методов расчета на прочность и вибрацию, отличающихся от настоящих. Решение об этом принимает разработчик проекта.

1.2 Классификация трубопроводов

При проверочных расчетах в зависимости от уровня температур и длительной прочности материала, различаются среднетемпературные и высокотемпературные трубопроводы.

К высокотемпературным относятся трубопроводы:

- из углеродистой и низколегированной стали при расчетной температуре выше 370°С;
- из легированной аустенитной стали при расчетной температуре выше 450°С.

К среднетемпературным относятся трубопроводы, расчетная температура которых не превышает указанных пределов.

1.3 Основные положения по расчету на прочность и вибрацию

1.3.1. Расчет трубопроводов на прочность осуществляется по расчетному избыточному давлению и расчетной температуре с учетом агрессивности среды.

1.3.2. Расчетное внутреннее избыточное давление P определяется разработчиком технологического процесса. При этом:

- для трубопроводов, работающих совместно с аппаратами, расчетное давление определяется по расчетному давлению аппарата, с которым соединен трубопровод;
- для напорных трубопроводов центробежных машин (насосов, компрессоров, газодувок) – по максимальному давлению, развиваемому при закрытой задвижке со стороны нагнетания, а для поршневых машин – по давлению настройки предохранительного клапана, установленного на источнике давления.

1.3.3. При расчете на прочность трубопровода в режиме испытания расчетное давление принимается равным наименьшему из давлений испытания элементов системы (аппарат, компенсатор и т.д.).

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

1.3.4. Если на элемент трубопровода действует гидростатическое давление, составляющее 5% и выше рабочего давления, то расчетное давление этого элемента должно быть повышено на это же значение.

1.3.5. Расчетное наружное давление для вакуумных трубопроводов принимается исходя из особенностей технологического процесса до 0.1 МПа.

1.3.6. При расчете вакуумных трубопроводов остаточное давление должно превышать 0.001 МПа [14].

1.3.7. Расчетная температура стенки принимается равной максимальной температуре среды (при отсутствии теплового расчета) согласно технологическому регламенту или проекту на технологический трубопровод.

1.3.8. При расчете деталей трубопроводов на условное давление (Ру), принимаемого по ГОСТ 356-80, за расчетную температуру следует принимать 200°С.

1.3.9. Свойства материала (допускаемые напряжения, модуль упругости, коэффициент линейного расширения и т.п.) определяются при расчетной температуре. При отрицательной расчетной температуре свойства материала принимаются для температуры 20°С.

1.3.10. Расчетные значения нагрузок и воздействий при оценке статической и циклической прочности определяются как произведение их нормативного значения на коэффициент надежности γ_i. Типы нагрузок и воздействий, а также соответствующие коэффициенты надежности γ_i, приведены в разделе 2.

1.3.11. Амплитуды и частоты пульсаций давления в трубопроводе, а также частоты собственных колебаний, определяются согласно разделам 2.2 и 6.

1.3.12. Для предварительной расстановки промежуточных опор рекомендуется пользоваться Приложением 1.

1.3.13. Поверочный расчет трубопроводов на прочность выполняется согласно разделу 5 с учетом нагрузок и воздействий, возникающих при строительстве, испытаниях и эксплуатации. Внутренние силовые факторы в расчетных сечениях трубопровода определяются методами строительной механики стержневых систем с учетом повышенной гибкости отводов и штуцеров (ответвлений) тройников и врезок (приложение 2). Трубопроводная арматура рассматривается как недеформируемое тело.

1.3.14. Выбор элементов фланцевых соединений для рабочих условий описан в Приложении 3.

1.3.15. Рекомендации по выбору сильфонных и линзовых компенсаторов содержатся в Приложении 4.

1.3.16. Методы защиты трубопроводов от вибрации рассматриваются в Приложении 5.

1.3.17. Расчет назначенного ресурса (расчетного срока службы) трубопровода приведен в Приложении 6.

1.4 Допускаемые напряжения

1.4.1. Допускаемое напряжение $[\sigma]$ при расчете труб и соединительных деталей трубопровода на статическую прочность

- для углеродистых и низколегированных сталей

$$[\sigma] = \min\left(\frac{\sigma_m}{2.4}, \frac{\sigma_p \quad или \quad \sigma_{p0.2}}{1.5}, \frac{\sigma_{m/10^5}}{1.5}, \frac{\sigma_{p1.0/10^5}}{1.0}\right) \qquad (1.1)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

- для аустенитных сталей

$$[\sigma] = \min\left(\frac{\sigma_m}{2.4}, \frac{\sigma_{p1.0}}{1.5}, \frac{\sigma_{m/10^5}}{1.5}, \frac{\sigma_{p1.0/10^5}}{1.0}\right) \qquad (1.2)$$

При определении допускаемых напряжений для среднетемпературных трубопроводов характеристики длительной прочности $\sigma_{m/10^5}$ и $\sigma_{p1.0/10^5}$ не используются, т.е. в формулах 1.1 и 1.2 остаются только два первых члена в скобках.

1.4.2. Нормативные значения $[\sigma]$ допускается принимать для электросварных труб и деталей по [1], а бесшовных - по [23].

1.5 Коэффициенты прочности сварных соединений

1.5.1. Коэффициенты прочности φ_y для стыковых сварных соединений при растяжении от давления, выполненных любым допущенным способом (автоматической, полуавтоматической или ручной дуговой сваркой), обеспечивающим полный провар по всей длине стыкуемых элементов, при проведении контроля шва радиографией или ультразвуком под всей длине шва принимаются по таблице 1.1.

Таблица 1.1

Сталь и способ сварки	φ_y при расчетной температуре	
	510^{0}С и менее	530^{0}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^{0}С до 530 ^{0}С значение коэффициента φ_y определяется линейным интерполированием между указанными значениями.

1.5.2. Коэффициент прочности стыкового сварного соединения φ_y, контроль качества которого радиографией или ультразвуком допускается производить не по всей длине каждого шва, рекомендуется принимать равным значению φ_y согласно п. 1.5.1, умноженному 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.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»
© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»)

1.5.3. При наличии смещения кромок сварных труб коэффициент прочности сварного соединения φ_y, определенный в соответствии с п. п. 1.5.1 и 1.5.2, должен быть уменьшен пропорционально смещению кромок. Например, при смещении кромок на 15% значение коэффициента должно быть умножено на 0.85.

1.5.4. При сжатии стыкового сварного соединения коэффициент прочности принимается равным $\varphi_y = 1.0$.

1.5.5. При расчете бесшовных труб и деталей коэффициент прочности принимается равным $\varphi_y = 1.0$.

1.5.6. Усиление сварного шва при определении коэффициента прочности φ_y не учитывается.

1.5.7. Коэффициент прочности поперечного сварного стыка труб и деталей при изгибе φ_w определяется в соответствии с пп. 1.5.1-1.5.5, но не более значений, приведенных в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Сталь	φ_w для труб	
	Бесшовных	Электросварных
Аустенитная хромоникелевая и высокохромистая	0.6	0.7
Хромомолибденованадиевая при расчетной температуре:		
- 510°С и менее	0.9	1.0
- 530°С и более	0.6	0.7
Углеродистая, марганцовистая и хромомолибденовая	0.9	1.0

Примечание: при расчетной температуре от 510°С до 530°С коэффициент φ_w определяется линейной интерполяцией.

1.5.8. Коэффициенты прочности φ_L для угловых и тавровых сварных соединений принимаются в соответствии с п. п. 1.5.1-1.5.5, но не более следующих значений:

- при контроле шва радиографическим или ультразвуковым методами по всей длине шва – 0.8,
- при выборочном контроле или при отсутствии контроля – 0.6.

1.5.9. Коэффициент прочности сварного шва для соединений в нахлестку принимается в соответствии с п. п. 1.5.1-1.5.5, но не более 0.6.

1.5.10. Допускается принимать другие значения коэффициентов снижения прочности сварных соединений φ_y, φ_w и φ_L с учетом условий эксплуатации и показателей качества элементов трубопроводов.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

1.6 Расчетная и номинальная толщины стенок элементов

1.6.1. Для определения расчетной толщины стенки s_R элемента трубопровода используются формулы раздела 3.

1.6.2. Номинальная толщина стенки элемента определяется с учетом прибавки c, исходя из условия:

$$s \geq s_R + c \tag{1.3}$$

с округлением до ближайшей большей толщины стенки по стандартам или техническим условиям. Допускается округление в сторону меньшей толщины стенки элемента, если разница не превышает 3%.

Рекомендуемые наименьшие значения номинальной толщины стенки труб или фасонных деталей в зависимости от наружного диаметра D приведены в таблице 1.3.

Таблица 1.3

D	≤ 25	≤ 57	≤ 114	≤ 219	≤ 325	≤ 377	≥ 426
Наименьшая номинальная толщина стенки, мм	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0

1.6.3. Суммарная прибавка к толщине стенки c вычисляется по формуле:

$$c = c_1 + c_2, \tag{1.4}$$

где

c_1 - технологическая прибавка, равная минусовому отклонению толщины стенки по стандартам и техническим условиям;

c_2 - прибавка на коррозию и эрозию, принимаемая согласно [14] или отраслевым документам с учетом расчетного срока эксплуатации.

1.6.4. Для труб-заготовок, используемых для гибки отводов на станках, прибавка c_1 равна сумме допусков на минимальную толщину стенки трубы-заготовки и максимальное утонение при гибке. Последняя величина при отсутствии специальных указаний определяется по формуле $s/(1+2R/D)$.

1.6.5. Для деталей трубопроводов, получаемых сваркой из труб (секторные отводы, сварные тройники и т.п.) прибавка c_1 равна допуску на минимальную толщину стенки трубы-заготовки.

1.6.6. Для деталей трубопроводов, изготавливаемых из труб путем горячего и холодного деформирования, прибавка c_1 равна допуску на минимальную толщину стенки, указанному в соответствующих технических условиях.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

2 НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ

2.1 Нагрузки и воздействия при расчетах на статическую и циклическую прочность

2.1.1. Учитываемые в расчетах на статическую и циклическую прочность нормативные нагрузки и воздействия, а также соответствующие им коэффициенты надежности γ_i приведены в таблице 2.1. Расчетные значения нагрузок и воздействий определяются путем умножения нормативных значений на соответствующий коэффициент надежности γ_i. В обоснованных случаях допускается принимать другие значения коэффициентов надежности γ_i.

Таблица 2.1

Нормативные нагрузки и воздействия			Способ прокладки		Коэффициент надежности γ_i
Вид	шифр	характеристика	подземный в канале	Надземный	
Постоянные	1	Собственный вес труб, деталей, арматуры и обустройств	+	+	1.1
	2	Вес изоляции	+	+	1.2
	3	Предварительная растяжка трубопровода, натяг упругих опор, трение в опорах скольжения	+	+	1.0
Длительные временные	4	Внутреннее давление	+	+	1.0
	5	Температурные деформации	+	+	1.0
	6	Вес транспортируемого вещества	+	+	1.1
	7	Вес отложений и конденсата	+	+	1.2
Кратковременные	8	Снеговая	–	+	1.4
	9	Гололедная	–	+	1.3
	10	Ветровая	–	+	1.4
	11	При срабатывании предохранительного клапана	–	+	1.4
	12	При строительстве и испытаниях	+	+	1.0
Особые	13	Разрушение оборудования, гидравлический удар	+	+	1.0

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

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

2.1.2. К кратковременным воздействиям допускается также относить кратковременные превышения давления (шифр 4) и температуры (шифр 5) по сравнению с расчетными значениями. Например, давление и температурные деформации в состоянии испытаний, пропаривания и т.д.

2.1.3. При расчете трубопровода в состоянии гидравлических испытаний, вместо веса транспортируемого вещества задается вес воды, расчетное давление при проведении испытаний и температура проведения испытаний.

2.1.4. Поверочный расчет трубопровода осуществляется как на постоянные и длительные временные нагрузки с шифрами 1-7 в табл. 2.1 (по режиму ПДН), так и на дополнительные воздействия кратковременных и особых нагрузок с шифрами 8-13 в табл. 2.1 (по режиму ПДКОН). Соответствующие режимам ПДН и ПДКОН критерии прочности приведены в пункте 5.4.1.

Обязательным является выполнение проверочного расчета по режиму ПДН. Необходимость дополнительного проверочного расчета по режиму ПДКОН и выбор учитываемых в расчете типов кратковременных и особых нагрузок из табл. 2.1, определяется проектной организацией.

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

2.1.6. Нормативные нагрузки и воздействия от монтажной растяжки трубопровода, растяжки компенсаторов и натяга упругих опор определяются проектом.

2.1.7. Расчетное внутреннее избыточное и наружное давление транспортируемого вещества принимается согласно п. 1.3.2 и 1.3.5.

2.1.8. Нормативные значения температурных деформаций определяются проектом по разности расчетной температуры, определяемой согласно п. 1.3.7 и монтажной температуры. Монтажная температура принимается равной температуре окружающего воздуха, в момент замыкания трубопровода в статически неопределимую систему (заварка последнего стыка при монтаже).

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

2.1.10. Нормативная снеговая нагрузка на единицу длины надземного трубопровода рассчитывается по формуле:

$$q_{sn} = S_0 \mu D_k \quad (Н/м), \tag{2.1}$$

где S_0 - нормативное значение снеговой нагрузки на горизонтальную поверхность земли в кПа, принимается в зависимости от снегового района по строительным нормам и правилам [26], μ - коэффициент перехода от веса снегового покрова на единицу поверхности земли к снеговой нагрузке на единицу поверхности горизонтальной проекции кожуха изоляции трубопровода, принимается равным 0.4.

Также рекомендуется учитывать снеговые нагрузки на опирающиеся на трубопровод обустройства, которые определяются согласно СНиП [26].

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

$$q_{wn} = (W_{etc} + W_{dyn}) D_k \quad (Н/м), \tag{2.2}$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»
© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»)

где статическую W_{etc} и динамическую W_{dyn} составляющие ветровой нагрузки в кПа принимаются по СНиП [26], причем последняя величина находится как для сооружения с постоянной шириной наветренной поверхности.

2.1.12. Нормативная нагрузка от обледенения на единицу длины надземного трубопровода определяется по формуле

$$q_{gn} = 0.017 b_g D_k \quad (Н/м), \tag{2.3}$$

где b_g – толщина слоя гололеда, мм. Принимается по СНиП [26].

2.1.13. Нормативные нагрузки, возникающие при строительстве и испытаниях трубопровода, определяются проектом в зависимости от способа производства работ и методов испытаний.

2.1.14. Нагрузки и воздействия, вызываемые резким нарушением нормального режима эксплуатации, например: поломкой оборудования или срабатыванием аварийных устройств, устанавливаются в проекте с учетом особенностей технологического цикла производства. Возникающие при этом нагрузки, в том числе от гидравлического удара, определяются с помощью специальных расчетов.

2.2 Динамические нагрузки и воздействия при расчетах на вибрацию

2.2.1. Нагрузки и воздействия, вызывающие вибрацию трубопроводов, разделяются на группы:

а) механические воздействия на трубопровод со стороны оборудования, вызванные неуравновешенностью движущихся масс, износом подшипников и т.д.;

б) нестационарные гидравлические воздействия в результате:

- пульсации давления на входе в трубопровод от компрессора и насоса;
- прохождения по системе двухфазной среды, особенно, в пробковом режиме, кавитации и т.п.;
- отрывных течений за местными сопротивлениями.

2.2.2. Амплитуды возбуждающих вибрацию нагрузок и воздействий определяются расчетом или измерениями в процессе пуско-наладочных работ и задаются в виде перемещений или внешних сил. При оценке нестационарных гидродинамических воздействий рассматриваются те сечения трубопровода, где происходят изменения величины и направления скорости потока.

2.2.3. Спектр частот пульсации, генерируемых поршневыми и центробежными машинами

$$f_{ip} = \frac{i \cdot m \cdot n}{60}, \tag{2.4}$$

где $i = 1, 2, 3...$ - номер гармоники, n - число оборотов вала в мин., m - число цилиндров поршневых или число лопаток центробежных нагнетательных машин.

2.2.4. Если возбудителями пульсаций в трубопроводе являются местные гидравлические сопротивления, то генерируемая при этом частота рассчитывается по формуле

$$f_{ip} = (200 \div 500)\frac{V}{D_i}, \tag{2.5}$$

где V - скорость потока, D_i - диаметр сужения в местном сопротивлении.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

Для одиночных преград в формуле (2.5) принимается минимальное значение численного коэффициента, равное 200. При отсутствии местного сужения (прямая труба) численный коэффициент в формуле (2.5) принимается равным 500.

2.2.5. Для трубопроводов с двухфазным рабочим веществом учитывается возможность появления гидродинамических возмущений, особенно ощутимых в пробковом режиме. Амплитудно-частотные характеристики нестационарного воздействия двухфазного потока на местные сопротивления определяются при пуско-наладочных работах или предварительными расчетами.

2.2.6. 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 определяются расчетом или в процессе пусконаладочных работ.

Примечание. Собственную частоту акустических колебаний трубопровода для прямолинейных участков рекомендуется определять по формулам:

- для трубы с акустически открытыми или закрытыми концами:

$$f_{ip} = \frac{0.5i \cdot C}{L}, \tag{2.6}$$

- для трубы с одним акустически открытым концом

$$f_{ip} = \frac{0.25(2i-1)C}{L}, \tag{2.7}$$

где $i = 1, 2, 3...$, C - скорость звука в м/с, L - длина трубы в м.

3 РАСЧЕТ НА ПРОЧНОСТЬ ТРУБ И ФАСОННЫХ ДЕТАЛЕЙ ПОД ДЕЙСТВИЕМ ВНУТРЕННЕГО ИЗБЫТОЧНОГО И НАРУЖНОГО ДАВЛЕНИЯ (ВАКУУМНЫЙ ТРУБОПРОВОД)

3.1 Трубы

3.1.1. Расчетная толщина стенки трубы, нагруженной внутренним избыточным давлением

$$s_R = \frac{|P| \cdot D}{2\varphi_y[\sigma] + |P|} \tag{3.1}$$

3.1.2. Допустимое внутреннее избыточное давление

$$[P] = \frac{2[\sigma]\varphi_y(s-c)}{D-(s-c)} \tag{3.2}$$

3.2 Отводы

3.2.1. Расчетная толщина стенки гнутых и крутоизогнутых отводов (рис. 3.1,а)

$$s_{RO} = k_1 s_R, \tag{3.3}$$

где коэффициент k_1 берется по табл. 3.1.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

Таблица 3.1

$R/(D-s_R)$	≥ 2.0	≤ 1.0
k_1	1.00	1.30

Примечания: для промежуточных значений $R/(D-s_R)$, k_1 определяется линейной интерполяцией.

3.2.2. Расчетная толщина стенки секторных отводов (рис. 3.1,б) вычисляется по формуле

$$s_{RO} = k_2 s_R \tag{3.4}$$

Для нормализованных отводов, состоящих из полусекторов и секторов с углом скоса $\alpha \leq 22.5^0$, величина k_2 рассчитывается по формуле

$$k_2 = \frac{4R - D + s_R}{4R - 2D + 2s_R} \tag{3.5}$$

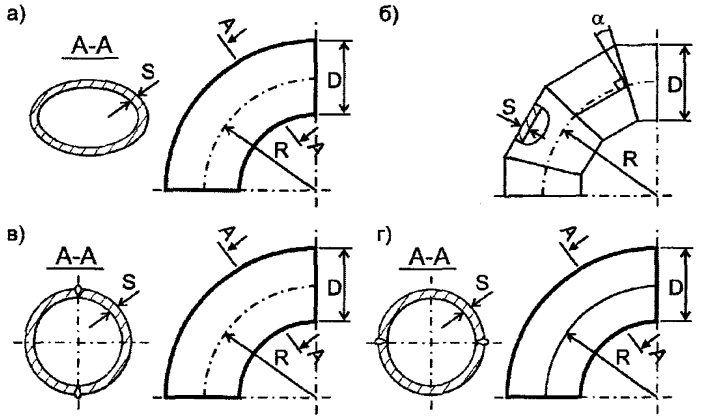


Рис. 3.1. Отводы: а - гнутый; б – секторный; в, г – штампосварной

3.2.3. Расчеты штампосварных отводов зависят от расположения сварных швов:

- при расположении сварных швов в плоскости кривизны отвода (рис. 3.1,в) расчетная толщина стенки

$$s_{RO} = k_2 \cdot s_R / \varphi_y \tag{3.6}$$

- при расположении сварных швов по нейтральной линии (рис. 3.1,г) толщина стенки определяется как наибольшее из двух значений

$$s_{RO} = \max(s_R / \varphi_y, k_2 \cdot s_R) \tag{3.7}$$

Примечание. В формулах (3.6) и (3.7) s_R определяется по формуле (3.1) при $\varphi_y = 1.0$, а величина k_2 – по формуле (3.5).

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

Таблица 3.2

Гнутые и крутоизогнутые	Секторные нормализованные	Штампосварные	
		рис. 3.1,в	рис. 3.1,г
k_1 по табл. 3.1	k_2 по формуле 3.5	k_2 / φ_y	$\max(k_2; 1/\varphi_y)$
		k_2 – по формуле 3.5	

3.2.4. Допустимое внутреннее давление в отводах:

$$[P] = \frac{2[\sigma]\varphi_y (s-c)}{k_i \left[D - \frac{(s-c)}{k_i} \right]}, \tag{3.8}$$

где коэффициент k_i берется из таблицы 3.2.

3.3 Переходы

3.3.1. Расчетная толщина стенки концентрических переходов, нагруженных внутренним избыточным давлением (рис. 3.2,а)

$$s_{RП} = \frac{|P| \cdot D}{2\varphi_y [\sigma] \cos\alpha + |P|}, \tag{3.9}$$

Формула (3.9) применима при соблюдении следующих условий:

- при $\alpha \le 15^0$

$$0.003 \le \frac{s_{RП}}{(D - 2s_{RП})} \le 0.35,$$

- при $15^0 < \alpha \le 45^0$

$$0.003 \le \frac{s_{RП}}{(D - 2s_{RП})} \le 0.15$$

$$\frac{D_П - 2 \cdot s_{RП}}{D - 2 \cdot s_{RП}} \le 1 - \frac{2\sin\alpha}{\sqrt{\cos\alpha}} \sqrt{\left[1 + \frac{s_{RП}}{D - 2 \cdot s_{RП}} \right] \cdot \frac{s_{RП}}{D - 2 \cdot s_{RП}}}$$

Угол наклона образующей α рассчитывается по формуле

$$\alpha = arctg \frac{D - D_П}{2\ell}, \tag{3.10}$$

в которой D, $D_П$ и ℓ принимаются в соответствии с рис. 3.2,а или рис. 3.2,б.

3.3.2. Допустимое внутреннее давление в концентрических переходах

$$[P] = \frac{2[\sigma]\varphi_y (s-c)\cos\alpha}{D - (s-c)} \tag{3.11}$$

3.3.3. Расчетную толщину стенки эксцентрических переходов (рис. 3.2,б) допускается определять по формулам для концентрических переходов.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

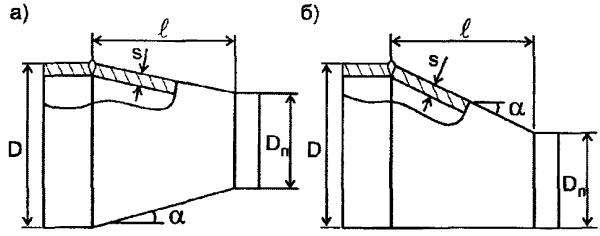


Рис. 3.2. Переходы: а - концентрический, б - эксцентрический

3.4 Тройники и врезки

3.4.1. Расчетная толщина стенки магистрали в тройниковых соединениях (врезках) при действии внутреннего избыточного давления (рис. 3.3) определяется по формуле

$$s_{RM} = \frac{|P| \cdot D}{2 \min(\varphi_y, \varphi_d)[\sigma] + |P|}. \qquad (3.12)$$

φ_d - расчетный коэффициент снижения прочности магистрали тройника (врезки), вычисляются в соответствии с п. 3.4.3.

3.4.2. Расчетная толщина стенки штуцера в тройниковых соединениях (рис. 3.3) определяется в соответствии с п. 3.1.1.

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

$$\varphi_d = \frac{2}{1.75 + \dfrac{d_i}{\sqrt{(D-s)(s-c)}}} \left[1 + \frac{\sum A}{2(s-c)\sqrt{(D-s)(s-c)}} \right] \qquad (3.13)$$

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

$$\sum A = A_b + A_n \qquad (3.14)$$

Для штампованных тройников (рис. 3.3,б) вместо величины d_i в формулу 3.13 подставляется

$$d_{eq} = d_i + 0.25r \qquad (3.15)$$

3.4.4. Укрепляющая площадь штуцера определяется по формулам:

- для наружных штуцеров, конструкция которых соответствует рис. 3.3,а и 3.5,в

$$A_b = 2h_b[(s_b - c) - s_{ob}]; \qquad (3.16)$$

- для пропущенных внутрь штуцеров, конструкция которых соответствует рис. 3.5,г

$$A_b = 2h_b[(s_b - c) - s_{ob}] + 2h_{b1}(s_b - c); \qquad (3.17)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

- для вытянутой горловины штампованного тройника, конструкция которого соответствует рис. 3.3,б или эллиптической заглушки с отбортованным отверстием (рис. 3.5,б)

$$A_b = 2(h_{bs} - h_b)[(s_b - c) - s_{os}] + 2h_b[(s_b - c) - s_{ob}], \tag{3.18}$$

где минимальная толщина стенки определяется:

- для сварных тройников и врезок

$$s_{ob} = \frac{P d_i}{2[\sigma] - P}, \tag{3.19}$$

- для штампованных

$$s_{ob} = \frac{P d_{eq}}{2[\sigma] - P}, \tag{3.20}$$

$$s_{os} = \frac{P d_i}{2[\sigma] - P}. \tag{3.21}$$

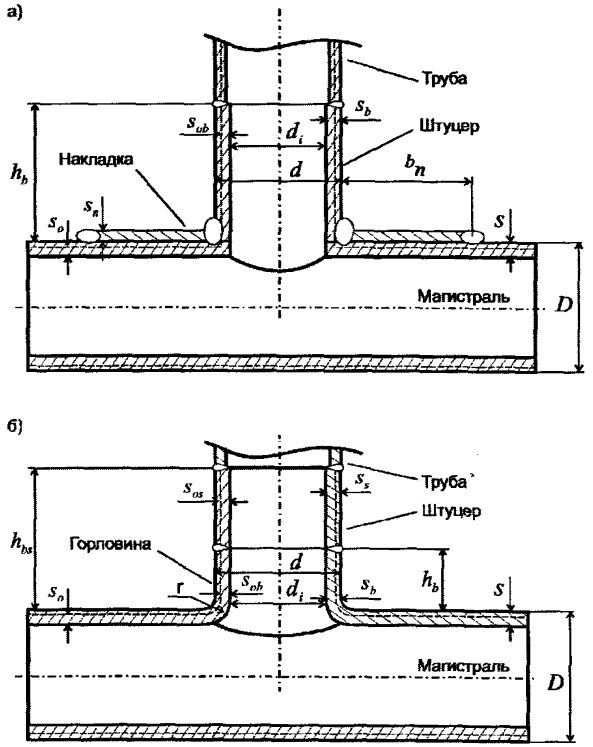


Рис. 3.3. Тройники и врезки: а – сварной тройник (врезка), б – штампованный (штампосварной) тройник

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»
© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»)

3.4.5. Используемое при расчете значение высоты штуцера принимается по чертежу на конкретный штуцер, но не более приведенных ниже значений

$$h_b = h_{bS} = 1.25\sqrt{(d - s_b)(s_b - c)}, \tag{3.22}$$

$$h_{b1} = 0.5\sqrt{(d - s_b)(s_b - c)}. \tag{3.23}$$

При одновременном укреплении отверстия штуцером и накладкой (рис. 3.3,а), высота укрепляющей части штуцера h_b принимается без учета толщины накладки

$$h_b = 1.25\sqrt{(d - s_b)(s_b - c)} - s_n$$

3.4.6. Укрепляющая площадь накладки определяется по формуле (рис. 3.3,а)

$$A_n = 2b_n s_n \tag{3.24}$$

Используемое в расчете значение ширины накладки b_n принимается по чертежу на конкретную накладку, но не более

$$b_n = \sqrt{(D - s)(s + s_n - c)} \tag{3.25}$$

3.4.7. Если в сварных тройниках или врезках номинальная толщина стенки штуцера или присоединенной трубы s_b равна $s_{ob} + c$ то наибольший внутренний диаметр штуцера тройника d_i, при котором не требуется дополнительного укрепления ($\sum A = 0$) вычисляется по формуле

$$d_0 = \left(\frac{2}{\varphi_0} - 1.75\right)\sqrt{(D - s)(s - c)} \tag{3.26}$$

Если внутренний диаметр штуцера d_i превышает d_0, то необходимо увеличить толщину стенки штуцера s_b или использовать укрепляющую накладку.

3.4.8. Коэффициент недогрузки магистрали или корпуса тройника (врезки) следует определять по формуле

$$\varphi_0 = \frac{P[D - (s - c)]}{2[\sigma](s - c)}. \tag{3.27}$$

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

3.4.10. Допустимое внутреннее давление в магистрали тройника (врезки)

$$[P] = \frac{2\min(\varphi_y, \varphi_d)[\sigma](s - c)}{D - (s - c)} \tag{3.28}$$

3.5 Заглушки

3.5.1. Расчетная толщина и допустимое давление для плоской круглой внутритрубной заглушки (рис. 3.4,а):

$$s_{R3} = \frac{0.53}{m_0} D_i \sqrt{\frac{|P|}{[\sigma]\varphi_L}}; \quad [P] = \frac{m_0^2 (s - c)^2}{0.28 D_i^2} \varphi_L [\sigma] \tag{3.29}$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

3.5.2. Расчетная толщина и допустимое давление для плоской круглой торцевой заглушки (рис. 3.4,б):

$$s_{R3} = \frac{0.35}{m_0}(D_i - r)\sqrt{\frac{|P|}{[\sigma]\varphi_y}}; \quad [P] = \frac{m_0^2 (s-c)^2}{0.12(D_i - r)^2}\varphi_y[\sigma] \tag{3.30}$$

3.5.3. Для плоских заглушек без отверстия коэффициент m_0 равен 1.0. Для заглушек с центральным отверстием диаметром d_i:

$$m_0 = \frac{1}{\sqrt{1 + \frac{d_i}{D_i} + \left(\frac{di}{D_i}\right)^2}}, \tag{3.31}$$

3.5.4. Расчетная толщина плоской межфланцевой заглушки (рис. 3.4,в):

$$s_{R3} = 0.41(D_i + b)\sqrt{\frac{|P|}{[\sigma]}}; \quad [P] = \frac{(s-c)^2}{0.17(D_i + b)^2}[\sigma] \tag{3.32}$$

Ширина уплотнительной прокладки b определяется по техническим условиям или чертежу.

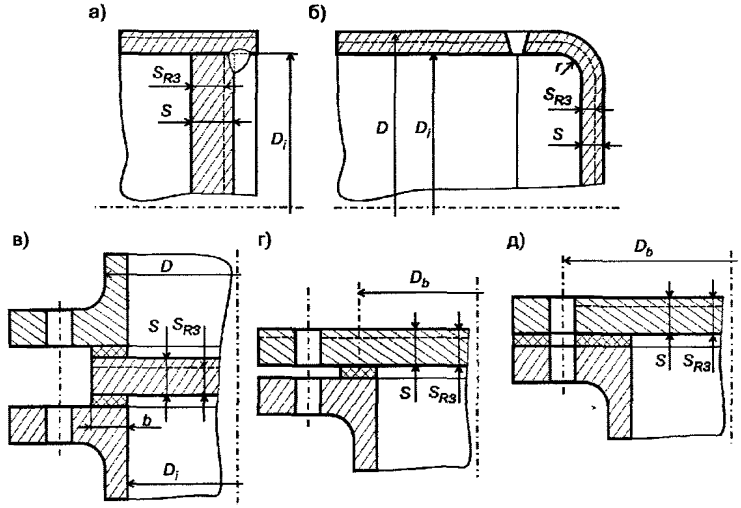


Рис. 3.4. Круглые плоские заглушки: а –внутритрубная; б – торцевая; в – межфланцевая; г, д - фланцевая

3.5.5. Расчетная толщина и допустимое давление плоской фланцевой заглушки, соответствующей рис. 3.4,г:

$$s_{R3} = 0.41 D_b \sqrt{\frac{|P|}{[\sigma]}}; \quad [P] = \frac{(s-c)^2}{0.17 D_b^2}[\sigma]. \tag{3.33}$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»
© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»)

Расчетная толщина плоской фланцевой заглушки, соответствующей рис. 3.4,д:

$$s_{R3} = 0.5D_b\sqrt{\frac{|P|}{[\sigma]}};\ [P]=\frac{(s-c)^2}{0.25D_b^2}[\sigma]. \qquad (3.34)$$

Здесь D_b принимается в соответствии с рис. 3.4.

3.5.6. Расчетная толщина стенки и допустимое давление для эллиптической заглушки без центрального отверстия (рис. 3.5,а) при $0.5 \ge h/D \ge 0.2$ и $0.1 \ge (s-c)/D \ge 0.0025$

$$s_{R3}=\frac{|P|\cdot D}{4[\sigma]\varphi_y+|P|}\cdot\frac{D}{2h};\ [P]=\frac{8[\sigma]\varphi_y(s-c)h}{D^2-2h(s-c)} \qquad (3.35)$$

Если s_{R3} получается менее s_R при $\varphi_y = 1.0$, то $s_{R3} = s_R$.

3.5.7. Расчетная толщина и допустимое давление для эллиптической заглушки с центральным отверстием при $0.5 \ge h/D \ge 0.2$ и $0.1 \ge (s-c)/D \ge 0.0025$ и $d_i/(D-2s) \le 0.6$ (рис. 3.5,б,в,г)

$$s_{R3}=\frac{|P|\cdot D}{4\min(\varphi_y,\varphi_d)[\sigma]+|P|}\cdot\frac{D}{2h};\ [P]=\frac{8[\sigma]\min(\varphi_y,\varphi_d)(s-c)h}{D^2-2h(s-c)} \qquad (3.36)$$

где φ_d - коэффициент снижения прочности эллиптической заглушки, ослабленной укрепленным отверстием, вычисляется в соответствии с п. 3.5.8.

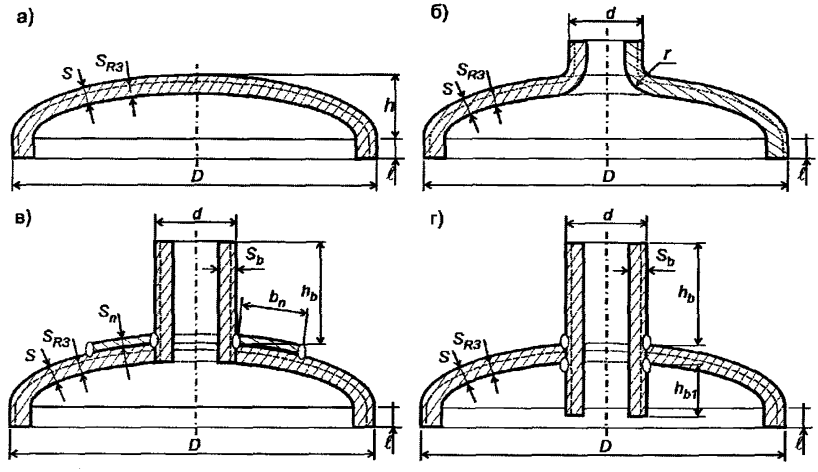


Рис. 3.5. Эллиптические заглушки: а – без отверстий; б – с отбортованным отверстием; в – со штуцером и укрепляющей накладкой; г - с проходящим штуцером

3.5.8. Коэффициенты прочности заглушек с отверстиями φ_d (рис. 3.5,в,г) определяется в соответствии с п. 3.4.3 при $s_b = s_{R3}$ и $s \ge s_{R3} + c$, а коэффициенты прочности заглушек с отбортованными отверстиями (рис. 3.5,б) - согласно п. 3.4.3 при $h_b = L - \ell - h$.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

3.6 Расчет на действие наружного давления (вакуумный трубопровод)

3.6.1. Расчеты на действие наружного давления (вакуум) предусмотрены настоящим стандартом только для среднетемпературных трубопроводов.

3.6.2. Для труб, переходов, тройников и врезок, нагруженных наружным давлением, толщину стенки и допустимое давление следует определять из условия устойчивости согласно [1] и п. п. 3.6.3-3.6.7. При этом допустимое по условиям прочности давление вычисляется при $\varphi_y = 1$, а толщина стенки принимается равной разности номинальной толщины и суммарной прибавки ($s - c$).

3.6.3. Для труб допустимое наружное давление определяется в соответствии с [1]. При этом принимается, что расчетная длина обечайки равна бесконечности.

3.6.4. Допустимое наружное давление для переходов определяются в соответствии с [1] по формулам для конических обечаек.

3.6.5. Допустимое наружное давление для эллиптических заглушек определяется в соответствии с [1] по формулам для эллиптических днищ.

3.6.6. Допустимое наружное давление для тройников и врезок определяется по формуле

$$[P] = \frac{[P]_П}{\sqrt{1 + \left(\frac{[P]_П}{[P]_Е}\right)^2}} \qquad (3.37)$$

где $[P]_П$ - допустимое наружное давление в тройнике из условия прочности, определяемое по формуле (3.28) при $\varphi_y = 1$. $[P]_Е$ - допустимое наружное давление в магистрали тройника из условия устойчивости, определяемое согласно п. 3.6.3 без учета ослабления отверстием.

3.6.7. Расчетная толщина стенки при действии наружного давления труб, переходов, заглушек, тройников и врезок определяется итерационно по [1] из условия, что допускаемое наружное давление равно расчетному наружному давлению $P = [P]$.

4 ВЫБОР РАСЧЕТНОЙ СХЕМЫ ТРУБОПРОВОДА

4.1. Трубопровод рассматривается как упругая стержневая система. Элементы теории оболочек учитываются в расчетах отводов (эффект Кармана) и, при необходимости, в тройниковых соединениях (см. приложение 2). Нужно стремиться к тому, чтобы расчетная схема правильно учитывала конструктивные особенности, которые влияют на напряженно-деформированное состояние трубопровода.

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

- места присоединения к аппаратам, опорам, коллекторам и т.д.;
- точки излома или разветвления осевой линии трубопровода;
- точки изменения поперечного сечения или нагрузки.

4.3. Внешние статические нагрузки рассматриваются как сосредоточенные или равномерно распределенные. Наряду с ними в расчетах статически неопределимых стержневых систем учитываются деформационные воздействия, вызванные температурным нагревом (ох-

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

лаждением), смещением опор или оборудования, а также предварительной растяжкой (сжатием) трубопровода.

4.4. Расстановка опор и подвесок призвана обеспечить допустимый уровень напряжений в элементах трубопровода от не самоуравновешенной (в частности весовой) нагрузки. При этом нужно избегать случаев, когда в нагретом трубопроводе опоры и подвески оказываются недогруженными.

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

4.6. Сильфонные, линзовые и сальниковые компенсаторы моделируются как линейно упругие сочленения стержней осевого, шарнирного или сдвигового типов (в зависимости от их конструкции). Арматура моделируется недеформируемыми (абсолютно жесткими) стержневыми элементами.

5 ПОВЕРОЧНЫЙ РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА НА ПРОЧНОСТЬ

5.1 Основные положения. Этапы расчета

5.1.1. Толщина стенок труб и фасонных деталей трубопроводов определяется в соответствии с разделом 3 настоящего стандарта.

5.1.2. Для оценки прочности спроектированного наземного или подземного (в канале) трубопровода выполняется полный расчет, состоящий из 6-ти этапов (таблица 5.1). Целью расчета является оценка статической и циклической прочности, а также определение усилий, действующих на оборудование со стороны трубопровода при эксплуатации и испытаниях.

5.1.3. Расчет трубопровода в режиме ПДКОН (с учетом кратковременных и особых нагрузок, а также в режиме испытаний) выполняется при соответствующем указании в проекте.

5.1.4. Расчет по этапам 1 и 2 проводится после выбора основных размеров трубопровода и расстановки опор.

5.1.5. Расчет трубопроводов по этапам 3 и 4 следует проводить, если число полных циклов нагружения за все время эксплуатации превышает 1000 и в результате расчета по этапу 2 установлено, что

- для среднетемпературного трубопровода

$$\sigma_e \geq 1.2[\sigma], \tag{5.1}$$

- для высокотемпературного трубопровода

$$\sigma_e \geq [\sigma]. \tag{5.2}$$

5.1.6. Расчет по этапу 4 (на длительную циклическую прочность) проводится только для высокотемпературных трубопроводов.

5.1.7. Расчет среднетемпературных трубопроводов проводится по расчетной температуре T. Для высокотемпературных трубопроводов на этапах 2 и 5 расчет ведется по фиктивным температурам T_{2f} и T_{5f}

$$T_{2f} = \chi T, \tag{5.3}$$

$$T_{5f} = -\delta T \tag{5.4}$$

Значения χ и δ для различных материалов представлены в табл. 5.2 и табл. 5.3.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

Кроме того, на этапе 5 вводятся фиктивные «собственные» смещения защемленных концевых сечений трубопровода от нагрева присоединенного оборудования, получающиеся путем умножения значений действительных смещений на величину δ со знаком «минус».

Таблица 5.1

Номер этапа	Наименование этапа расчета	Шифры нагрузок и воздействий по табл. 2.1		Назначение этапа расчета
		ПДН	ПДКОН	
1	Расчет на действие не самоуравновешенных нагрузок в рабочем состоянии	1, 2, 3, 4, 6, 7	1, 2, 3, 4, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13	Оценка прочности трубопровода
2	Расчет на действие всех нагружающих факторов в рабочем состоянии	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 12, 13	Оценка прочности трубопровода, оценка нагрузок на оборудование, опоры и конструкции
3	Расчет на действие циклических воздействий	4, 5	-	Оценка циклической прочности трубопровода
4	Расчет на длительную циклическую прочность высокотемпературных трубопроводов	1, 2, 3, 4, 5, 6, 7	-	Оценка длительной циклической прочности трубопровода
5	Расчет на действие всех нагружающих факторов в холодном состоянии	1, 2, 3, 5, 6, 7	-	Оценка прочности после релаксации (только высокотемпературных трубопроводов), оценка нагрузок на оборудование, опоры и конструкции (см. п. 5.3.2)

5.1.8. На этапе 5 для высокотемпературных трубопроводов, которые рассчитываются при фиктивной температуре T_{5f}, коэффициент линейного расширения берется для расчетной температуры T.

5.1.9. На этапе 5 модуль упругости принимается при 20^0С, а на этапах 1 и 2 при расчетной температуре T.

5.1.10. Значения коэффициента температурного расширения и модуля упругости определяются по нормативным и справочным данным [23], [1]. Коэффициент относительной поперечной деформации (коэффициент Пуассона) для всех материалов и температур принимается равным 0.3.

5.1.11. Коэффициент трения в опорах скольжения принимается равным 0.3 (в случае трения стали по стали), а коэффициент трения в опорах качения - 0.1.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»
© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»)

5.1.12. В расчетах на циклическую и длительную циклическую прочность учитываются возможные циклы с неполным изменением рабочих параметров.

5.1.13. Если трубопровод эксплуатируется при различных режимах, то во всех режимах производится проверка статической прочности; также из расчета во всех режимах определяются предельные (максимальные и минимальные) значения нагрузок на оборудование, опорные и строительные конструкции.

Таблица 5.2

№№ п/п	Сталь	Значения коэффициента усреднения компенсационных напряжений χ при расчетных температурах							
		370	400	450	500	550	600	650	700
1	Углеродистая и низколегированная	0.29	0.28	0.25	-	-	-	-	-
2	Легированная неаустенитная	0.37	0.35	0.33	0.30	0.24	0.16	-	-
3	Легированная аустенитная	-	-	0.38	0.34	0.30	0.25	0.20	0.16

Таблица 5.3

№№ п/п	Сталь	Значения коэффициента релаксации компенсационных напряжений δ при расчетных температурах							
		370	400	450	500	550	560	630	700
1	Углеродистая и низколегированная	0.71	0.72	0.89	-	-	-	-	-
2	Легированная неаустенитная	0.63	0.65	0.70	0.80	0.95	1.0	-	-
3	Легированная аустенитная	-	-	0.62	0.66	0.74	0.89	1.0	1.0

5.1.14. Напряжения от всех нагрузок вычисляются по номинальной толщине стенки элемента. Расчет напряжений от внутреннего давления в режиме испытаний осуществляется без учета прибавки на коррозию.

5.2 Применение и учет монтажной растяжки

5.2.1. В трубопроводах монтажная растяжка применяется для уменьшения передаваемой на оборудование нагрузки. В высокотемпературных трубопроводах применение монтажной растяжки позволяет при определенных условиях понизить эффект накопления деформаций ползучести в наиболее напряженных участках трубопровода.

Применение монтажной растяжки обосновывается расчетом, так как ее воздействие может быть и отрицательным.

5.2.2. Рекомендуется назначать величину монтажной растяжки в среднетемпературных трубопроводах не более 60% от воспринимаемого температурного удлинения, а в высокотемпературных не более $100 \cdot \delta$ %, где коэффициент δ определен в табл. 5.3.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

5.2.3. При применении монтажной растяжки с не гарантируемым качеством расчет трубопровода проводится без ее учета. Гарантируемая монтажная растяжка учитывается на этапах 2 и 5 полного расчета трубопровода.

5.2.4. Для высокотемпературного трубопровода при расчете по этапу 2 монтажная растяжка учитывается при определении усилий на оборудование. При этом расчет выполняется в двух вариантах:

- с учетом монтажной растяжки и введением действительной температуры нагрева T;
- с учетом фиктивной монтажной растяжки и с введением фиктивной температуры нагрева T_{2f}.

5.2.5. Для высокотемпературного трубопровода обязательно проводится расчет по этапу 5, если величина монтажной растяжки превышает значение, указанное в п. 5.2.2. При этом не учитывается эффект саморастяжки в рабочем состоянии.

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

5.3 Определение нагрузок, передаваемых трубопроводом на оборудование, опоры и строительные конструкции

5.3.1. Нагрузки трубопровода на оборудование, опорные и строительные конструкции определяются на этапе 2.

5.3.2. При расчете на действие всех нагружающих факторов в холодном состоянии по этапу 5 для высокотемпературных трубопроводов усилия воздействия трубопровода на оборудование, опорные и строительные конструкции определяются без учета релаксации компенсационных напряжений.

5.3.3. Для высокотемпературного трубопровода с одинаковой расчетной температурой и материалом всех участков можно определить реакции, действующие на оборудование в начальный момент полного прогрева (без учета саморастяжки) по следующей формуле:

$$X_2^0 = \frac{1}{\chi}\left(X_2 - X_1\right) + X_1, \qquad (5.5)$$

где X_2^0 - произвольная реакция, действующая на опору, X_1, X_2 – те же реакции на этапах 1 и 2 полного расчета трубопровода, χ - коэффициент усреднения компенсационных напряжений по табл. 5.2.

5.3.4. Для среднетемпературного трубопровода (см. пункт 1.2), если его температура и материал на всех участках одинаковы, реакции, действующие на оборудование в холодном состоянии, можно определить без выполнения расчета по этапу 5, воспользовавшись следующей формулой:

$$X_4 = \left(X_2 - X_1\right)\frac{E_{20}}{E} + X_1 - X_5, \qquad (5.6)$$

где

X_1, X_2, X_5 - произвольные силовые факторы соответсвенно на 1, 2 и 5 этапах расчета.

5.4 Условия прочности

5.4.1. Условия прочности по всем этапам расчета приведены в таблице 5.4.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

5.4.2. При выполнении условий циклической прочности для среднетемпературных трубопроводов (этап 3) выполнение условий статической прочности на этапе 2 не обязательно. Однако для труб рекомендуется обеспечить выполнение условий статической прочности независимо от результатов расчета на циклическую прочность. Реализация этих требований схематично представлена в таблице 5.5. Знак «+» означает, что соблюдение условий прочности обязательно, знак «-» - не обязательно.

Таблица 5.4

Номер этапа расчета	Наименование этапа расчета	Условия прочности для трубопроводов			
		Среднетемпературных		Высокотемпературных	
		ПДН	ПДКОН	ПДН	ПДКОН
1	Расчет на действие не самоуравновешенных нагрузок в рабочем состоянии	$\sigma_e \le 1.1[\sigma]$	$\sigma_e \le 1.5[\sigma]$	$\sigma_e \le 1.1[\sigma]$	$\sigma_e \le 1.5[\sigma]$
2	Расчет на действие всех нагружающих факторов в рабочем состоянии	$\sigma_e \le 1.5[\sigma]^*$	$\sigma_e \le 1.9[\sigma]^*$	$\sigma_e \le 1.5[\sigma]$	$\sigma_e \le 1.9[\sigma]$
3	Расчет на действие циклических воздействий	$\sigma_{ae} \le A_T[\sigma_a]$	-	-	-
4	Расчет на длительную циклическую прочность высокотемпературных трубопроводов	-	-	см. п. 5.7	-
5	Расчет на действие всех нагружающих факторов в холодном состоянии	$\sigma_e \le 1.5[\sigma]^*$	-	$\sigma_e \le 1.5[\sigma]_{20}$	-

Примечание: условия прочности, помеченные звездочкой (*) не обязательны, см. пункт 5.4.2.

Таблица 5.5

Номер этапа расчета	Наименование этапа расчета	Труба	Отвод	Тройник (врезка)
1	Расчет на статистическую прочность под действием не самоуравновешенных нагрузок	+	+	+
2	Расчет на статическую прочность под действием не самоуравновешенных и самоуравновешенных нагрузок	+	-	-
3	Расчет на циклическую прочность	+	+	+
4	Расчет на длительную циклическую прочность высокотемпературных трубопроводов	+	+	+
5	Расчет нагрузок в холодном состоянии	+	-	-

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

5.4.3. Для вакуумных среднетемпературных трубопроводов на этапе 2 в режимах ПДН и ПДКОН необходима дополнительная проверка на устойчивость согласно п. 5.8.

5.4.4. Величина допустимой нагрузки на оборудование устанавливается заводом-изготовителем. При отсутствии заводских данных, она может быть определена расчетным путем с помощью специальных программ и методов расчета.

5.5 Расчетные напряжения в трубах, отводах, тройниках и врезках

5.5.1. Среднее окружное напряжение от внутреннего давления в трубах, отводах и ответвлениях тройников и врезок вычисляется по формуле

$$\sigma = \frac{P(D-s)}{2\varphi_y s} k_i, \tag{5.7}$$

где D – наружный диаметр рассчитываемого сечения, k_i – коэффициент интенсификации напряжений в отводах. При расчете труб, тройников и врезок принимается $k_i = 1$.

При расчете магистрали тройников и врезок в формулу (5.7) вместо коэффициента φ_y следует подставлять значение $\min(\varphi_y, \varphi_d)$ и принимать $k_i = 1$.

5.5.2. Суммарное среднее осевое напряжение от внутреннего давления, осевой силы и изгибающего момента

$$\sigma_z = \sigma_{pz} + \sigma_{zN} \pm \sigma_{zM}, \tag{5.8}$$

В формуле (5.8) среднее осевое напряжение от внутреннего давления

$$\sigma_{pz} = \frac{P(D-s)}{4\varphi_y s}, \tag{5.9}$$

напряжение от осевой силы

$$\sigma_{zN} = \frac{N}{A_P} \tag{5.10}$$

Знак осевой силы «+»соответствует растяжению, а «-» - сжатию.

Осевое напряжение от изгибающего момента:

$$\sigma_{zM} = \frac{1}{\varphi_w W}\sqrt{(i_0 M_0)^2 + (i_i M_i)^2}, \tag{5.11}$$

где i_0, i_i - коэффициенты интенсификации изгибных напряжений соответственно из плоскости и в плоскости тройникового соединения или отвода.

При расчете ответвления сварных тройников и врезок в формулу (5.11) вместо φ_w следует подставлять значение $\min(\varphi_w, \varphi_L)$.

5.5.3. Касательное напряжение от кручения

$$\tau = \frac{M_t}{2W}. \tag{5.12}$$

5.5.4. Эквивалентные напряжения при оценке статической прочности

$$\sigma_e = \sqrt{\sigma^2 - \sigma\sigma_z + \sigma_z^2 + 3\tau^2} \tag{5.13}$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

5.5.5. Амплитуды эквивалентных напряжений при расчете на циклическую прочность

$$\sigma_{ae} = 0.8\sqrt{\sigma^2 - \sigma\sigma_z + \sigma_z^2 + 3\tau^2} \qquad (5.14)$$

5.5.6. Напряжения в трубах определяются в соответствии с п. п. 5.5.1-5.5.5. При этом коэффициенты принимаются равными $k_i = i_0 = i_i = 1$, а характеристики сечения определяются по формулам

$$W = \frac{\pi}{4}(D-s)^2 \cdot s$$
$$Ap = \pi(D-s)\cdot s \qquad (5.15)$$

5.5.7. Напряжение в отводах определяются в соответствии с пп. 5.5.1-5.5.5 для двух крайних сечений А-А и Б-Б (рис. 5.1,б). За расчетное эквивалентное напряжение принимается наибольшее из двух значений. Коэффициент интенсификации k_i определяется, согласно пп. 3.2.1-3.2.3, а коэффициенты i_0 и i_i - по нижеприведенным формулам.

Для гнутых, крутоизогнутых и штампосварных отводов, стыкуемых с трубами на сварке

$$i_o = \frac{0.75}{\lambda^{2/3}\omega_p}$$
$$i_i = \frac{0.9}{\lambda^{2/3}\omega_p} \qquad (5.16)$$

Для отводов тех же конструкций, стыкуемых с прямыми трубами на фланцах (на обоих концах)

$$i_o = \frac{0.75}{\lambda^{1/3}\omega_p},$$
$$i_i = \frac{0.9}{\lambda^{1/3}\omega_p}. \qquad (5.17)$$

Для отводов тех же конструкций, стыкуемых с трубами на фланце с одного конца и на сварке с другого

$$i_o = \frac{0.75}{\lambda^{1/2}\omega_p},$$
$$i_i = \frac{0.9}{\lambda^{1/2}\omega_p}. \qquad (5.18)$$

Для секторных нормализованных отводов, стыкуемых с трубами на сварке

$$i_0 = i_i = \frac{0.9}{\lambda^{2/3}\omega_p}. \qquad (5.19)$$

В приведенных формулах:

$$\lambda = \frac{4R\cdot s}{(D-s)^2}, \quad \omega_P = 1 + 3.25\left[\frac{P}{E}\left(\frac{D-s}{2s}\right)^{5/2}\left(\frac{2R}{D-s}\right)^{2/3}\right] \qquad (5.20)$$

Характеристики сечений W и A_p определяется по формулам 5.15.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

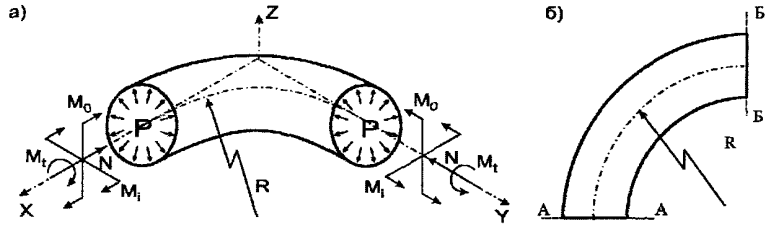


Рис. 5.1. Расчетная схема отвода: а – схема нагружения, б – расчетные сечения

5.5.8. Напряжения в тройниках определяются согласно п. п. 5.5.1-5.5.5 для сечений А-А, Б-Б и В-В (рис. 5.2,б). За расчетное эквивалентное напряжение принимается наибольшее из трех полученных значений.

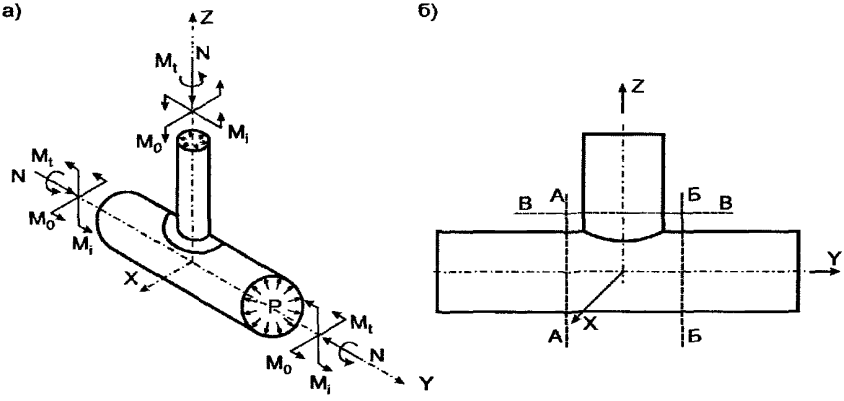


Рис. 5.2. Расчетная схема тройника (врезки): а – схема нагружения, б – расчетные сечения

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

Для сварных не усиленных тройников, конструкция которых соответствует рис. 3.3,а:

$$H = \frac{2s}{(D-s)}. \qquad (5.21)$$

Для сварных тройников, усиленных накладкой с толщиной s_n, конструкция которых соответствует рис. 3.3,а

- при $s_n \le 1.5s$

$$H = \frac{2(s+0.5s_n)^{5/2}}{s^{3/2}(D-t)}; \qquad (5.22)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»
© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»)

- при $s_n > 1.5s$

$$H = \frac{8s}{D-s}. \tag{5.23}$$

Для штампованных и штампосварных тройников, конструкция которых соответствует рис. 3.3,б

$$H = \frac{2s}{D-s}\left(1+\frac{2r}{D-s}\right). \tag{5.24}$$

При расчете ответвления (сечение В-В) в эти формулы вместо номинальной толщины стенки подставляется эффективная s_e, определяемая согласно пункта 5.5.10.

5.5.10. При наличии внутреннего давления в трубопроводе $(P \neq 0)$:

$$s_e = s \cdot s_R / s_{RD} + c, \tag{5.25}$$

где s и s_R соответственно номинальная и расчетная толщины стенок магистрали, а s_{RD} берется как наибольшее из двух значений s_R и s_{R6} определяемых по формулам пунктов 3.1.1 и 3.4.1 для сечения магистрали.

При отсутствии внутреннего давления $(P = 0)$

$$s_e = s \cdot \varphi_d / \varphi_{RD} + c, \tag{5.26}$$

Здесь φ_d вычисляется по формуле (3.13), а φ_{RD} принимается наибольшим из двух значений φ_d и φ_y

$$\varphi_{RD} = \max(\varphi_d, \varphi_y). \tag{5.27}$$

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

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

$$i_o = \frac{1.35}{H^{2/3}}; \tag{5.28}$$

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

$$i_o = \frac{0.9}{H^{2/3}}. \tag{5.29}$$

Коэффициенты интенсификации напряжений изгиба при действии изгибающего момента в плоскости тройника независимо от его конструкции и отношения d/D

$$i_i = 0.75 \cdot i_0 + 0.25 \tag{5.30}$$

Причем характеристики сечения D и s относятся к магистрали.

5.5.12. Характеристики сечения при расчете магистрали (сечения А-А и Б-Б) определяются по формулам 5.15, а при расчете ответвления (сечение В-В) по формулам

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

$$W = \frac{\pi}{4}(d - s_b)^2 \cdot s_{RD}, \quad A_p = \pi(d - s_b) \cdot s_{RD} \tag{5.31}$$

в которых s_{RD} принимается как наименьшее из двух значений s_e и $s_b \cdot i_i$

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

5.5.13. Врезки, конструкция которых соответствует рис. 3.3а, рассчитываются по формулам сварных тройников.

5.5.14. Для расчета тройников и врезок, конструкция которых не соответствует рис. 3.3 (косые врезки и т.д.), допускается использовать численные методы расчета, при условии обеспечения запасов прочности не ниже установленных данным стандартом.

5.6 Расчет на циклическую прочность

5.6.1. Циклическая прочность трубопровода на этапе 3 считается обеспеченной, если выполняется условие

$$\sigma_{ae} \le A_T[\sigma_a], \tag{5.32}$$

где коэффициент приведения к температуре 20°С $A_T = [\sigma]/[\sigma]_{20}$.

5.6.2. Допускаемая амплитуда напряжений, МПа:

- для трубопроводов из углеродистой и низколегированной (не аустенитной) стали

$$[\sigma_a] = 80\left(1 + 1200 N_c^{-0.533}\right)^{0.625} \tag{5.33}$$

- для трубопроводов из аустенитной стали

$$[\sigma_a] = 110\left(1 + 1000 N_c^{-0.533}\right)^{0.625} \tag{5.34}$$

5.6.3. Расчетное число полных циклов при $N_c \le 10^5$:

$$N_c = N_{co} + \sum_{i=1}^{n}\left\{ N_{ci}\left[\frac{\left(\frac{\sigma_{aei}}{A_{Ti}\,\sigma_{ao}}\right)^{1.6} - 1}{\left(\frac{\sigma_{ae}}{A_T\,\sigma_{ao}}\right)^{1.6} - 1}\right]^{1.875}\right\}, \tag{5.35}$$

где

N_{co} – число полных циклов с амплитудами эквивалентных напряжений σ_{ae}, n – число ступеней амплитуд эквивалентных напряжений σ_{aei} с числом циклов на каждой ступени равном N_{ci};

σ_{ae} – амплитуда эквивалентного напряжения на этапе расчета 3, согласно п. 5.5.5.

Значение параметра σ_{ao} принимается 80 МПа для углеродистых и легированных неаустенитных сталей и 110 МПа – для аустенитной стали.

Примечание: При числе циклов N_c меньше 1000, рекомендуется принимать его равным 1000.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

5.6.4. Если рабочие параметры транспортируемой среды не постоянны во времени, расчет циклической прочности трубопровода проводится при переменных значениях σ_{ae}. Для каждого i -го цикла с рабочими параметрами P_i, T_i определяются σ_{aei}. Затем расчет ведется по формуле 5.35, в которой под σ_{ae} понимаются значения амплитуды, соответствующие циклу с наибольшими рабочими параметрами.

5.6.5. При случайных колебаниях температуры и давления и отсутствии соответствующих статистических данных рекомендуется использовать так называемую температурную историю, в основе которой лежит вероятностная оценка условий эксплуатации в течение года. Каждый цикл характеризуется частотой повторения N_{ci} в определенном интервале времени τ_i и изменением температуры ΔT_i. Температурная история имеет следующий вид:

τ_1	ΔT_1	N_{c1}
τ_2	ΔT_2	N_{c2}
...	...	...
$\tau_к$	$\Delta T_к$	$N_{ск}$

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

$$\tau_1 > \tau_2 > \ldots > \tau_k,\ \Delta T_1 > \Delta T_2 > \ldots > \Delta T_k,$$

причем ΔT_1 и τ_1 характеризуют цикл с наибольшим изменением температуры. Допускается не учитывать изменения температуры в пределах ±2.5% наибольшего значения, принятого в расчете.

Подразумевается, что амплитуда i-го цикла пропорциональна отношению $\Delta T_i / \Delta T_1$ и рассчитывается по формулам

$$\sigma_{aei} = \frac{\Delta T_i}{\Delta T_1}\sigma_{ae};\ i = 2,3,\ldots k \qquad (5.36)$$

5.6.6. При оценке циклической прочности расчетный срок службы трубопровода рекомендуется принимать не менее 20 лет, если в задании на проектирование не оговорено иного срока.

5.7 Расчет на длительную циклическую прочность

5.7.1. Длительная циклическая прочность высокотемпературного трубопровода на этапе 4 считается обеспеченной, если одновременно выполняются условия (5.32) и $\sigma_e \le 0.6[\sigma]$, где σ_e – максимальное эквивалентное напряжение на 2 этапе расчета.

5.7.2. Длительная циклическая прочность высокотемпературного трубопровода при $\sigma_e > 0.6[\sigma]$ считается обеспеченной, если выполняется следующее условие суммирования повреждений от усталости и ползучести при установившемся температурном режиме:

$$\left[\frac{\left(\frac{\sigma_{ae}}{A_T\sigma_{ao}}\right)^{1.6} - 1}{\left(\frac{[\sigma_a]}{\sigma_{ao}}\right)^{1.6} - 1}\right]^{1.875} + \left[\frac{\sigma_e}{1.2[\sigma]}\right]^m \le D_c \qquad (5.37)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

В этой формуле

$$D_c = \begin{cases} 1-1.33\left[\dfrac{\sigma_e}{1.2[\sigma]}\right]^m & при \quad 0 \le \left[\dfrac{\sigma_e}{1.2[\sigma]}\right]^m \le 0.3 \\ 0.43+0.57\left[\dfrac{\sigma_e}{1.2[\sigma]}\right]^m & при \quad 0.3 \le \left[\dfrac{\sigma_e}{1.2[\sigma]}\right]^m \le 1.0 \end{cases}$$

σ_e – максимальное эквивалентное напряжение на 2 этапе расчета,

m – показатель степени в уравнении длительной прочности. При отсутствии справочных данных принимается равным $m=8$.

Примечание: Допускается проводить оценку длительной циклической прочности по формуле:

$$\left(\frac{\sigma_{ae}}{A_T[\sigma_a]}\right)^3 + \frac{\sigma_e}{1.2[\sigma]} \le 1 \qquad (5.38)$$

При $\sigma_e/(1.2[\sigma]) \le 0.5$ второе слагаемое в уравнении (5.38) не учитывается.

5.7.3. Расчет на длительную циклическую прочность проводится с использованием амплитуд эквивалентных напряжений σ_{ae}, полученных на этапе 3 без учета релаксации напряжений, и максимальных эквивалентных напряжений σ_e этапа 2, полученных с учетом коэффициента релаксации напряжений χ.

5.8 Расчет местной устойчивости стенок вакуумного трубопровода

5.8.1. Критерий местной устойчивости стенок труб и фасонных деталей под совместным действием наружного давления, осевого сжимающего усилия, изгибающих моментов и поперечных усилий принимается в соответствии с [1] и выглядит следующим образом:

$$\frac{P}{[P]} + \frac{N}{[N]} + \frac{\sqrt{M_0^2 + M_i^2}}{[M]} + \left(\frac{\sqrt{Q_0^2 + Q_i^2}}{[Q]}\right)^2 \le 1.0$$

5.8.2. Значения допускаемого наружного давления [P] для труб и фасонных деталей принимается в соответствии с п. 3.6. Значения допускаемого осевого сжимающего усилия $[N]$, момента $[M]$ и поперечного усилия $[Q]$ определяются в соответствии с [1]. При этом толщина стенки принимается равной номинальной толщине стенки труб и фасонных деталей s, и коэффициент прочности продольного сварного шва на давление принимается $\varphi_y = 1$.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

6 РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДА НА ВИБРАЦИЮ

6.1 Расчет собственных частот

6.1.1. Анализ собственных частот и форм колебаний трубопровода проводится для оценки его вибропрочности и возможных путей отстройки от детерминированных частот возмущения. Методы анализа не зависят от диапазонов давления и температуры.

При оценках вибропрочности трубопровода следует учитывать все собственные частоты в энергетически значимом диапазоне, но не более 100 Гц.

6.1.2. Расчет собственных частот осуществляется по стержневой модели с учетом массы рабочего вещества и изоляции. Арматура рассматривается как сосредоточенная масса. В расчетах учитывается повышенная гибкость отводов и тройниковых соединений согласно приложению 2 настоящего стандарта.

Разбивка участков и число узлов с сосредоточенными массами участков, должны быть достаточными для описания необходимого числа форм колебаний. Должны быть предусмотрены дополнительные узлы в местах приложения вибрационных нагрузок.

6.1.3. Значения собственных частот $f_1, f_2 \ldots f_j \ldots f_n$ определяются из решения линейной алгебраической задачи о собственных значениях:

$$\det\left|[K]-[\omega^2]\cdot[M]\right|=0, \qquad (6.1)$$

где

$\omega_j = 2\pi \cdot f_j$ - *j*-я круговая частота собственных колебаний (радиан/сек); f_i - *j*-я техническая частота собственных колебаний (Гц); $[K]$ – симметричная матрица жесткости; $[M]$ - матрица масс системы.

6.1.4. Для трубопровода, рассматриваемого как стержень с постоянным поперечным сечением на двух опорах, собственная частота f_j, соответствующая *j*-той форме собственных колебаний:

$$f_j=\frac{10^{-3}}{2\pi}\cdot\frac{K_j^2}{L^2}\sqrt{\frac{EI}{m}}, \qquad (6.2)$$

где K_j – *j*-тый корень частотного уравнения; L – длина трубопровода между опорами, *м*; $I=\frac{\pi}{64}\left(D^4-D_i^4\right)$ - момент инерции поперечного сечения трубы, мм^4; m – погонная масса трубопровода с учетом изоляции и рабочего вещества, *кг/м* .

Основные расчетные схемы для однопролетного трубопровода и соответствующие значения K_j приведены в табл. 6.1.

6.1.5. Растягивающее осевое усилие повышает, а сжимающее – понижает собственную частоту. Этот фактор может играть заметную роль для первой формы колебаний. Для трубы с двумя шарнирными опорами значение первой собственной частоты с учетом осевой силы N

$$f_1=10^{-3}\frac{\pi}{2L^2}\sqrt{\frac{EI}{m}\left(1+N/N_{cr}\right)}, \qquad (6.3)$$

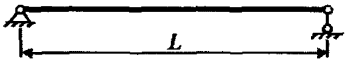
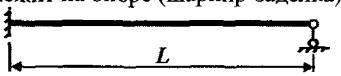
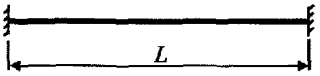
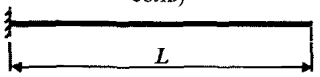
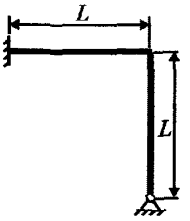
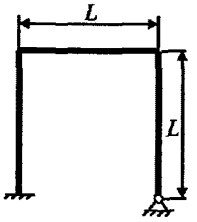
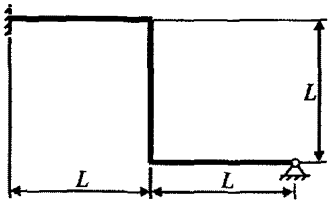
где $N_{cr}=10^{-6}\pi^2 EI/L^2$ – критическая нагрузка при сжатии стержня *(Н)*.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

Частотные коэффициенты K_j для вычисления собственных частот колебаний трубопровода с одним пролетом

Таблица 6.1

Расчетная схема трубопровода	Формулы расчета K_j, где j=1,2,3,…	Значение K_j для частоты	
		первой	второй
Свободно лежащая на опорах труба (шарнир-шарнир) 	πj	3.14	6.28
Один конец защемлен, а другой свободно лежит на опоре (шарнир-заделка) 	π(4j+1)/4	3.93	7.07
Оба конца защемлены (заделка-заделка) 	π(2j+1)/2	4.71	7.85
Один конец защемлен, второй свободен (консоль) 	-	1.88	4.7
Г-образный 	-	3.93 1.93	-
П – образный 	-	1.76 1.41	-
Z – образный 	-	1.67 1.50	-

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»
© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»)

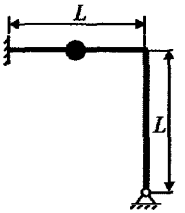
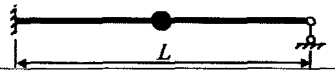
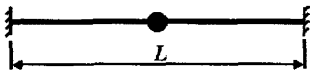
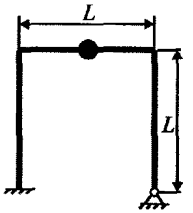
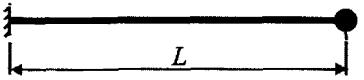
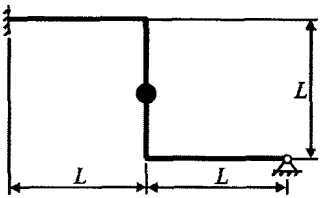
6.1.6. Для трубопровода по п. 6.1.4, но с дополнительной сосредоточенной массой, расположенной в середине длин участков, собственная частота равна

$$f_j = \frac{10^{-3}}{2\pi} \cdot \frac{K_j^2}{L^2} \sqrt{\frac{EI}{m\left(1+\frac{K_q Q}{mL}\right)}}, \qquad (6.4)$$

где Q – сосредоточенная масса (кг), K_q – поправочный коэффициент, значения которого приведены в табл. 6.2.

Поправочные коэффициенты K_q для учета сосредоточенной массы

Таблица 6.2

Расчетная схема трубопровода	Коэффициент K_q	Тип трубопровода (плечи равные)	Коэффициент K_q
Свободно лежащая на опорах труба (шарнир-шарнир) 	2.0	Г-образный 	0.28
Один конец защемлен, а другой свободно лежит на опоре (шарнир-заделка) 	2.3		
Оба конца защемлены (заделка-заделка) 	2.7	П-образный 	0.60 / 0.70
Консоль с массой на конце 	3.9	Z-образный 	0.66 / 0.68

6.1.7. Для трубопровода с большим числом пролетов равной длины собственная частота

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

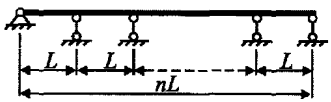
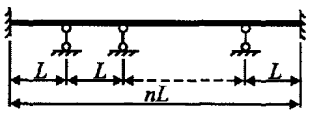
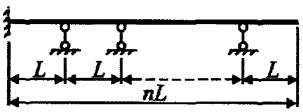
$$f_j = \frac{10^{-3}}{2\pi} \cdot \frac{K_{jn}^2}{L^2} \sqrt{\frac{EI}{m}}, \qquad (6.5)$$

где K_{jn} – j-тый корень характеристического уравнения из таблицы 6.3.

Низшую собственную частоту многопролетного трубопровода с пролетами различной длины можно оценивать по наибольшему пролету. Если этот пролет крайний, то дополнительно оценивается собственная частота внутреннего пролета максимальной длины и из двух полученных значений выбирается наименьшее.

Частотные коэффициенты K_{in} для трубопроводов с пролетами равной длины

Таблица 6.3

Расчетная схема трубопровода	Число пролетов	Номер гармоники				
		1	2	3	4	5
	1	3.14	6.28	9.42	12.57	15.70
	2	3.14	3.93	6.30	7.06	9.42
	3	3.14	3.55	4.30	4.30	6.70
	4	3.14	3.39	3.92	4.46	6.28
	5	3.14	3.30	3.70	4.15	4.55
	10	3.14	3.20	3.30	3.48	3.70
	1	4.73	7.85	10.99	14.14	17.28
	2	3.93	4.74	7.07	7.68	10.21
	3	3.55	4.30	4.74	6.69	7.45
	4	3.39	3.93	4.46	4.74	6.53
	5	3.30	3.71	4.15	4.55	4.74
	10	3.20	3.30	3.49	3.70	3.93
	1	3.93	7.97	10.21	11.35	16.49
	2	3.39	4.46	6.53	7.60	9.68
	3	3.27	3.93	4.59	6.41	7.07
	4	3.20	3.64	4.21	4.65	6.35
	5	3.20	3.49	3.93	4.37	4.68
	10	3.14	3.24	3.46	3.58	3.80

6.1.8. В таблицах 6.1 и 6.2 для Г, Z и П-образных поворотов в числителе приведены значения поправочных коэффициентов для расчета колебаний в плоскости поворота (рисунка), а в знаменателе – из этой плоскости.

6.1.9. Для сложных разветвленных систем трубопроводов для определения собственных частот могут быть использованы специальные компьютерные программы.

6.2 Расчет вынужденных колебаний трубопровода

6.2.1. Для количественных оценок сопротивления усталости при вибрации и амплитуд вибрационных перемещений в характерных сечениях проводят расчет вынужденных изгибных колебаний трубопровода. При этом используются данные о динамических нагрузках, по-

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

лученные в соответствии с разделом 2.2. При отсутствии достоверных данных о характеристиках нагрузок, возбуждающих вибрации, расчет вынужденных колебаний проводят с использованием результатов специальных испытанию.

6.2.2. Расчет проводится в линейной постановке для детерминированных кинематических и силовых воздействий, заданных в полигармоническом виде. Учитывается возможность сдвига фаз между нагрузками в различных сечениях трубопровода. Рассматриваются установившиеся колебания системы при рабочих параметрах. Опоры моделируются линейно-упругими связями. Значение коэффициента относительного демпфирования рекомендуется принимать равным 0.02 (соответствует логарифмическому декременту колебаний 0.126).

6.2.3. Расчет проводится спектральным методом с разложением по формам собственных колебаний трубопровода. Определяются амплитудно-частотные характеристики перемещений в расчетных сечениях, а также вибрационных нагрузок на опоры, подвески и оборудование.

6.2.4. Расчет напряжений при вынужденных колебаниях осуществляется по формулам этапа 3. При этом учитываются размахи колебаний внешних нагрузок и внутреннего давления для всех рассматриваемых возмущающих частот. Приведенные к нормальной температуре амплитуды эквивалентных напряжений в характерных сечениях трубопровода представляются в спектральной форме.

6.2.5. Для приближенной оценки вибрации в трубопровода с первой собственной частотой до 60 Гц можно воспользоваться методом «динамической жесткости». Согласно этому методу определяется отношение первой собственной частоты f_1 и частот возбуждающих нагрузок f_{ip}. Значения амплитуд возмущающих нагрузок с i –той частотой умножаются на соответствующий динамический коэффициент k_{id}, который вычисляется по формуле:

$$k_{id} = \frac{1}{\sqrt{\left[1-\left(\frac{f_{ip}}{f_1}\right)^2\right]^2 + \frac{1}{\lambda^2}\left(\frac{f_{ip}}{f_1}\right)^2}}, \qquad (6.6)$$

где коэффициент усиления колебаний λ для приближенных расчетов принимается равным 3.

Далее проводится расчет трубопровода на прочность по формулам 6.3.2-6.3.6.

6.3 Критерии вибропрочности

6.3.1. Основным критерием обеспечения вибропрочности трубопровода является условие отстройки собственных частот f_j от дискретных частот возбуждающих нагрузок f_{ip}, определяемых согласно п. 2.2.

Условие отстройки собственных частот для первых трех форм колебаний трубопровода в каждой плоскости записывается в виде:

$$f_{ip}/f_j \le 0.75 \quad \text{и} \quad f_{ip}/f_j \ge 1.3 \quad (j=1,2,3) \qquad (6.7)$$

Для более высоких форм колебаний при наличии высокочастотных возбудителей вибрации условие отстройки имеет следующий вид [20]:

$$f_{ip}/f_j \le 0.9 \quad \text{и} \quad f_{ip}/f_j \ge 1.1 \quad (j=4,5,...) \qquad (6.8)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

В случае невозможности выполнения данных требований необходимо показать, что уровни вибраций элементов конструкции находятся в допустимых пределах.

6.3.2. Амплитуды вибронапряжений на различных частотах определяются в результате расчета вынужденных колебаний трубопровода (п. 6.2.4). При оценке вибропрочности для каждого характерного сечения находят максимальную амплитуду эквивалентных вибронапряжений (σ_{aev}), которая получается в результате наложения различных форм колебаний.

6.3.3. Оценка вибропрочности проводится из условия, что при начальном и конечном размерах трещины (трещиноподобного дефекта) под действием вибронапряжений не достигается величина порога усталости. Такое допущение справедливо, когда число вибрационных циклов превышает 10^7 за время эксплуатации трубопровода. Достижение порогового значения коэффициента интенсивности напряжений при вибрациях означает разрушение трубопровода за существенно меньший период времени, чем расчетный (10-30 лет).

Для исходной полукруговой микротрещины при коэффициенте раскрытия, равном 1.0 допускаемая амплитуда вибронапряжений находится из условия:

$$[\sigma_{aev}] = K_{aeth} / \sqrt{0.0005\pi \cdot a_0}, \qquad (6.9)$$

где

K_{aeth} – эффективное значение амплитуды порогового коэффициента интенсивности напряжений при усталости, $K_{aeth} = 1 \div 2 МПа \cdot м^{0.5}$,

a_0 – радиус полукруговой трещины, $a_0 = 0.1 \div 0.5 мм$.

Наряду с допускаемым в расчетах учитывается безопасный уровень вибронапряжений, для которых при реальных размерах поверхностной усталостной трещины порог усталости не достижим. Для оценки этих напряжений можно воспользоваться условием:

$$\{\sigma_{aev}\} = K_{aeth} / \sqrt{0.0005\pi \cdot a_f}, \qquad (6.10)$$

где a_f - максимально допустимый радиус полукруговой трещины, соответствующий половине номинальной толщины стенки элемента.

Для оценочных расчетов можно принимать $[\sigma_{aev}] = 70$ *МПа* и $\{\sigma_{aev}\} = 30$ *МПа*.

Примечание. Допущение о полукруговом фронте трещины идет в запас прочности, если ее радиус равен полудлине, определенной на поверхности элемента.

6.3.4. Расчетное число полных циклов должно быть меньше допускаемого:

$$N_c \le [N] \qquad (6.11)$$

где $[N]$ в зависимости от амплитуды вибронапряжений и марки материала определяется по формулам (6.12) – (6.14).

При $\sigma_{aev} \le \{\sigma_{aev}\}$

- для углеродистой и легированной стали

$$[N]_1 = \frac{5.9 \cdot 10^5}{\left[\left(\frac{\sigma_{ae} + \sigma_{aev}}{80 A_T}\right)^{1.6} - 1\right]^{1.875}} \qquad (6.12)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

– для аустенитной стали

$$[N]_1 = \frac{4.2 \cdot 10^5}{\left[\left(\frac{\sigma_{ae} + \sigma_{aev}}{110 A_T}\right)^{1.6} - 1\right]^{1.875}}. \qquad (6.13)$$

При $\{\sigma_{aev}\} < \sigma_{aev} < [\sigma_{aev}]$ для всех сталей

$$[N]_2 = [N]_1 \left(1 - \frac{\frac{\sigma_{aev}}{A_T} - \{\sigma_{aev}\}}{[\sigma_{aev}] - \{\sigma_{aev}\}}\right). \qquad (6.14)$$

При $\sigma_{aev} \geq [\sigma_{aev}]$ для стальных трубопроводов эксплуатация недопустима.

6.3.5. Для высокотемпературных трубопроводов в условиях вибрации при $\sigma_e \leq 0.6[\sigma]$ должно выполняться условие (6.11), а при $\sigma_e > 0.6[\sigma]$:

$$\frac{N_C}{[N]_k} + \frac{\sigma_e}{1.2[\sigma]} \leq 1$$

где $[N]_k$ *(k = 1, 2)* определяется согласно п. 6.3.4.

6.3.6. Для типовых трубопроводов в качестве критерия вибропрочности могут быть использованы допустимые амплитуды перемещений в характерных сечениях трубопровода.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

ПРИЛОЖЕНИЕ 1. РАСЧЕТ ДЛИНЫ ПРОЛЕТА ТРУБОПРОВОДА

Предварительную расстановку опор рекомендуется осуществлять в соответствии с данным Приложением. При этом следует различать средние и крайние пролеты: крайним считается пролет, примыкающий к неподвижной опоре или компенсатору (П-образному, сильфонному, сальниковому и т.п.). Длина крайних пролетов обычно не превышает 80% от длины средних.

Расстояния между промежуточными опорами определяются из расчета трубопровода как неразрезной многопролетной балки, нагруженной равномерно-распределенной нагрузкой. Для любого среднего пролета должны одновременно выполняться два условия: прочности и допустимого провисания.

Условие прочности: напряжения изгиба от веса трубопровода не должны превышать допускаемых напряжений, как в рабочем состоянии, так и при испытаниях

$$l_{cp} = \sqrt{\frac{12W[\sigma]\varphi_w}{q}}. \qquad (1)$$

В этой формуле

$[\sigma]$ - допускаемое напряжение от веса трубопровода,

q - расчетная погонная нагрузка от собственного веса трубопровода в рабочем состоянии или в состоянии испытаний (определяется в соответствии с разделом 2.1 настоящего стандарта),

φ_w - коэффициент снижения прочности поперечного сварного соединения на изгиб,

W – момент сопротивления сечения трубы,

$$W = \frac{\pi}{4}(D-s)^2 s \cdot \qquad (2)$$

В рабочем состоянии допускаемое напряжение составляет

$$\sigma = 1.1[\sigma] - \frac{P_{раб}(D-2s)^2}{4(D-s)s\varphi}, \qquad (3)$$

а при испытаниях

$$\sigma = 1.5[\sigma] - \frac{P_{исп}(D-2s)^2}{4(D-s)s\varphi}. \qquad (4)$$

Таким образом, при расчете по формуле (1) получаются два значения l_{cp} для рабочего состояния и для состояния испытаний.

Для определения допустимого пролета l_{cp} из условия ограничения провисания $\Delta_{max} \le 0.02D_N$, которое может привести к созданию "мешков" при остывании трубопровода (рис. 1) служит система уравнений:

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

$$\begin{cases} \frac{q}{24EI}\left(l_{cp}{}^2x^2-2l_{cp}x^3+x^4\right)-ix=0.02D_N \\ \frac{q}{24EI}\left(2l_{cp}{}^2x-6l_{cp}x^2+4x^3\right)-i=0 \end{cases}, \quad (5)$$

Здесь

$0.02D_N$ - допустимое значение максимального провисания в пролете,

l_{cp} - длина пролета,

x – расстояние от левого конца пролета до места с максимальным прогибом,

$i = h/l_{cp}$ - уклон трубопровода, принимаемый согласно пункту 5.1.4 [14],

D_N - условный диаметр.

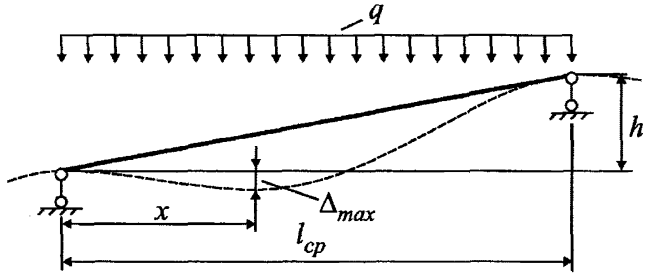


Рис. п.1.1. Схема прогибов трубопровода под равномерно-распределенной нагрузкой

Из двух значений l_{cp}, полученных по условиям прочности (в рабочем состоянии и при испытаниях), и допустимого провисания, выбирается наименьшее значение.

ПРИЛОЖЕНИЕ 2. УЧЕТ ПОВЫШЕННОЙ ГИБКОСТИ ОТВОДОВ, ТРОЙНИКОВ И ВРЕЗОК

1. Отводы

1.1. При поверочном расчете трубопровода на прочность обычно учитывается повышенная гибкость (пониженная жесткость) отводов в результате овализации их сечений при изгибе.

1.2. Коэффициент гибкости отвода соединенного с прямыми трубами на концах при $\lambda > 2.2$ равен 1.0, а при $\lambda \le 2.2$ вычисляется по формуле:

$$K_p^* = K_p \xi, \quad (1)$$

где

K_p - коэффициент гибкости без учета условий закрепления на концах;

ξ - коэффициент, учитывающий жесткость прямых труб на концах отвода.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

1.3. Коэффициент гибкости K_p

$$K_p = \frac{1.65}{\lambda\left(1+1.5\omega/\lambda^2\right)^{0.5}}, \qquad (2)$$

где

$$\omega = 3.64\frac{PR^2}{E_t(D-s)s},$$

а λ определяется согласно пункту 5.5.7.

1.4. Величина ξ при $\lambda \le 1.65$

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

где $\Psi = \theta\sqrt{2R/(D-s)}$, θ - центральный угол отвода (рад), R - радиус гиба. При $\lambda > 1.65$ величина ξ полагается равной 1.0.

2. Тройники и врезки

2.1. При поверочных расчетах трубопроводных систем рекомендуется учитывать пониженную жесткость Т -образных соединений в местах примыкания ответвлений к магистрали. Нижеприведенные формулы справедливы для ортогональных тройников и врезок с отношением $d/D \le 0.8$. Для ортогональных равнопроходных или почти равнопроходных тройников и врезок с отношением $d/D > 0.8$ пониженная жесткость ответвления, как правило, не учитывается.

2.2. Углы поворота ответвления (рис. п.2.1) от приложенных к нему изгибающих моментов в плоскости тройника (врезки) M_{ib} и в перпендикулярной ей плоскости M_{ob} а также от крутящего момента M_{zb} вычисляются по формулам:

$$\left.\begin{aligned}
\theta_{ib} &= 0.2\sqrt{F}\frac{D}{s}\frac{M_{ib}d}{EI_b}\\
\theta_{ob} &= 0.1\sqrt{F}\sqrt{\left(\frac{D}{s}\right)^3}\frac{M_{ob}d}{EI_b}\\
\theta_{zb} &= 0.06F^4\sqrt{\left(\frac{D}{s}\right)^3}\frac{M_{zb}d}{GI_{pb}}
\end{aligned}\right\}, \qquad (4)$$

Углы характеризуют жесткость ответвления в точке, где осевая линия ответвления пересекается с наружной поверхностью магистрали.

В формулах (4):

I_b, I_{pb} - моменты инерции сечения штуцера при изгибе и кручении,

$F = d\cdot s_b/(D\cdot s)$,

s_b – номинальная толщина стенки ответвления.

Угловые податливости(величины, обратные жесткостям) соединения ответвления с магистралью рассчитываются по формулам

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

$$\left.\begin{aligned} \lambda_{ib} &= 0.2\sqrt{F}\,\frac{D}{s}\,\frac{d}{EI_b} \\ \lambda_{ob} &= 0.1\sqrt{F}\,\sqrt{\left(\frac{D}{s}\right)^3}\,\frac{d}{EI_b} \\ \lambda_{zb} &= 0.06F^4\sqrt{\left(\frac{D}{s}\right)^3}\,\frac{d}{GI_{pb}} \end{aligned}\right\} \qquad (5)$$

Примечания:

1. При наличии усиливающей накладки в формулы (4) и (5) вместо s подставляется $s + s_n$, где s_n – толщина накладки.
2. В штампованных и штампосварных тройниках d и s_b принимаются равными соответственно диаметру и толщине стенки ответвления (не горловины).

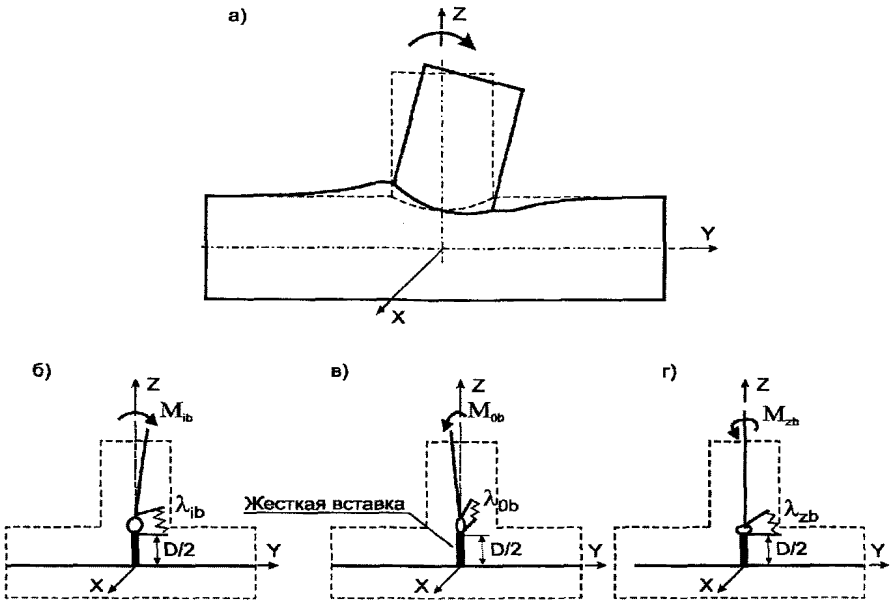


Рис. п.2.1. Расчетная схема тройника (врезки) под нагрузкой со стороны ответвления
а – общий вид, б – изгиб в плоскости (вокруг оси X),
в – изгиб из плоскости (вокруг оси Y), г – кручение (вокруг оси Z)

2.3. При присоединении трубопровода к аппарату допускается определять углы поворота штуцера аппарата по формулам (4) и (5).

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

ПРИЛОЖЕНИЕ 3. ВЫБОР ФЛАНЦЕВЫХ СОЕДИНЕНИЙ

1. Типы фланцевых соединений и область их применения

Используемые в трубопроводных системах фланцевые соединения различаются

- по конструктивному исполнению (приварные в стык, плоские, резьбовые и т.д.),
- типу уплотнительной поверхности (с соединительным выступом, выступ - впадина, шип - паз, под овальные, восьмигранные, линзовые прокладки),
- типу и материалу прокладки.

Области применения различных типов фланцевых соединений и их материальное исполнение регламентируются нормативными документами и стандартами [14, 24, 16].

2. Расчетные условия и выбор стандартных фланцев

Как правило, при проектировании трубопроводов используются стандартные фланцевые соединения (принимаются по [3-10]). Выбор стандартного фланцевого соединения производится в зависимости от рабочих (расчетных) параметров, условного диаметра D_y и условного давления P_y.

При выборе стандартных фланцев по [3-10] назначенный срок службы трубопровода должен учитывать расчетную прибавку на коррозию, заложенную в конструкцию стандартного фланца.

Кроме того, ГОСТ [2] рекомендует, чтобы фланцы и болты (шпильки), выполнены из материалов одного класса, имеющих близкие коэффициенты линейного расширения. Допускается применение фланцев и шпилек (болтов) из сталей различных классов при условии подтверждения расчетом их работоспособности при температуре выше 100^0С.

На фланцевое соединение трубопроводов, кроме внутреннего или наружного давления, могут действовать также осевая и перерезывающие силы, изгибающие и крутящий моменты, величины которых определяются из расчета напряженно-деформированного состояния трубопровода в целом. При выборе нормализованного фланцевого соединения указанные силовые факторы учитываются расчетом при определении условного давления, по которому выбираются нормализованные фланцы

$$P_N \geq P + \frac{4}{3.14\,G^2} \max\left\{\left(N + \frac{4\sqrt{M_x^2 + M_y^2}}{G}\right); 0\right\}, \qquad (1)$$

где M_x, M_y - изгибающие моменты, действующие в двух взаимно перпендикулярных плоскостях, проходящих через ось трубы, *Н·мм*; N - осевая сила, действующая на фланцевое соединение, *Н*; (при растяжении принимается со знаком «плюс»; при сжатии – «минус»); 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*

$$G = D_н - 3.87\sqrt{b}\ , мм. \qquad (2)$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

ПРИЛОЖЕНИЕ 4. ВЫБОР СИЛЬФОННЫХ И ЛИНЗОВЫХ КОМПЕНСАТОРОВ

1. Условные обозначения

Термин и единицы измерения	Условное обозначение
Число гофров	n
Ширина гофра, мм	q
Расчетная прибавка к толщине стенки, мм	c
Длина гофрированной части одного сильфона в сдвиговом компенсаторе с вставкой, мм	C
Безразмерные коэффициенты	C_d, C_β, C_p
Осевая жесткость компенсатора, Н/мм	C_λ
Угловая жесткость компенсатора, радиан/мм	C_θ
Сдвиговая жесткость компенсатора на действие силы Vy, Н/мм	$C_{\delta V}$
Угловая жесткость компенсатора на действие момента, Н·мм/мм	$C_{\delta M}$
Внутренний диаметр компенсатора, мм	$D_в$
Наружный диаметр компенсатора, мм	$D_н$
Средний диаметр компенсатора, мм	D_P
Высота гофра, мм	H
Безразмерный коэффициент	K
Коэффициент приведения напряжений	K_e
Длина компенсатора (расстояние между крайними точками гофр компенсатора), мм	L
Длина цилиндрической краевой зоны гибкого элемента, мм	l
Изгибающий момент, действующий на трубопровод при повороте и сдвиге компенсатора на величину, *Н мм*	M_x
Распорное усилие, *Н*	R
Номинальная толщина стенки компенсатора, *мм*	s
Перерезывающая сила, действующая на трубопровод при сдвиге компенсатора на величину δ_p, *Н мм*	Q_z
Угол поворота компенсатора, *рад*	θ
Компенсирующая способность осевого (сдвигового) компенсатора, *мм*	Δ_k
Боковое перемещение (деформация сдвига) компенсатора, *мм*	δ_p
Расчетное осевое перемещение, *мм*	λ_p
Приведенное расчетное осевое перемещение, *мм*	$\lambda_{пр}$
Эквивалентное перемещение от угла поворота, *мм*	λ_θ
Эквивалентное перемещение от сдвига, *мм*	λ_Δ
Расчетное радиальное или осевое перемещение, *мм*	λ_P
Расчетная амплитуда условных упругих напряжений, *МПа*	σ_{ae}
Максимальное эквивалентное напряжение, *МПа*	σ_e
Окружные мембранные напряжения от давления, *МПа*	$\sigma_{стр}$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

Термин и единицы измерения	Условное обозначение
Осевые изгибные напряжения от перемещения, *МПа*	σ_{mbd}
Осевые изгибные напряжения от давления, *МПа*	σ_{mbp}
Осевые мембранные напряжения от перемещения, *МПа*	σ_{mmd}
Осевые мембранные напряжения от давления, *МПа*	σ_{mmp}

2. Типы компенсаторов и рекомендуемые области применения

Компенсаторы состоят из одного или нескольких гибких элементов (рис. п.4.1), набора деталей, предназначенных для крепления гибких элементов, восприятия тех или иных нагрузок, присоединения к трубопроводу и т.д.

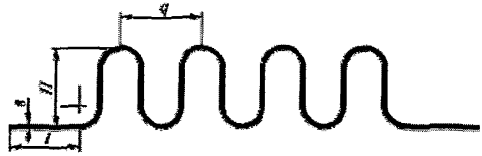


Рис. п.4.1. Гибкий элемент компенсатора

В зависимости от характера перемещений, которые необходимо компенсировать, применяются следующие типы компенсаторов, схемы которых приведены на рис. п.4.2 и п.4.3:

- осевые компенсаторы;
- поворотные (угловые) компенсаторы;
- сдвиговые компенсаторы.

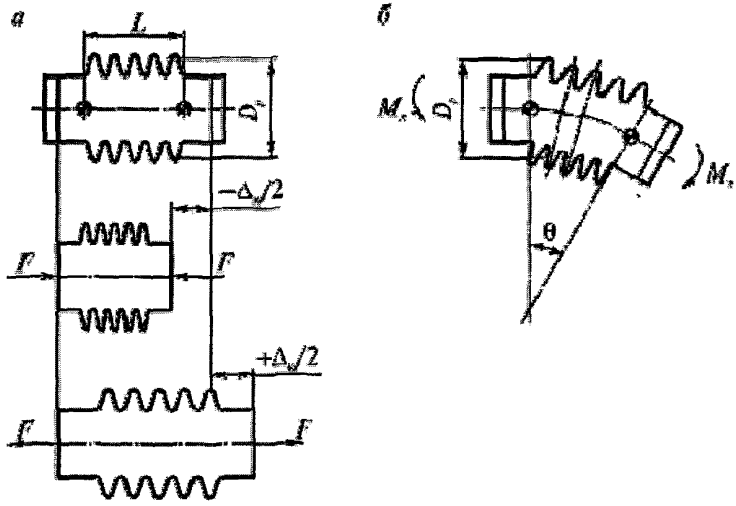


Рис. п.4.2. Схемы работы компенсаторов: а- осевого, б - углового

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»
© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»)

Могут использоваться также компенсаторы, выполняющие одновременно несколько функций: сдвигово -осевые, поворотно -осевые, сдвигово -поворотные, универсальные.

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 омегообразными гофрами и некоторые другие.

Выбор того или иного гибкого элемента определяется конструктивными соображениями и величиной расчетного давления. Так, линзовые компенсаторы обычно используются при давлениях до 1.0 МПа, сильфонные - до 2.5 МПа, компенсаторы с омегообразоными гофрами - до 4.0 МПа. Кроме того, при больших давлениях (> 6.0 МПа) возможно использование компенсаторов с подкрепляющими кольцами и многослойных компенсаторов.

3. Учет влияния компенсаторов при расчете трубопровода

При расчете трубопровода в целом компенсатор рассматривается, как элемент, характеризуемый, в зависимости от конструкции компенсатора, осевой, изгибной и/или сдвиговой жесткостью, определяемых по нормативным документам на компенсаторы, либо по формулам п. 5 настоящего приложения.

Податливостью осевого компенсатора на сдвиг при расчете трубопровода в целом, как правило, можно пренебречь, даже если его конструкция допускает радиальные перемещения. Учитывать эту величину рекомендуется лишь в технически обоснованных случаях.

При расчете трубопровода учитывают, что давление, действующее на стенки гибких элементов осевого компенсатора, порождает распорное усилие, определяемое по формуле

$$R = P \cdot F_{эф}, \qquad (1)$$

где $F_{эф}$ - эффективная площадь, которая принимается в соответствии с нормативными документами на осевые компенсаторы.

В случаях поворотных и сдвиговых компенсаторов распорное усилие воспринимается стяжками компенсаторов. 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.

4. Расчетные условия и выбор компенсаторов

При использовании нормализованных компенсаторов, их выбор производится в зависимости от условного давления и компенсирующей способности при заданном числе циклов. При этом, компенсирующая способность осевого компенсатора должна быть не менее расчетного перемещения (осевого хода), поворотного - не менее расчетного угла поворота (углового хода), сдвигового - расчетного перемещения, перпендикулярного оси компенсатора (сдвига). Расчетные перемещения и углы поворота компенсаторов определяются на основании расчета трубопровода в целом.

При использовании ненормализованных компенсаторов, величины допускаемого давления и циклической долговечности компенсатора определяются на основании специального расчета (см. п. 6 настоящего приложения).

В случае, если осевой компенсатор (рис. п.4.2,а) испытывает не только осевые перемещения, но также угловые перемещения и/или перемещения сдвига, то приведенное расчетное осевое перемещение можно определять по формуле

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

$$\lambda_{пр}=|\lambda_P|+\lambda_\theta+\lambda_\Delta, мм, \quad (2)$$

где

λ_θ - эквивалентное перемещение от угла поворота

$$\lambda_\theta=\frac{\theta D_P}{2}, мм, \quad (3)$$

λ_Δ - эквивалентное перемещение от сдвига

$$\lambda_\Delta=\frac{3D_P\delta_P}{L}, мм, \quad (4)$$

D_P - средний диаметр компенсатора

$$D_P=\frac{D_н+D_в}{2}, мм. \quad (5)$$

В случае использования осевого компенсатора в качестве элемента сдвиговых или поворотных компенсаторов, приведенные расчетные осевые перемещения для них могут быть определены по формулам:

- для поворотных компенсаторов (рис. п.4.2,б)

$$\lambda_{пр}=\frac{\theta D_P}{2}, мм \quad (6)$$

- для сдвиговых компенсаторов (рис. п.4.3)

$$\lambda_{пр}=\frac{K\cdot\theta\cdot D_P\cdot\delta_P}{2(L-C)}, мм \quad (7)$$

где

$$K=\frac{3L^2-3CL}{3L^2-6CL+4C^2}. \quad (8)$$

5. Жесткость компенсатора

При известной осевой жесткости C_λ, угловая жесткость компенсатора при повороте на угол θ (рис. п.4.2,б) определяется по формуле

$$C_\theta=\frac{D_P^2}{8}C_\lambda, Н\cdot мм, \quad (9)$$

а изгибающий момент, действующий на трубопровод, соответственно, по формуле

$$M_x=\theta\cdot C_\lambda, \quad Н\cdot мм. \quad (10)$$

При сдвиге компенсатора на величину δ_P возникает перерезывающая сила Q_z и изгибающий момент M_x (рис. п.4.3). Жесткость на действие силы Q_z

$$C_{\Delta z}=\frac{3D_P^2}{2L^2}C_\lambda, \quad Н/мм. \quad (11)$$

Жесткость на действие момента M_x

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

$$C_{\theta m} = \frac{3D_P^2}{4L} C_\lambda \quad , \quad Н{\cdot}мм/мм. \tag{12}$$

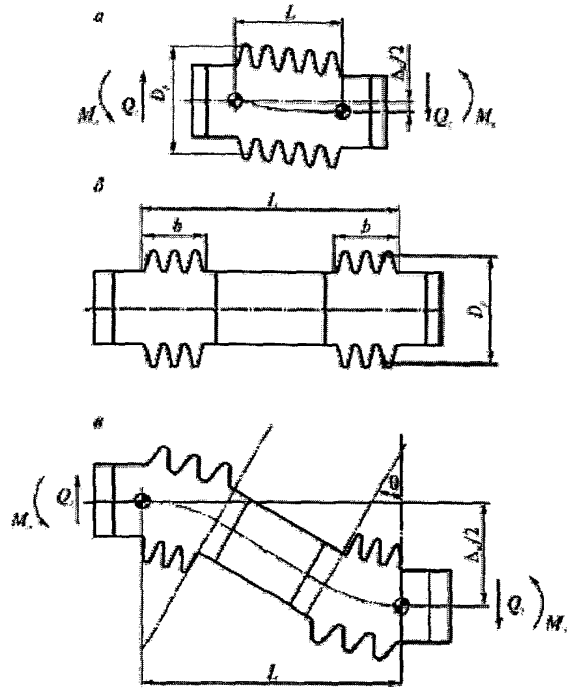


Рис. п.4.3 Схемы сдвиговых компенсаторов: а- без промежуточной вставки, б – с промежуточной вставкой-трубой

Перерезывающая сила и изгибающий момент, действующие на трубопровод при сдвиге компенсатора, соответственно равны:

$$Q_z = C_{\Delta z} \cdot \delta_p, \quad Н, \tag{13}$$

$$M_x = C_{\theta m} \cdot \delta_p \quad , \quad Н{\cdot}мм. \tag{14}$$

Примечание. При расчете трубопроводов работу сдвиговых компенсаторов на изгиб допускается не учитывать.

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

$$C_\lambda = \frac{1.7 D_P E}{n C_f} \left[\frac{s}{H}\right]^3 \quad , \quad Н/мм, \tag{15}$$

где

H - высота гофра

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

$$H = \frac{D_н - D_в}{2}, \quad мм. \tag{16}$$

C_f - безразмерный коэффициент, определяемый по графику рис. п.4.4 в зависимости от безразмерных параметров

$$\alpha = \frac{q}{2H} \quad \text{и} \quad \beta = \frac{q}{2.2\sqrt{D_P \cdot s}} \tag{17}$$

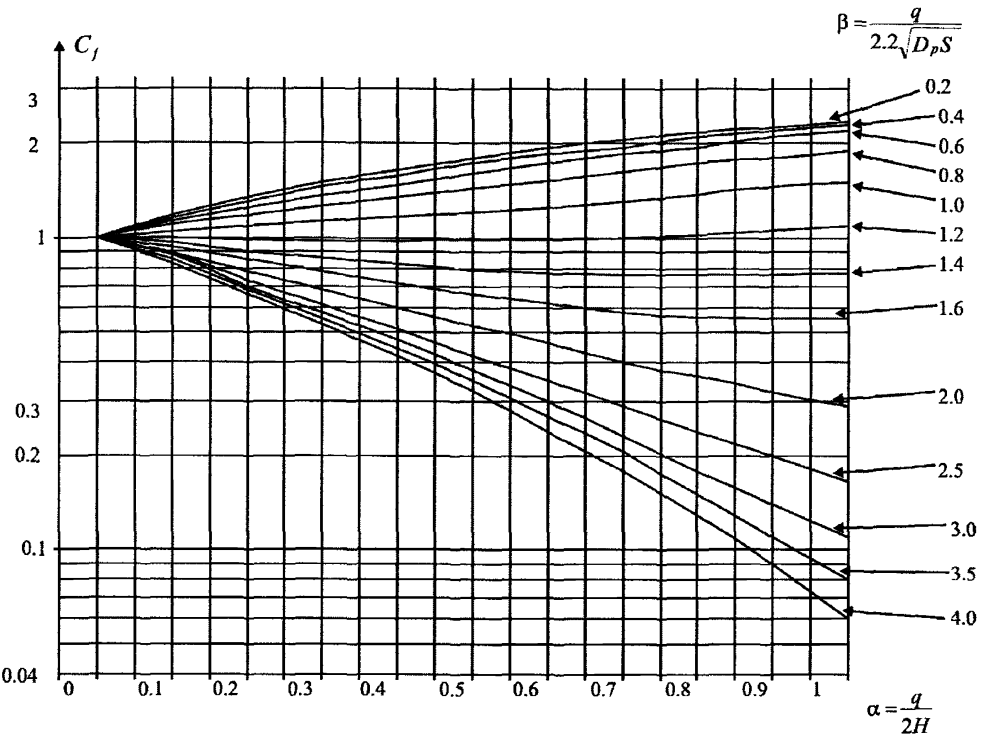


Рис. п.4.4. Графики для определения коэффициента C_f

6. Расчет гибких элементов ненормализованных сильфонных и линзовых компенсаторов на статическую и малоцикловую прочность

Гибкие элементы компенсаторов должны отвечать требованиям статической прочности при воздействии давления и обеспечивать необходимую компенсирующую способность при заданном числе циклов нагружения. Кроме того, сильфонные компенсаторы, в элементах которых действуют сжимающие напряжения, должны обеспечивать сохранение общей и местной устойчивости конструкции.

Напряжения от действия внутреннего давления в гибких элементах сильфонных и линзовых компенсаторов определяются по формулам:

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»
© Научно–техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»)

- окружные мембранные напряжения

$$\sigma_{cmp} = \frac{P(D_в + H)}{(s-c)(1.14 + 4H/q)} \quad , МПа, \tag{18}$$

- осевые мембранные напряжения

$$\sigma_{mmp} = \frac{PH}{2(s-c)} \quad , МПа, \tag{19}$$

- осевые изгибные напряжения

$$\sigma_{mbp} = \frac{PH^2 C_p}{2(s-c)^2} \quad , МПа, \tag{20}$$

где C_p - безразмерный коэффициент, определяемый по графику рис. п.4.6 в зависимости от безразмерных параметров α и β.

Допускается проводить более точное определение осевых изгибных напряжений от действия давления численными методами.

Условия статической прочности гибких элементов сильфонных и линзовых компенсаторов:

$$\sigma_{cmp} \le [\sigma], МПа, \tag{21}$$

$$\sigma_{mmp} \le [\sigma], МПа, \tag{22}$$

$$\sigma_{mmp} + \sigma_{mbp} \le 2.5[\sigma], МПа. \tag{23}$$

В случае, если длина цилиндрической краевой зоны гибкого элемента $l > 1.5\sqrt{(s-c)D_в}$, она дополнительно проверяется на прочность, как труба, работающая под действием внутреннего давления.

При $l < 1.5\sqrt{(s-c)D_в}$ напряжение в цилиндрической краевой зоне гибкого элемента должно отвечать условию

$$\frac{PD_в}{2(s-c)}\left[\frac{l}{1.5\sqrt{(s-c)D_в}}\right] \le [\sigma], МПа. \tag{24}$$

Напряжения от действия расчетного осевого перемещения в сильфонных и линзовых компенсаторах определяются численными методами. Допускается определять их по формулам:

- осевые мембранные напряжения

$$\sigma_{mmd} = \frac{E\lambda_{пр}}{2nC_f s}\left[\frac{s}{H}\right]^3 \quad , МПа, \tag{25}$$

- осевые изгибные напряжения

$$\sigma_{mbd} = \frac{5Es\lambda_{пр}}{3H^2 C_d} \quad , МПа, \tag{26}$$

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

где C_f, C_d - безразмерные коэффициенты, определяемые по графикам рис. п.4.4 и п.4.5 в зависимости от безразмерных параметров α и β.

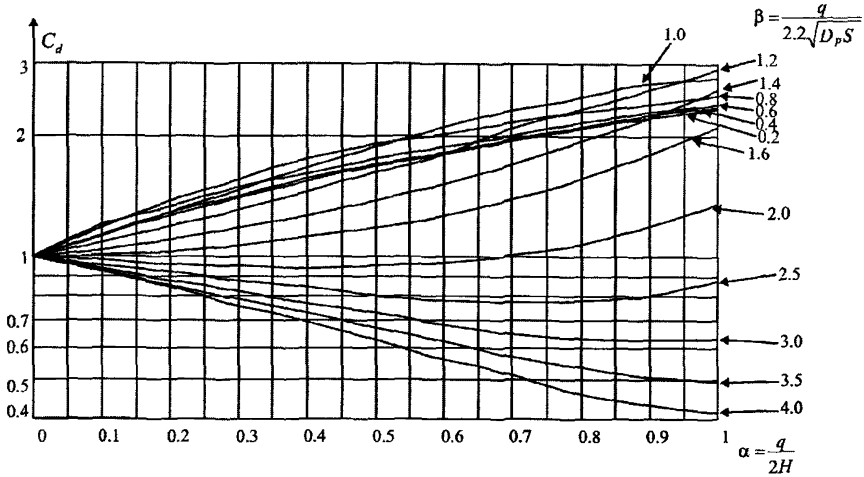


Рис. п.4.5. Графики для определения коэффициента C_d

Максимальное эквивалентное напряжение

$$\sigma_e = \left(\sigma_{mmp} + \sigma_{mbp} + \sigma_{mmd} + \sigma_{mbd}\right) \quad , МПа \tag{27}$$

Расчетная амплитуда условных упругих напряжений:

$$\sigma_{ae} = 0.5 A_T K_e \sigma_e \quad , МПа \tag{28}$$

Коэффициент приведения напряжений K_e для сильфонных компенсаторов, полученных методом гидроформовки и линзовых компенсаторов, сваренных из двух полулинз, рекомендуется принимать по нижеприведенной таблице

Материал гибкого элемента	Коэффициент приведения K_e	
	сильфонный компенсатор	линзовый компенсатор
Углеродистая и легированная неаустенитная сталь	1.2	2.2
Аустенитная сталь	1.05	2.0

Коэффициент A_T принимается согласно пункту 5.6.1 настоящего стандарта.

В случае, если расчетная амплитуда условных упругих напряжений, определенная по формуле (28), не превышает величины $3[\sigma]$ дальнейшая проверка на циклическую прочность проводится по п.п. 5.6.1-5.6.6 стандарта с использованием полученных выше величин σ_e и σ_{ae}. В противном случае, определение напряженно-деформированного состояния гибких элементов компенсаторов выполняется численными методами с учетом геометрической и физической нелинейности.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

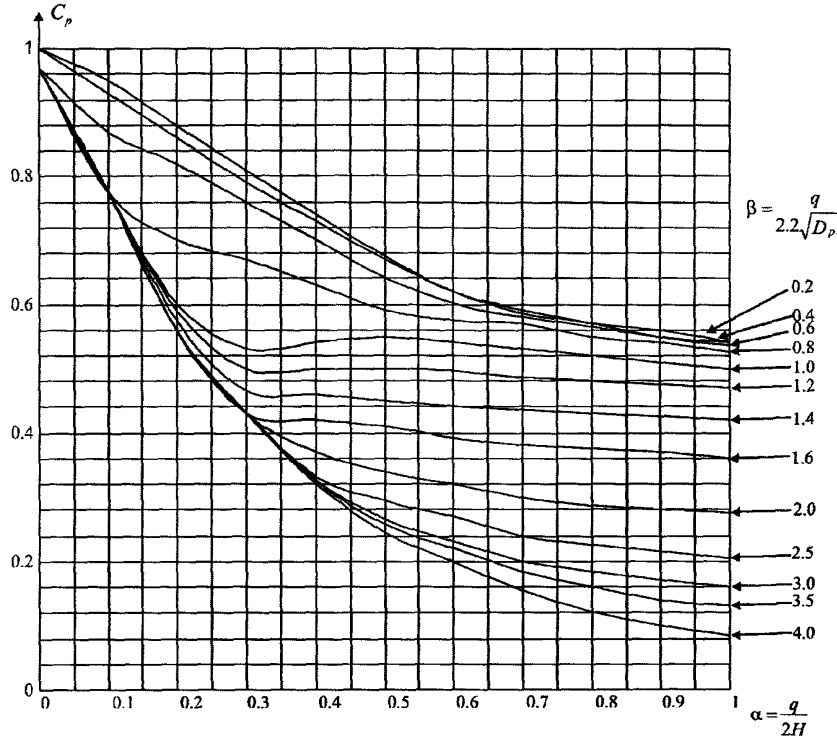


Рис. п.4.6. Графики для определения коэффициента C_p

ПРИЛОЖЕНИЕ 5. РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ МЕТОДЫ И СРЕДСТВА ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДА ОТ ВИБРАЦИИ

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

Снижение вибрации производится путем уменьшения или снятия возмущающих воздействий. При этом необходимо в первую очередь устранить резонансные колебания пульсирующего потока и отстроить от возможного совпадения резонансов потока и механической системы.

Известны следующие способы отстройки системы от резонансных колебаний газа.

1.1. Изменение длин и диаметров участков трубопроводной системы, если это допускается компоновкой системы.

1.2. Установка диафрагм, которые рассеивают энергию колебаний газа и изменяют амплитудно-частотный спектр газа в трубопроводной системе. Ориентировочно диаметр расточки диафрагм составляет $0.5D_i$ (D_i - внутренний диаметр трубы). Оптимальный диаметр расточки диафрагмы d, обеспечивающий эффективное гашение пульсации, может быть определен по формуле

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

$$d = D\left(V_{cp}/C\right)^{0.25}, \quad (1)$$

где V_{cp} – средняя скорость газа в трубопроводе.

Для двухфазных потоков:

$$d = D\left(1.5\xi\right)^{0.25}, \quad (2)$$

где ξ - коэффициент сопротивления диафрагмы.

1.3. Установка буферных емкостей с целью уменьшения амплитуды пульсации давления за счет рассеивания энергии, затрачиваемой на возбуждение массы газа в объеме буферной емкости, и изменения спектра собственных частот колебаний. Для наиболее эффективного гашения колебаний буферная емкость устанавливается непосредственно у источника возбуждения колебаний (у цилиндра компрессора). На несколько цилиндров одной ступени целесообразно устанавливать общую емкость.

1.4. 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.

Изменение температуры и давления нагнетания компрессора, если это возможно по технологии работы. От этих параметров зависит величина плотности продукта и скорости звука, влияющих на частотный спектр системы.

1.5. Интерференционный способ гашения пульсаций, который эффективен в очень узкой полосе частот колебаний. Предусматривает применение специальных ответвлений или петель, длину которых подбирают равной нечетному числу полуволн.

1.6. 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.

2. Снижение вибрации и виброзащита окружающих объектов

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 реализовывать отстройку по этим значениям.

2.1. 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:

- количество участков, расположенных между опорами, их конфигурация;
- наличие сосредоточенных масс и их величина;
- условия опирания;
- упругие опоры и их характеристики жесткости;

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

- инерционно - жесткостные параметры участков.

Сосредоточенные массы увеличивают инерционные характеристики и снижают значения собственных частот. Практически понижение значения собственной частоты способом включения дополнительной массы может быть 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 получено только расчетом всей системы в целом.

2.2. Собственные частоты трубопровода зависят от условий закрепления его концевых и промежуточных участков. При применении 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 принимается суммарная длина пролета между двумя соседними опорами, что может существенно снизить значение собственной (парциальной) частоты участка.

Целесообразность применения упругих опор с принятыми характеристиками жесткости определяется по результатам расчета. Упругие опоры, уменьшая эквивалентную жесткость всей системы, снижают нижнюю границу частотного диапазона участка и системы. Применение их эффективно при отстройке от резонанса в сторону уменьшения значений собственных частот.

2.3. Необходимость отстройки трубопроводной системы от резонансов определяется по каждому из потенциально возможных механизмов возбуждения вибрации согласно п. 6.3.1 настоящего стандарта.

Последовательно по степени целесообразности и эффективности применяются следующие способы изменения длины пролета.

- 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 L.
- При каждом вновь принятом значении L проверяются условия п. 6.3.1 настоящего стандарта по всем возмущающим частотам.
- в случае вывода системы из зоны одного и входа в зону другого резонанса, система корректируется по новому резонансному режиму.
- при невозможности корректировки в сторону увеличения f_j, корректировка проводится уменьшением f_j, т.е. увеличением длины определяющего f_j участка.

2.4. Условия закрепления и упругие опоры.

При ограничении возможностей варьирования длиной пролета отстройка системы от резонанса проводится выбором типа опор и подбором их жесткости. Изменение расположения сосредоточенных масс задается расчетчиком только при наличии в системе сосредоточенных масс.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

При их отсутствии специально вводить сосредоточенные дополнительные массы для изменения спектра частот рекомендуется только при невозможности применения других способов для отстройки от резонанса.

2.5. Изменение геометрии системы.

При неэффективности способов, изложенных в пунктах 2.1-2.4, необходимо изменить геометрию системы, обеспечив свободу вариации f_j, максимально спрямив трассу, по возможности избегая лишних поворотов. При этом способе необходимо проведение проверочных расчетов трубопровода на прочность и жесткость.

2.6. При неэффективности способов, изложенных в пунктах 2.1-2.5, изменение инерционно-жесткостных параметров трубопровода обеспечивается путем варьирования диаметром трубопровода.

При наличии специальных инерционно-жесткостных гасителей, антивибраторов, исходя из экономической и технической целесообразности их применения, просчитываются варианты частотных спектров системы с гасителями, и по формам колебаний проводится оценка их эффективности.

Корректировка трубопроводной системы для устранения механического резонанса проводится по каждому механизму возбуждения колебаний не менее чем по пяти гармоникам и количеству собственных частот колебаний системы, или равному удвоенному значению числа участков системы.

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

3.1. Инструментальные обследования вибрации [30].

Целью обследования является:

- измерение уровней вибрации трубопроводов, сравнение их с допускаемыми (см. п. 4.2.);
- определение степени опасности вибрации;
- анализ спектров вибрации, диагностика частотных спектров вибровозмущений и их интенсивности;
- оценка уровней вибрации элементов нагнетательных машин (табл. 3-9) 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 стационарного мониторинга вибрации трубопроводов и нагнетательных машин.

3.2. Измерения вибрации.

Измерения в каждом намеченном сечении проводится по трем осям. Условно принимаются следующие направления осей:

- Y - по оси вала машины;
- X - в горизонтальной плоскости;
- Z - нормально к плоскости XY.

Направление Y выдерживается по всей трассе для каждого участка.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

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.

Определяется частотный спектр вибрации. Измеряются размахи виброперемещений:

- общий (суммарный) уровень;
- для каждой частотной составляющей спектра.

При проведении измерений фиксируется режим нагружения трубопровода:

- состав продукта;
- температура на каждом участке;
- давление;
- производительность;
- время и дата поведения измерений.

При меняющихся режимах эксплуатации требуется проведение измерений на 3-4-х режимах производительности. Результаты измерений протоколируются с указанием исполнителей.

3.3. Мониторинг вибрации трубопроводных систем.

Вид мониторинга (периодический или постоянный) определяется проектной документацией или назначается по результатам инструментальных обследований [15].

3.3.1. Периодический мониторинг.

Выполняются все требования п. 3.1. Периодичность измерений вибрации при опорных уровнях не выше 2 (см. пункт 4.2) назначается не реже одного раза в месяц. При значениях вибрации, приближающихся к третьему уровню - не реже 1 раза в неделю. При стабилизации вибрации в районе 3-го уровня в течение 4-х измерений (1 месяц) допустимо увеличить периодичность до одного месяца.

При возрастании уровней от 3 до 4 необходим ежедневный мониторинг и при достижении размахов вибрации средних значений в полосе 3-4 уровней требуется срочная остановка и реконструкция системы.

3.3.2. Стационарный мониторинг.

При стационарном мониторинге предусматривается:

- на нагнетательных машинах - не менее одной точки (по 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 выбираются не менее двух для включения сигнализации достижения аварийного уровня.

4. Нормирование пульсации потока и вибрации трубопроводов

4.1. Пульсация потока продукта.

Неравномерность потока ограничивается в зависимости от рабочего давления.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

Таблица 1

Ограничения неравномерности пульсации потока

P, МПа	< 0.5	0.5 ÷ 1.0	1.0 ÷ 2.0	2.0 ÷ 5.0	> 5.0
δ, %	4 ÷ 8	4 ÷ 6	3 ÷ 5	2 ÷ 4	2 ÷ 3

Для всасывающих линий и нефтяного газа допускается большее значение пульсации давления.

4.2. Вибрация трубопроводов.

Нормируются по амплитуде виброперемещений в зависимости от частоты вибрации.

Различаются пять опорных уровней вибрации:

1. расчетный при проектировании;
2. допускаемый при эксплуатации;
3. требующий исправления, реконструкции системы;
4. уровень появления аварийных ситуаций.

Соответственно в диапазонах:

- до уровня 2 - удовлетворительное состояние трубопроводов;
- 2-3 - допускаемое значение, контроль;
- 3-4 - повышенный контроль, возможны отказы, необходимы исправление, реконструкция;
- выше 4 - экстренное исправление.

В табл. 2 даны дискретные значения допускаемых значений вибрации трубопроводов для фиксированных частот.

Таблица 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	50
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.

Оценка вибрационного состояния насосов и компрессоров, за исключением поршневых машин с номинальной скоростью от 120 до 15000 мин$^{-1}$, проводится по значениям средних квадратичных значений виброскорсти (мм/с) и виброперемещений (мкм) в соответствии с [2] и [25]. В остальных случаях, не предусмотренных в [2, 25] для оценки вибрации исполь-

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

зуются приводимые ниже допустимые амплитуды вибрации узлов и элементов нагнетательных машин.

Таблица 3

Насосы

Частота вращения вала, Гц	< 12.5	12.5 ÷ 16.5	16.5 ÷ 25.0	25.0 ÷ 50.0	> 50.0
Допустимая амплитуда вибрации S_a, мкм	120	100	80	60	50

Таблица 4

Фундаменты поршневых машин

Частотца колебаний, Гц	< 3.5	3.5 ÷ 8.0	8.0 ÷ 25.0	25.0 ÷ 50.0
Допустимая амплитуда вибрации S_a, мкм	400	200	100	50

Таблица 5

Фундаменты электродвигателей

Частота колебаний, Гц	< 8	8 ÷ 12.5	> 12.5
Допустимая амплитуда вибрации S_a, мкм	200	150	100

Таблица 6

Фундаменты турбоагрегатов

Частота колебаний, Гц	< 25	25 ÷ 50	> 50
Допустимая амплитуда вибрации S_a, мкм	100	70	40

Таблица 7

Цилиндры и межступенчатые аппараты поршневых машин

Частота колебаний, Гц	< 10	> 10
Допустимая амплитуда вибрации S_a, мкм	250	200

Таблица 8

Подшипники турбоагрегатов

Частота колебаний, Гц	25 ÷ 50	50 ÷ 80	80 ÷ 135	> 135
Допустимая амплитуда вибрации S_a, мкм	95	20	13	1.5

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

Таблица 9

Подшипники электродвигателей

Частота колебаний, Гц	< 12.5	12.5 ÷ 16.5	16.5 ÷ 25	25-50
Допустимая амплитуда вибрации S_a, мкм	80	65	50	25

Таблица 10

Рабочее место машиниста

Частота колебаний, Гц	< 3	3 ÷ 5	5 ÷ 8	8 ÷ 15	15 ÷ 30	> 30
Допустимая амплитуда вибрации S_a, мкм	300	200	75	25	15	5

4.3. Более полно оценка вибрации технологических трубопроводов изложена в [30].

ПРИЛОЖЕНИЕ 6. РАСЧЕТ НАЗНАЧЕННОГО РЕСУРСА (РАСЧЕТНОГО СРОКА СЛУЖБЫ) ТРУБОПРОВОДА

1. Настоящая методика оценки назначенного ресурса распространяется на стальные технологические трубопроводы, включая змеевики технологических печей.

2. Назначенный ресурс трубопровода определяется как минимальное значение составляющих его элементов и соединений. Под назначенным ресурсом понимается указанное в проекте расчетное значение наработки (в годах, тысячах часов), при достижении которой эксплуатация трубопровода должна быть прекращена для оценки его остаточной прочности.

3. Указанная в проектах величина назначенного ресурса (расчетного срока службы) трубопровода не должна превышать 20 лет.

4. Для элементов трубопроводов с умеренной температурой при проведении расчетов на циклическую прочность назначенный ресурс определяется следующим образом:

$$T_r = \frac{[N_c]}{N_{cz}}, \qquad (1)$$

где

N_{cz} - расчетное число полных циклов нагружения за 1 год эксплуатации трубопровода, подсчитываемое по формуле (5.35),

$[N_c]$ - допустимое число полных циклов нагружения элемента, определяемое по формуле:

$$[N_c] = \left[\frac{b}{\left(\frac{\sigma_{ae}}{a}\right)^{1.6} - 1} \right]^{1.875} \qquad (2)$$

Здесь

$a = 80$ *МПа* и $b = 1200$ - для элементов из углеродистой и легированной неаустенитной стали,

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

a= 110 МПа и *b= 1000* - для элементов из аустенитной стали.

При $\sigma_{ae} \le 80 МПа$ назначенный ресурс принимается равным 20 годам.

5. Для высокотемпературных трубопроводов и змеевиков при оценке длительной циклической прочности по определенному расчетом значению σ_e и по кривым длительной прочности находится время до разрушения $[T]$ в годах, затем по п. 4 определяются значения $[N_c]$ и N_{ce}. Далее подсчитываются параметр $c = N_{ce}[T]/[N_c]$ и величина назначенного ресурса:

$$T_r = \frac{[T]}{c+2.33} \quad \text{при} \quad c > 1.0,$$
$$T_r = \frac{[T]}{2.33\,c+1} \quad \text{при} \quad c \le 1.0 \qquad (3)$$

Примечания.

а) При отсутствии справочных данных по длительной прочности материала трубопровода для оценки [Т] можно воспользоваться формулой:

$$[T] = 11.4\left(\frac{1.2[\sigma]_{20}}{\sigma_e}\right)^8, \qquad (4)$$

б) Если поверочный расчет трубопровода на прочность не проводился, то при отсутствии коррозионного износа величина [Т] определяется по формуле:

$$[T] = 11.4\left(\frac{s-c_1}{s_R}\right)^8, \qquad (5)$$

где множитель 11.4 соответствует 20-ти годам (100 000 часов).

6. Для высокотемпературных трубопроводов и змеевиков при коррозионном износе и статическом нагружении

$$T_r = \frac{s-c_1}{V_c}\left\{1-\left[1+\frac{V_c\cdot(m-1)}{s-c_1}\left(\frac{s-c_1}{s_R}\right)^m\cdot 11.4\right]^{\frac{1}{m-1}}\right\}, \qquad (6)$$

где

V_C - скорость коррозии в мм/год,

s, s_R - номинальная и расчетная толщины стенки элемента,

c_1 - прибавка на утонение стенки,

m - показатель степенной зависимости предела длительной прочности от времени (при отсутствии справочных данных принимается m = 8).

Остальные обозначения - в соответствии с пунктом 1.4 настоящего стандарта.

Для оценки назначенного ресурса помимо формулы (6) можно использовать рис. п.6.1, в котором

$$q = \frac{s-c_1}{V_C}, \qquad p = \frac{s-c_1}{s_R}.$$

7. При наличии коррозионно-эрозионного износа стенки элемента среднетемпературного трубопровода его назначенный ресурс рассчитывается по формуле

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

$$T_r = \frac{s - c_1 - s_R}{V_C} \qquad (7)$$

8. При сочетании усталостного повреждения и коррозионно-эрозионного износа материала в среднетемпературных трубопроводах проводится расчет назначенного ресурса по формулам (1) и (7), а затем выбирается наименьшее значение.

9. При сочетании усталостного повреждения и коррозионного износа в высокотемпературных трубопроводах проводится расчет назначенного ресурса по формулам (3) и (6), а затем выбирается наименьшее значение.

10. Если расчетная толщина стенки элемента окажется меньше ее отбраковочного размера , то назначенный ресурс для средне- и высокотемпературных трубопроводов подсчитывается также по формуле (7), в которой расчетная толщина заменена на отбраковочную, а затем выбирается наименьшее значение.

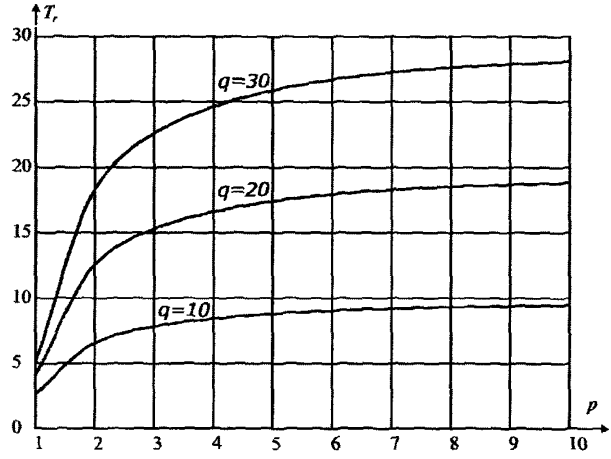


Рис. п.6.1. К определению назначенного ресурса высокотемпературных трубопроводов

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»
© Научно-техническое предприятие Трубопровод (ООО «НТП Трубопровод»)

НОРМАТИВНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ДОКУМЕНТЫ

1. ГОСТ 14249–89. Сосуды и аппараты. Нормы и методы расчета на прочность, Госстандарт СССР, Москва, 1989.

2. ГОСТ Р ИСО 10816-3-99. Вибрация, Контроль состояния машин по результатам измерений вибрации на не вращающихся частях, Часть 3, Промышленные машины номинальной мощностью более 15 кВт и номинальной скоростью от 120 до 15000 мин$^{-1}$, Госстандарт России, Москва, 1999.

3. ГОСТ 12815-80. Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на Ру от 0.1 до 20.0 МПа (от 1 до 200 кгс/см^2). Типы. Присоединительные размеры и размеры уплотнительных поверхностей.

4. ГОСТ 12816-80. Фланцы арматуры, соединительных частей и трубопроводов на Ру от 0.1 до 20.0 МПа (от 1 до 200 кгс/см^2). Общие технические требования.

5. ГОСТ 12817-80. Фланцы литые из серого чугуна на Ру от 0.1 до 1.6 МПа (от 1 до 16 кгс/см^2). Конструкции и размеры.

6. ГОСТ 12818-80. Фланцы литые из ковкого чугуна на Ру от 1.6 до 4.0 МПа (от 16 до 40 кгс/см^2). Конструкции и размеры.

7. ГОСТ 12819-80. Фланцы литые стальные на Ру от 1.6 до 20.0 МПа (от 16 до 200 кгс/см^2). Конструкции и размеры.

8. ГОСТ 12820-80. Фланцы стальные плоские приварные на Ру от 0.1 до 2.5 МПа (от 1 до 25 кгс/см^2). Конструкции и размеры.

9. ГОСТ 12821-80. Фланцы стальные приварные встык на Ру от 0.1 до 20.0 МПа (от 1 до 200 кгс/см^2). Конструкции и размеры.

10. ГОСТ 12822-80. Фланцы стальные свободные на приварном кольце на Ру от 0.1 до 2.5 МПа (от 1 до 25 кгс/см^2). Конструкции и размеры.

11. МУ-РВ-1-86. Методические указания по расчетной оценке и снижению динамических воздействий на конструкции технологического оборудования. Миннефтехимпром СССР.

12. МР 61-82. Методические рекомендации. Метод расчета сложных пространственных конструкций в области низших форм колебаний, Госстандарт СССР.

13. ОНТП 02.18. Разработка методов проектирования и эксплуатации трубопроводов АЭС. Руководство по обоснованию прочности трубопроводов АЭС, Минатомэнергопром СССР, Москва, 1990.

14. ПБ 03-585-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов, ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», Москва, 2003.

15. ПБ 03-582-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации компрессорных установок с поршневыми компрессорами, работающими на взрывоопасных и вредных газах, ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», Москва, 2003.

16. ПБ 09-540-03. Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств, ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», Москва, 2004.

17. ПБ 08-624-03. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», Москва, 2004.

18. ПБ 09-297-99. Правила устройства и безопасной эксплуатации компрессорных установок с поршневыми компрессорами, работающими на взрывоопасных и вредных газах, ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», Москва, 2000.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

19. ПБ 12-529-03. Правила безопасности систем газораспределения и газопотребления, ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», Москва, 2003.

20. ПНАЭ Г-7-002-86. Правила и нормы в атомной энергетике. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок, «Энергоатомиздат», Москва, 1989.

21. Программная система СТАРТ. Расчет прочности и жесткости трубопроводов. Руководство пользователя. ООО «НТП Трубопровод».

22. РТМ 38.001-94. Указания по расчету на прочность и вибрацию технологических стальных трубопроводов, Минтопэнерго России, Москва, 1994.

23. РД 10-249-98. Нормы расчета на прочность стационарных котлов и трубопроводов пара и горячей воды, ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», Москва, 2001.

24. РД 26-15-88. Сосуды и аппараты. Нормы и методы на прочность и герметичность фланцевых соединений.

25. СА 03-001-05. Центробежные насосные и компрессорные агрегаты опасных производств. Эксплуатационные нормы вибрации. НПЦ «Динамика», Ассоциация «Ростехэкспертиза», Москва, 2005.

26. СНиП 2.01.07-85. Нагрузки и воздействия.

27. СНиП 2.04.12-86. Расчет на прочность стальных трубопроводов.

28. СНиП 2.05.06-85. Магистральные трубопроводы.

29. СНиП 23-01-99. Строительная климатология.

30. СТП 07-04-02. Оценка вибрации технологических трубопроводов. ООО «НТП Трубопровод», 1999.

31. СТП 11-06-01. Технологические трубопроводы нефтеперерабатывающей, нефтехимической и химической промышленности. ООО «НТП Трубопровод», 2006.

32. ANSI/ASME B31.3. ASME Code for pressure piping, B31. Chemical plant and petroleum refinery piping.

33. ANSI/ASME B31.8. ASME Code for pressure piping, B31. Gas Transmission and Distribution piping systems.

34. ANSI/ASME B31.1 ASME code for pressure piping, B31. Power piping.

© Ассоциация «Ростехэкспертиза»

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

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ

109147 Москва, ул. Таганская, д. 34
Телефон: 912-39-11
Телетайп: 111633 "БРИДЕР"
Телефакс: (095) 912-40-41
E-mail: gost.e-ecolog.ru

24.11.2006 № КЧ-50/12119

На № _____ от _____

Президенту НО Ассоциация «Ростехэкспертиза»

Е.А. Малову

Уважаемый Евгений Арсентьевич!

Ростехнадзор рассмотрел представленный Вами стандарт Ассоциации «Ростехэкспертиза» «Расчеты на прочность и вибрацию стальных технологических трубопроводов».

Считаем возможным использование указанного стандарта в качестве рекомендательного нормативного документа межотраслевого применения.

Статс-секретарь-заместитель руководителя Ростехнадзора К.Л. Чайка

Исп. Шаталов А.А.

gost.e-ecolog.ru