

Б24.014
К14

БИБЛИОТЕКА СТРОИТЕЛЯ



М. И. КАЗАКЕВИЧ • А. Е. ЛЮБИН

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ
МЕТАЛЛИЧЕСКИХ
КОНСТРУКЦИЙ
НАДЗЕМНЫХ
ПРОМЫШЛЕННЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ**



М. И. КАЗАКЕВИЧ • А. Е. ЛЮБИН

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ
МЕТАЛЛИЧЕСКИХ
КОНСТРУКЦИЙ
НАДЗЕМНЫХ
ПРОМЫШЛЕННЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ**



КИЕВ «БУДІВЕЛЬНИК» 1980

Проектирование металлических конструкций надземных промышленных трубопроводов / Казакевич М. И., Любин А. Е. — Киев: Будівельник, 1980. — 144 с.

В книге изложены вопросы компоновки, расчета, конструирования и исследования строительных конструкций систем технологических трубопроводов промышленных предприятий. Обобщен накопленный опыт в области практических расчетов, а также работы трубопроводов в условиях статических и динамических нагрузок. Нормативные материалы приведены по состоянию на 1 апреля 1979 г.

Книга рассчитана на инженерно-технических работников строительных и проектных организаций.

Ил. 48. Табл. 33. Библиогр. список: с. 141-142

Рецензент В. И. Ангелайко

Редакция литературы по строительным конструкциям,
деталям и изделиям

Заведующий редакцией Б. В. Власков

К 30205—004
М203 (04)—80 20—80 3202000000

© Издательство «Будівельник», 1980

ВВЕДЕНИЕ

Решениями XXV съезда КПСС предусмотрено дальнейшее увеличение объема строительства промышленных предприятий, а также одновременный рост их производительности. Связанное с этим широкое развитие отечественной энергетики, нефтяной, металлургической, химической, газовой и других отраслей промышленности влечет за собой все возрастающий объем работ по проектированию и монтажу трубопроводных систем различного назначения.

По назначению, виду транспортируемых продуктов, протяженности, конструктивному решению трубопроводные системы разделены на ряд групп [14]. К одной из них отнесены промышленные трубопроводы. Специфические условия работы и режимов эксплуатации промышленных трубопроводов, а также неоднотипность конструкции, значительно усложняют их изучение по сравнению с магистральными.

Промышленные трубопроводные системы представляют собой, как правило, сооружения, совмещающие строительные и технологические функции. Обладают рядом особенностей, позволяющих выделить их в отдельный класс конструкций, которым присущи специфические принципы формообразования. Работа таких систем отличается от работы строительных сооружений и по своим свойствам приближается к работе технологических агрегатов. Затраты на такие сооружения велики. В связи с этим большое значение имеют вопросы рациональной компоновки систем, эффективного расчетного анализа их прочности и оптимального проектирования.

Если магистральные трубопроводы, трубопроводы гидротехнических сооружений и другие исследованы достаточно полно, то в отечественной и зарубежной литературе редко встречаются материалы, посвященные комплексу вопросов проектирования промышленных трубопроводных систем, прокладываемых по заводским территориям, анализа воздействия нагрузок и изучения их работы. Эта проблема не систематизирована как по компоновке и построению трубопроводных систем, так и по методике их расчета, включая расчеты отдельных элементов и принципы их оптимального проектирования.

Общие теории расчета цилиндрических оболочек, а также теоретические исследования, связанные с изучением работы трубопроводов, охватили широкий круг вопросов и, с точки зрения общей механики, разрешили проблему расчета таких конструкций.

Значительно в меньшей степени изучены вопросы оптимального проектирования и унификации трубопроводных систем, неотъемлемой частью которых являются цилиндрические оболочки, которые в таких системах присущи особенности, связанные с работой под воздействием комплекса специфических нагрузок. Это приводит к многочисленным конструктивным решениям при проектировании не всегда отвечающим современному состоянию вопроса, усложняет изготовление и монтаж, а также эксплуатацию и ремонт таких конструкций, что, в свою очередь, приводит к их удорожанию и снижению эффективности производства. Настоящая работа должна восполнить этот пробел и дать возможность использовать накопленный богатый опыт проектирования трубопроводных систем промышленных предприятий.

Авторы выражают благодарность коллективу института Днепр-проектстальконструкция, опыт которого был использован при создании книги.

Введение и главы I—IV, VIII—X написаны А. Е. Любиным, глава VII — М. И. Казакевичем, главы V и VI — совместно А. Е. Любиным и М. И. Казакевичем.

Таблицы I.1, I.2, II.1, II.2, IV.1, V.4—V.6, VI.1—VI.4, VIII.1, VIII.2, IX.3, X.1—X.4, X.6, X.7 приведены по данным авторов.

РАЗДЕЛ ПЕРВЫЙ. КОНСТРУКЦИИ ТРУБОПРОВОДОВ

Глава I. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Стальные конструкции промышленных трубопроводов и их взаимосвязь с технологическим процессом

Промышленные трубопроводы, прокладываемые по заводским и междоусловным территориям, предназначены для транспортирования воздуха, доменного, коксового, природного и других газов, а также их смесей. Трубопроводы соединяют между собой агрегаты единого технологического цикла, расположенные в разных цехах, а также объединяют трубопроводную сеть предприятия в замкнутые кольцевые системы. Так, для обеспечения работы доменной печи необходимо подать на агрегаты ее комплекса природный и доменный газы, холодный и горячий воздух, обеспечить выход грязного доменного газа и т. д.

Трубопроводы совместно с опорами, оборудованием, устройствами для их обслуживания, лестницами, площадками составляют так называемую трубопроводную систему.

Как правило, промышленные трубопроводы на заводских территориях прокладываются надземно. Это экономично, удобно при эксплуатации и ремонте, позволяет прокладывать дополнительные трубопроводы без выполнения существенной реконструкции. Недостатки надземной прокладки: загромождение территории, затраты на организацию поддерживающих конструкций и др. Однако необходимость постоянного обслуживания трубопроводов делает этот способ прокладки единственно возможным.

При переходе через препятствия (водные преграды, овраги) и необходимости перекрытия больших пролетов промышленные трубопроводы также прокладывают над землей, устраивая висячие переходы. Все трубопроводы прокладывают, как правило, совместно, единой трассой. Это наиболее рационально по расходу стали и загрузке территории.

Материалоемкость промышленных трубопроводов

Промышленные трубопроводы, прокладываемые по заводским территориям, — металлоемкие сооружения. Расход металла на трубопроводы современного металлургического предприятия достигает 35 тыс. т.

Ниже приведены данные по объему строительства трубопроводов на одном из новых металлургических предприятий. Приведенные цифры не включают в себя массу трубопроводов диаметром менее

600 мм, входящих в большом количестве в состав теплосиловых сетей, а также массу второстепенных трубопроводных систем — шлакопроводных эстакад, кислородопроводов, пневмопочты и пр.

Наименование трубопроводов	Расход металла, т
Межцеховые сети района доменного цеха	6500
То же ремонтных цехов	3900
» » конверторных цехов	2500
» » цеха холодной прокатки	2100
» » цеха горячей прокатки	9250
Сети коксохимического производства	4500
Всего:	28850

Интересны данные по общему расходу металла на трубопроводы различного назначения. Определение объема изготовления таких конструкций весьма трудоемко. В годы девятой пятилетки только по СССР на заводах металлоконструкций изготавливалось ежегодно до 20 тыс. т конструкций трубопроводов. По данным о структуре выпуска стальных конструкций на трубопроводы больших диаметров идет порядка 3,7% общего расхода стали на строительные металлоконструкции. Таким образом, при среднем общем объеме производства строительных металлоконструкций примерно 4 млн. т в год, расход металла на трубопроводные системы составляет ежегодно около 150 тыс. т.

Условия рациональной компоновки трубопроводов

Процесс проектирования трубопроводных систем состоит из двух стадий: первая — компоновка и выбор схемы сооружения, вторая — разработка рабочего проекта конструкций.

Процесс проектирования на первой стадии, состоящей в выборе и назначении схемы сооружения, весьма разносторонен и требует учета многих технических, экономических и эксплуатационных факторов, в связи с чем разработка общих рекомендаций на этой стадии значительно затруднена. Проектирование на этой стадии сводится к решению двух задач: выявлению основных характеристик системы и выбору оптимального варианта схемы сооружения. Первая задача обуславливает необходимость установления требований, которым должно удовлетворять сооружение в целом. Одни из основных требований — эксплуатационные, предполагающие безаварийную работу всех звеньев системы. Выход из строя даже одного участка ограниченной протяженности прекращает работу всей трассы и может привести к остановке предприятия, т. е. эксплуатационные требования состоят в том, чтобы при непрерывном транспортировании продуктов по трубопроводу была обеспечена безаварийность его работы при всех режимах эксплуатации и безопасность для людей.

Расчетно-конструктивные требования заключаются в удовлетворении условий прочности, устойчивости и жесткости всего сооруже-

ния и отдельных его элементов, которые должны быть рассчитаны на самое невыгодное сочетание нагрузок.

Экономические требования состоят в оптимальности принятых технических решений, уменьшающих стоимость сооружения до минимальной.

Из перечисленных требований трудно выделить основные, так как степень их важности в каждом случае различна. Порой они вступают между собой в противоречие, и для конкретной системы оно может быть неоднозначно. Так постоянно противоречие в трубопроводных системах между требованиями максимального сокращения длины трассы для уменьшения ее стоимости и в то же время создания трассы переменных направлений для уменьшения усилий от температурных деформаций на опоры и примыкающее оборудование.

Трубопроводные системы проектируют для выполнения определенных рабочих функций несущими элементами или специальным оборудованием, установленным на сооружении. В соответствии с этим их можно разделить на две группы. К первой следует отнести системы, в которых несущие элементы выполняют также рабочие функции. К этой группе относятся трубопроводные системы так называемой «балочной» прокладки. Ко второй группе — системы, в которых несущие конструкции служат только опорами для технологических элементов, выполняющих рабочие функции. Примером систем второй группы могут служить трубопроводы эстакадной прокладки, а также висячие переходы.

При проектировании систем первой группы необходимо учитывать, что в связи с выполнением рабочих функций несущие элементы должны обладать дополнительными качествами — плотностью соединений, технологическим уклоном и т. п. Одно из важнейших требований — необходимость обеспечения наилучших условий работы оборудования. Трубопроводная система вместе с оборудованием (задвижки, компенсаторы, устройства для снижения давления, заглушки и др.) представляет собой единую конструкцию. Поэтому формы сооружения в некоторых случаях могут вызвать необходимость в изменении самого оборудования или его компоновки. Из изложенного следует, что при определении генеральной компоновки трубопроводных систем необходимо учитывать разные требования:

Протяженность трубопроводных систем должна быть оптимальной.

Все трубопроводы, включая теплосиловые, а также прочие сети, следует проводить единым компактным коридором.

Выбранный план трассы не должен препятствовать дальнейшему расширению ее.

Принятая схема трубопроводной системы должна обеспечивать передачу минимальных усилий на опоры и примыкающее оборудование.

Устанавливаемое оборудование и конструкции трубопроводных систем должны обеспечивать возможность увеличения объема обслуживаемых агрегатов и интенсификации технологических процессов.

Технологическая схема трубопроводных систем должна предусматривать возможность отключения отдельных агрегатов при нормальной работе остальных.

Унификация конструкций трубопроводных систем

Промышленные трубопроводные системы — это сооружения, отличающиеся большим расходом металла, малой серийностью и насыщенностью оборудованием, определяющим во многом их конструктивную форму. Один из основных показателей, определяющих рациональность конструктивных решений, — максимальная унификация конструктивных схем, узлов и отдельных элементов.

Основной конструктивный элемент системы — «ведущий» трубопровод. Именно его геометрические параметры определяют конструктивную форму и размеры опор, седел, шпангоутов и других сопутствующих элементов. Поэтому решение задачи об унификации трубопроводов открыло бы пути к унификации трубопроводных систем в целом.

Основные параметры трубопровода — его диаметр и толщина стенки. Причем, последняя не оказывает влияния на конструктивные решения, а также на технологию изготовления и монтажа конструкций.

Обработка и статистический анализ большого числа проектов и натурных конструкций трубопроводных систем позволили сделать следующие выводы.

В строительстве промышленных трубопроводов применяются почти все диаметры труб без учета унификации. Наибольшую плотность вероятности имеют трубопроводы с четными величинами диаметров.

Мода распределения диаметров 1000—2000 мм. Широко распространены также трубопроводы диаметром 3020 мм.

Представляет интерес исследование возможности сокращения числа применяемых диаметров и определения при этом их оптимального унифицированного ряда. Переход на проектирование систем с унифицированными диаметрами позволит применять типовые узлы и элементы конструкций, что, в свою очередь, может привести к снижению стоимости за счет повышения серийности и уменьшения в связи с этим трудоемкости работ. Применение унифицированного ряда диаметров может также сократить общее число типоразмеров сопутствующих конструкций: опор, опорных седел, опорных и промежуточных ребер жесткости, бандажей, фланцев, заглушек. Однако снижение стоимости при индустриальном изготовлении — лишь следствие типизации. В действительности же целесообразность типизации следует понимать значительно шире, и экономическую эффективность следует ожидать также в области проектирования, изготовления, строительства, эксплуатации. Критерием оптимальности следует считать минимум приведенных затрат, связанных с использованием унифицированных диаметров с учетом сопутствующих конструкций.

В целом критерий оптимальности не поддается точной оценке из-за сложности формализации некоторых его компонентов. Это связано с малоизученностью влияния повторяемости элементов трубопроводов на стадиях монтажа и эксплуатации, а сопутствующих конструкций — и на стадии изготовления. Поэтому, если при учете только формализуемых компонентов критерия окажется даже некоторый перерасход приведенных затрат, то можно считать, что он будет компенсирован за счет малоформализуемых и неформализуемых компонентов приведенной стоимости. Возможно также, что в определенных случаях можно получить некоторую экономию. Приведенная стоимость серии конструкции представляется в виде

$$C = \begin{cases} A + BS, & \text{если } S > 0 \\ 0, & \text{если } S = 0 \end{cases}$$

где A — единовременные затраты; B — удельные затраты (A и B зависят от размера серии S).

Формализуемые компоненты приведенной стоимости принимаются следующим образом.

1. При условной толщине стенки трубы $\delta = 10$ мм и длине одной отправочной марки $l = 12$ м, ее масса $G = \pi D \delta \gamma l = 3,14D \times \times 0,01 \cdot 7,85 \cdot 12 = 2,88D$.

2. Стоимость разработки чертежей КМ $C_{KM} = 6GS_0 = 190D$, где $S_0 = 11$ (средний размер заказа).

3. Стоимость разработки чертежей КМД и подготовки производства [5] $C_{KMO} = 2,6DS + 161,5D\delta_s$, где S — фактическая серийность $\delta_s = 1$, если данный диаметр сохранен в унифицированном ряду; $\delta_s = 0$, если он заменен другим.

4. Стоимость основных материалов

$$C_{om} = 1,15 \cdot 100GS = 321,2DS,$$

где 1,15 — коэффициент рентабельности производства.

5. Стоимость оснастки $C_{осн} = 432D \cdot \frac{\text{руб}}{\text{серия}}$.

6. Стоимость изготовления:

трудоемкость изготовления 1 т конструкций трубопроводов описывается выражением $t = \frac{15}{D} + 10, \frac{\text{чел/ч}}{\text{т}}$.

С учетом повторяемости на всю серию [1] получим общее выражение трудоемкости

$$T = (0,673S + 3,57)t \cdot 2,88D = (0,673 + 3,57)(15 + 10D) + 2,88D. \quad (1.1)$$

В соответствии с [1] зависимость стоимости изготовления 1 т металлоконструкций от трудоемкости выражается формулой

$$C_{изг} = a(1 + K_n)T + C_n, \quad (1.2)$$

где a — среднечасовая заработная плата ($a = 56$ коп/ч); K_n — коэффициент накладных расходов ($K_n = 2,5$); C_n — постоянная часть накладных расходов.

После обработки формулы (I.2), учитывая зависимость (I.1), получим

$$C_{изг} = (68D + 65)S + (360D + 364) \text{ sign } S.$$

5. Транспортировка [5] $C_{тр} = \frac{3,88D^2}{0,25D + 0,1}$.

8. Стоимость монтажа $C_{монт} = 127DS$.

9. Капитальные вложения в промышленность изготовления металлоконструкций [1] $C_{мк} = 378D + 71,5DS$.

10. Капитальные вложения в черную металлургию [1]: $C_{чм} = 107DS$.

11. Эксплуатационные расходы [1]: $C_{экс} = 53D$.

Стоимость по п. п. 8 и 11 принималась условно постоянной независимо от замены диаметров при их унификации. Уровень влияния полученных компонентов на величину приведенной стоимости:

Статьи затрат	A, руб.	B, руб.
Разработка чертежей КМ	—	190D
То же КМД и технологическая подготовка производства	161,5D	2,6D
Металл	—	321,0D
Изготовление	360 D + 346	68D + 65
Оснастка	432D	—
Транспортировка	—	3,88 D ²
		0,25 D + 0,1
Монтаж	—	127D
Капитальные вложения в производство металлоконструкций	378D	71,5D
То же в черную металлургию	—	107D
Эксплуатационные расходы	—	53D
Итого	1331,5D + 346	935,7 D + 65

Таким образом, приведенная стоимость серии трубопроводов

$$C = 1331,5D + 346 + (935,7D + 65)S.$$

Для оценки оптимальности унифицированного ряда диаметров приведенная стоимость заменяется ее математическим ожиданием. По исследованиям [1] математическое ожидание приведенной стоимости серии типовых металлоконструкций заданного i -го типоразмера не пропорционально вероятной потребности P_i в конструкциях этого типоразмера и зависит также и от предполагаемого количества заказов Z , одновременно реализуемых на заводе металлоконструкций. В этом случае математическое ожидание

$$M(c) = A_i[1 - (1 - P_i)^Z] + B_i Z S_0 P_i.$$

При этом предполагается, что средний размер одного заказа S_0 постоянный.

Оптимальный унифицированный ряд диаметров ищут, решая задачу математического стохастического программирования, что позволяет определить такие значения диаметров, которые образуют оптимальный ряд и минимизируют при этом математическое ожидание суммарных приведенных затрат [1] *.

Задача решается на ЭВМ с применением алгоритма, в котором математическое ожидание минимума приведенных затрат определяется как кратчайший путь на графе, изображающий заменяемость типоразмеров, между ее крайними вершинами. Здесь каждая вершина графы соответствует одному типоразмеру (диаметру). Задача решается для среднесерийного и крупносерийного производств.

По принятой методике выполнен поиск оптимального унифицированного ряда диаметров труб для среднесерийной системы изготовления (4 заказа) и крупносерийного (10 заказов) специализированного производства, результаты которого приведены в табл. I.1.

Таблица I.1. Унифицированный ряд диаметров

Диаметр, мм	Система производства		Диаметр, мм	Система производства	
	Крупносерийная (10 заказов) *	Среднесерийная (4 заказа) **		Крупносерийная (10 заказов) *	Среднесерийная (4 заказа) **
820	●		2020		●
920		●	2220	●	
1020	●		2420		●
1120		●	2520	●	
1220			2620		●
1320	●	●	2720	●	
1420			2820		●
1520		●	3020	●	
1620	●		3420		●
1720		●	3520	●	●
1820	●				

Примечание. За 100% стоимости принята стоимость при использовании полного ряда диаметров.

* Стоимость 95,5%.

** Стоимость 100%.

Оценка стоимости полученных унифицированных оптимальных рядов диаметров трубопроводов позволила сделать следующие выводы.

Применение оптимального унифицированного ряда диаметров трубопроводов, состоящего из 11 типоразмеров (вместо 21), при среднесерийном производстве при учете только формализуемых компонентов, не вызовет увеличения его стоимости.

При переходе к специализированному производству (например, 10 заказов в серии) применение оптимального унифицированного

* Постановка задачи и ее решение принадлежат канд. техн. наук В. Б. Барскому.

ряда диаметров трубопроводов, состоящего из 10 типоразмеров (вместо 21), приводит к незначительной экономии стоимости (0,45%). В связи с этим, при увеличении размера серии и переходе к поточному производству можно предполагать дальнейшее снижение стоимости оптимального ряда трубопроводов при одновременном уменьшении количества типоразмеров в серии.

Полученные выводы подтверждают возможность сокращения количества применяемых типоразмеров трубопроводов и создания на основе оптимального ряда диаметров унифицированных конструкций. При указанной выше потребности в трубопроводных системах ожидаемый экономический эффект за счет унификации может составить до 150 тыс. руб. в год.

Химический состав газов. Параметры и режимы работы трубопроводов

По промышленным трубопроводам в основном транспортируют воздух и газы с избыточным внутренним давлением 10—500 КПа. Газы содержат мельчайшие частицы пыли, оказывающие абразивное воздействие на стенки трубопроводов и создающие дополнительную нагрузку. Количество пыли зависит от типа аппаратов очистки, степени очистки и расположения трубопровода в общей технологической схеме, от давления газа. Содержание пыли в доменном газе показано в табл. 1.2. Для ряда газозовдухопроводов характерно более

Таблица 1.2. Содержание коллоидной пыли в доменном газе

Избыточное давление газа под коллоидом, КПа	Содержание пыли в 1м³ газа, г, при выходе	
	из доменной печи	к потребителю после очистки
70	50	0,01
250	15—16	0,004—0,005

высокое внутреннее давление газа (400—500 КПа). Это относится к нисходящим газопроводам грязного газа доменной печи, газопроводу между пылеуловителем и газоочисткой, воздуховодам горячего и холодного дутья, некоторым газопроводам установок газоочистки и др. Во время эксплуатации в трубопроводах могут происходить специфические процессы, зачастую связанные с нарушением правил эксплуатации, приводящие к появлению дополнительных нагрузок: выпадению конденсата, скоплению отложений пыли, образованию вакуума и т. п. В зависимости от условий и режима эксплуатации некоторые трубопроводы изолируют изнутри футеровкой, выполняемой, как правило, из огнеупорного кирпича. В последнее время применяют также для футеровки каменное литье, жаростойкие торкрет-бетоны и др. Футеровка предназначена для защиты металла трубопроводов от внутренних термических воздействий и от истирания пылью, а также для предотвращения потерь тепла.

Многие промышленные трубопроводы в зависимости от их назначения, наличия и типа футеровки имеют повышенную температуру стенки, доходящую до 150° С, а в некоторых случаях — до 200° С. В связи с особыми условиями эксплуатации промышленных трубопроводов при их проектировании необходимо учитывать:

возможность образования загазованной зоны (из-за неплотностей конструкций), представляющей опасность, особенно при прокладке газопроводов внутри помещений;

корродирующее воздействие как наружной, так и внутренней сред, особенно при наличии в них серы и других агрессивных примесей;

абразивное воздействие потока взвешенных в газе твердых частиц; влияние на сооружение температурного режима (как технологического, так и атмосферного).

Материалы, применяемые для трубопроводов. Футеровка, антикоррозионная защита

Трубопроводы, как правило, изготавливают из малоуглеродистой стали по ГОСТ 380—71*. Для трубопроводов с внутренним давлением до 100 КПа применяют сталь марки ВСтЗпсб, а более 100 КПа — сталь марок ВСтЗпс5 и ВСтЗГпсб. Стали повышенной прочности типа 09Г2, 14Г2, 14Г2АФ, 15Г2АФдпс целесообразно применять только при экономическом обосновании. Весьма эффективно применение для трубопроводов, работающих в корродирующей атмосферной среде металлургических предприятий, стали марки 10ХНДП, стойкой против атмосферных воздействий.

Материал конструкций опор трубопроводов выбирают в соответствии с действующими техническими правилами по экономному расходованию основных строительных материалов и другими инструктивными документами Госстроя СССР. Металлические опоры трубопроводов по выбору материала конструкции, как правило, следует относить к группе IV по СНиП II-V.3-72. Опоры трубопроводов высотой более 15 м, а также опоры любой высоты, поддерживающие трубопроводы с общей нагрузкой более 50 кН на 1 пог. м, рекомендуются относить к группе II по СНиП II-V.3-72. Для систем связей, элементов обслуживающих площадок и лестниц применяют материал, оговоренный для конструкций группы VI.

В некоторых случаях трубопроводы, в зависимости от условий и режимов эксплуатации, футеруют изнутри. Футеровка необходима для защиты металла трубопровода от внутренних температурных и химических воздействий, истирания пылью, а также для предотвращения потерь тепла. Как правило, футеровку выполняют из шамотного кирпича, а в последнее время — путем торкретирования внутренней поверхности жароупорным бетоном или применения каменного литья. На наклонных участках и в углах поворотов для удержания шамотных кирпичей от выпадения предусматривают

Принципы компоновки трубопроводных систем

внутренние кольцевые ребра жесткости. Расстояние между ребрами принимается кратным размерам кирпича. Оно должно быть не более 1650 мм. Определяется по формуле $l = n(230 + 2) + 10 + \Delta$, где n — число рядов кирпича длиной 230 мм; 2 мм — толщина шва между кирпичами; 10 мм — толщина ребра; $\Delta = 10 \dots 15$ мм — зазор.

При торкретировании внутренней поверхности ребра не устанавливают, а принимают конструктивные меры для удержания торкрета на поверхности металла — приваривают штыри, сетки и т. п. Для изготовления футеровочных листов (брони), устанавливаемых на углах поворотов газопроводов грязного доменного и других запыленных газов, во избежание их быстрого истирания, целесообразно применять марганцовистую сталь марок 14Г2, 30Г2, 40Г2 по ГОСТ 4543-71*. Для изготовления вальцованной брони листы предварительно подвергают термической обработке. Допускается применение литой брони большей толщины, изготавливаемой по специальным техническим условиям, а также брони из стали ВСт4 по ГОСТ 380-71*.

Конструкции трубопроводов соединяются между собой с помощью сварных швов. Материалы для сварки выбирают в соответствии с указаниями СНиП II-B.3-72 в зависимости от применяемых марок сталей. Металлические конструкции трубопроводов защищают от коррозии путем нанесения различных покрытий, состав которых подбирают, исходя из вида и температуры транспортируемых продуктов, состава окружающей среды. Для трубопроводов, транспортирующих воздух или неагрессивные газы температурой до 60°С, можно применять покрытия, указанные в табл. 1.3.

Таблица 1.3. Варианты антикоррозионных покрытий

Наименование конструкций	Антикоррозионная защита				
	Варианты	грунт		покрытие	
		марка	количество слоев	марка	количество слоев
Внутренние поверхности трубопроводов	1	ФЛ-03К	1	—	—
	2	Железный сурик на олифе	1	—	—
	3	ГФ-020	1	—	—
Наружные поверхности трубопроводов	1	ФЛ-03К	2	ПФ-115	3
	2	ГФ-020	2	ПФ-115	3
	3	Железный сурик на олифе	2	АЛ-177	2
	4	ПФ-170	1	ПФ-170	2
	5	ГФ-020	1	с 10—15 % -ной алюминиевой пудрой БТ-177	2

Наиболее экономичная балочная прокладка предполагает использование изгибной жесткости трубопровода максимального диаметра из всего пучка труб. Этот трубопровод обычно именуется ведущим. Анализ построения подобных систем показал, что возможность осуществления балочной прокладки определяется совокупностью следующих условий:

в поперечном сечении пучка труб должна быть труба, способная самостоятельно воспринимать усилия в пролете между опорами; сопутствующие трубы должны быть расположены так, чтобы можно было прикрепить их в основной трубе;

характер эксплуатации труб не должен требовать устройства проходных площадок на разных уровнях для постоянного ухода и осмотра труб;

генеральный план и подземные коммуникации должны разрешать установку опор на расстоянии, определяемом несущей способностью ведущей трубы.

Всякая трубопроводная система с конструктивной точки зрения представляет собой линейное сооружение большой протяженности, в котором направление температурных деформаций и усилий совпадает с направлением оси трассы. Такие сооружения принципиально отличаются от других объектов промышленного строительства, так как одна из основных задач компоновки состоит в распределении и восприятии усилий, вызванных температурными перемещениями элементов системы. Определяющим здесь является четкое членение трассы на температурные блоки, внутри которых происходит замыкание температурных деформаций. Нормами не регламентированы величины таких температурных блоков и назначаются они на основании опытных данных.

Основной критерий (исключая требования генерального плана) — возможность гашения температурных деформаций за счет постановки компенсаторов или самокомпенсации. Поэтому длина температурного блока на участках систем с компенсаторами определяется их компенсирующей способностью, а на участках самокомпенсации регламентируется усилиями на опоры. Исходя из характеристики устанавливаемых компенсаторов можно рекомендовать следующую формулу для определения длины температурного блока:

$$L = \frac{\lambda l}{\alpha \Delta t},$$

где λ — величина полезной компенсирующей способности одной волны дискового компенсатора (см. гл. X), см; l — число волн компенсатора; Δt — расчетный температурный перепад, град; α — коэффициент линейного расширения материала ведущего трубопровода.

Весьма важно также рационально использовать участки с поворотами трассы. Эти участки могут либо включаться в работу на самокомпенсацию, либо отделяться от основной трассы. Для каждой системы этот вопрос должен решаться индивидуально. В целом при компоновке трассы в плане можно рекомендовать следующие основные положения:

вся трасса расчленяется опорами на температурные блоки длиной не более L ;

участки с поворотами, как правило, должны использоваться для самокомпенсации, в связи с чем они выделяются концевыми опорами;

Таблица II.1. Классификация опор трубопроводов

Номер пункта	Классифицируемый признак			
	количество накладываемых связей	схемы	по конструктивному решению	по расположению в системе
1	Односвязные		а. Маятниковые б. Подвесные	Промежуточные
2	Двухсвязные		Плоские	"
3	Трехсвязные		Пространственные	Концевые
4	Трехсвязные с ограниченной реакцией		"	Промежуточные

Примечания:

По п. 1 — опора воспринимает только вертикальную нагрузку, допуская перемещения трубопроводов в горизонтальной плоскости.

По п. 2 — при статической схеме по типу а опора воспринимает вертикальную и горизонтальную нагрузки только в своей плоскости, допуская перемещение трубопровода вдоль оси трассы.

При статической схеме по типу б опора дополнительно воспринимает усилия, возникающие из-за изгиба ее в направлении оси трассы.

По п. 3 — опора воспринимает вертикальную нагрузку и все нагрузки в горизонтальной плоскости. Перемещений трубопровода не допускает.

По п. 4 — опора воспринимает вертикальную нагрузку и все нагрузки в горизонтальной плоскости с учетом возможного скольжения.

примыкающие к основной трассе вне мест расположения концевых опор участки как перпендикулярно, так и под углом должны отделяться от основной трассы собственными концевыми опорами. Исключением могут быть случаи, когда продольное осевое усилие примыкающей трассы невелико.

Типы опор и их статические схемы

Основным вопросом при компоновке трубопроводных систем следует считать выбор типа и схемы расстановки опор, которые обеспечивают устойчивость и неизменяемость всей системы. Для классификации опор в качестве основных приняты такие критерии:

количество накладываемых на систему связей;

статическая схема;

конструктивное решение;

место расположения в системе.

В основу классификации положены следующие допущения:

учитываются лишь основные линейные связи, накладываемые опорой на основной трубопровод, к которым относятся одна связь в вертикальной и две — в горизонтальной плоскостях. Реактивные крутящие моменты на опорах незначительны и потому не учитываются;

условно (для классификации) принимается абсолютная жесткость опоры в направлении накладываемой связи;

статически каждой опорной связи соответствует шарнирный стержень, воспринимающий линейные реакции и условно именуемый шарниром;

опоры скользящего типа считаются в направлении скольжения неподвижными до величины реакции, соответствующей возникающей силе трения.

В табл. II.1 приведена классификация опор, построенная на основе принятых критериев, а на рис. II.1 показаны типы опор с обозначениями по этой классификации.

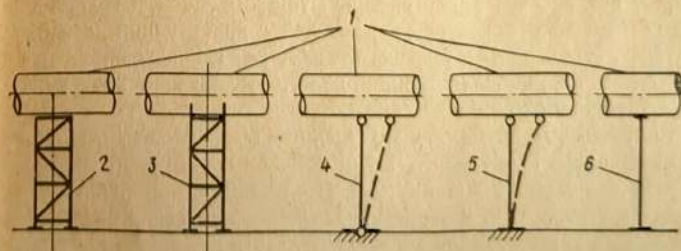


Рис. II.1. Типы опор трубопроводов:

1 — трубопровод; 2 — трехсвязная опора с ограниченной реакцией; 3 — трехсвязная концевая опора; 4 — двухсвязная плоская опора; 5 — двухсвязная защемленная опора; 6 — двухсвязная опора с ограниченной реакцией.

Схемы прокладки трубопроводных систем

Применяемые в строительстве трубопроводные системы в целом можно разделить на три группы:

состоящие из большого числа трубопроводов малых диаметров для прокладки которых требуется устройство специальных пролетных строений — системы эстакадной прокладки;

имеющие в своем составе трубопроводы больших диаметров, жесткость которых используется при работе на изгиб — системы балочной прокладки;

применяемые при переходе через препятствие, при перекрытии больших пролетов и т. п. — системы висячих прокладок.

При эстакадной прокладке система трубопроводов укладывается на специальные несущие пролетные строения, которые представляют собой простые инженерные сооружения. Такие системы получили широкое распространение на предприятиях химической, энергетической, нефтяной и других отраслей промышленности, где они включают в себя большое количество труб разных диаметров (от 50—100 мм до 2—3 м).

Пролетные строения — эстакады — выполняют, как правило, в виде пространственных стержневых конструкций, габариты которых зависят от поперечного сечения трубопроводной системы. В большинстве случаев это фермы с параллельными поясами, связанные между собой в пространственный блок с опиранием трубопровода на любой его уровень. Применяют также несущие пролетные строения в виде железобетонных или металлических балок, шпунтовых систем и др. В ряде случаев при технико-экономическом обосновании в качестве несущей конструкции могут быть использованы балки поперечным сечением в виде круга — цилиндрические круговые оболочки.

Балочная прокладка значительно более экономична, так как трубопровод большого диаметра (ведущий) одновременно используется при работе на изгиб между опорами как несущая конструкция, на которую опираются все сопутствующие трубопроводы. В этом случае несущие и технологические функции ведущего трубопровода совмещаются, превращая отдельные конструкции в единую систему. Трубопровод большого диаметра одновременно играет здесь роль несущей конструкции, на которую опираются все остальные трубопроводы.

Компоновка и построение таких систем более сложны, чем системы эстакадной прокладки, так как несущая конструкция — трубопровод — подвержена таким же воздействиям как технологический агрегат, в т. ч. и температурным. Расположение на ней всех остальных трубопроводов должно обеспечить их совместную работу и возможность беспрепятственного удлинения всех элементов системы, вызванного температурным воздействием. Эти обстоятельства требуют тщательного выбора мест расположения опорных конструкций и компенсационных устройств как для ведущего, так и для

сопутствующих трубопроводов. Неудачное компоновочное решение может привести к невозможности температурных деформаций системы и передаче на опорные конструкции чрезмерно больших усилий. Необходимо, чтобы для всех трубопроводов была обеспечена возможность температурного удлинения.

Особое место занимает прокладка трубопроводов на висячих системах. Такие случаи встречаются в практике не часто. Однако висячие системы обладают бесспорным преимуществом, так как могут перекрывать практически любые пролеты. Они представляют собой разновидность систем эстакадной прокладки, где в качестве несущих конструкций используются висячие системы, некоторые из них показаны на рис. 11.2.

Прокладка трубопроводов по существующим конструкциям

Часто в практике промышленного строительства при модернизации или сооружении новых технологических агрегатов в условиях действующего предприятия возникает необходимость прокладки одного или нескольких трубопроводов по существующим эстакадам, зданиям или сооружениям. При этом кроме вопросов прочности и устойчивости конструкций, поддерживающих трубопроводы, возникает ряд дополнительных проблем, связанных с необходимостью обеспечения нормальной работы трубопроводов в процессе эксплуатации. Наиболее существенно в этом случае требование по восприятию температурных удлинений и снижению усилий, передаваемых от них на существующие конструкции. При эстакадной прокладке трубопроводов устройство дополнительных опираний не вызывает серьезных затруднений, так как они принадлежат только новой трубопроводной системе. Поэтому здесь прокладка каждого отдельного трубопровода конструктивно решается отдельно от существующей конструкции.

Способы опираний дополнительных трубопроводов могут быть различными, но решение их сводится к одной задаче — снижению горизонтальных нагрузок на существующие конструкции эстакады. При прокладке трубопроводов по существующим зданиям и сооружениям одной из главных задач является необходимость обеспечения

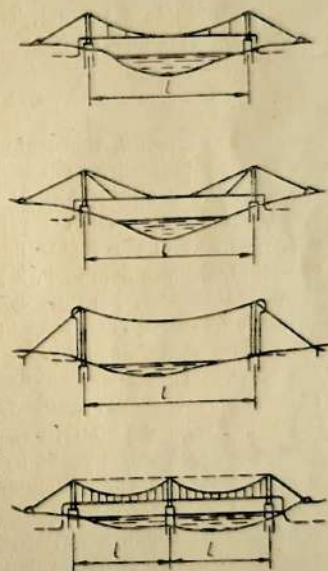


Рис. 11.2. Схемы висячих систем.

требуемой подвижности трубопроводов с целью компенсации восприятия температурных деформаций.

Как правило, опорные конструкции зданий, к которым крепятся трубопроводы, не способны обеспечить нужную подвижность. Кроме того, в ряде случаев они не могут воспринимать значительные дополнительные горизонтальные нагрузки. Поэтому в таких ситуациях широко применяют подвески трубопроводов, устраивая скользящие опорные части и другие подвижные опоры.

Несколько более сложна задача прокладки трубопроводов по существующей трубопроводной системе балочной прокладки. В этом случае одно из основных требований — сохранение подвижности и компенсационной способности трубопроводов, входящих в систему. Места расположения опор и их конструктивные решения принимают исходя именно из этих условий — чтобы не создать препятствий для температурных деформаций трубопроводов. Учитывая также необходимость снижения нагрузок на существующие опоры, конструктивные схемы опор дополнительных трубопроводов следует выбирать наиболее подвижными, не передающими на систему значительных усилий. Так же, как и в предыдущем случае, здесь широко применяются подвесные и скользящие опоры.

Уменьшение влияния температурных деформаций

Одно из основных требований, предъявляемых к трубопроводным системам, состоит в ограничении усилий, действующих на опорные конструкции и примыкающее к ним оборудование. В рационально запроектированной системе усилия, передаваемые трубопроводом на оборудование, не должны превосходить значений, определяемых его техническими данными, а усилия, передаваемые на фундамент опор, — значений, дающих возможность выполнения нормальных фундаментов. Все виды воздействий, передающих усилия на примыкающее оборудование и фундаменты опор, можно разделить на внешние (технологические, атмосферные нагрузки и т. п.) и внутренние, связанные с температурным удлинением трубопроводов.

Напряжения и усилия, вызванные внешними воздействиями, эффективно регламентируются путем рационально сконструированных и расставленных опор. Усилия, вызванные температурным воздействием, кроме этого, в значительной степени зависят от возможностей системы сопротивляться температурным деформациям. Такая возможность характеризуется степенью жесткости системы. Поэтому, один из способов уменьшения усилий и температурных деформаций — создание схемы, состоящей из отдельных участков трубопровода разных направлений и имеющей малую жесткость. Такие системы могут полностью или в большой степени компенсировать температурные удлинения, не передавая при этом значительных усилий на опоры. Однако при проектировании трасс большой протяженности, насыщенных технологическим оборудованием, создать полностью самокомпенсирующуюся схему сложно. В большин-

стве случаев этому препятствуют условия генерального плана, что имеет особое значение при прокладке трасс по заводским территориям, и дополнительные затраты, связанные с увеличением длины трассы.

Если невозможно создать схемы, имеющие низкий показатель жесткости и компенсирующих температурные удлинения, одним из способов уменьшения усилий может быть искусственное понижение жесткости систем путем введения гибких или подвижных соединений отдельных участков трубопровода. В качестве таких соединений служат компенсаторы — устройства, снижающие общую жесткость системы и воспринимающие ее деформации за счет изменения своей длины или за счет поворота. В некоторых случаях в самокомпенсирующих системах дополнительно следует устанавливать компенсаторы для уменьшения усилий на опорах или примыкающем оборудовании. В целом установку компенсаторов следует рекомендовать в следующих случаях:

когда по условиям генерального плана невозможно сконструировать систему с достаточно низким показателем жесткости; когда расчет системы на самокомпенсацию показал наличие чрезмерно больших усилий на опорах и напряжений в трубопроводе; если применение системы с компенсаторами эффективно экономически;

при реконструкции или изменении схемы действующих систем. В зависимости от выбранной схемы, а также от количества компенсаторов и мест их установки трубопроводные системы могут обладать разной жесткостью. По степени жесткости их можно классифицировать следующим образом.

Гибкие — системы с весьма низким показателем жесткости, способные самостоятельно полностью компенсировать температурные удлинения за счет изгиба и поворота. Температурные напряжения здесь могут быть уменьшены только за счет рациональной расстановки опор, уменьшения их жесткости, сокращения ограничений на концевых и промежуточных опорах. Такие системы не требуют дополнительного понижения жесткости путем установки компенсаторов.

Шарнирные — системы, в которых уменьшение температурных напряжений достигается путем установки компенсаторов.

Продольно-подвижные — системы, в которых температурные удлинения полностью воспринимаются компенсаторами, способными изменять свою длину по направлению перемещения трубопровода. Неподвижные опоры в таких системах и примыкающее оборудование воспринимают лишь усилия распора компенсатора.

Из трубопроводных систем, работающих при низком давлении, наиболее распространены гибкие и продольно-подвижные. Насыщенность близко расположенного оборудования, простые конструкции компенсаторов низкого давления создают благоприятные условия для их применения. Продольно-подвижные системы широко применяют также при реконструкции и удлинении трубопроводных систем.

В ряде случаев весьма эффективно применение схем с шарнирными устройствами — шарнирными компенсаторами. Преимущество таких компенсаторов — малая величина усилий, передаваемых на неподвижные опоры. Усилия, вызываемые распором от внутреннего давления, полностью воспринимаются соединительными связями. Компенсирующая способность системы в этом случае зависит от допустимого угла раскрытия линзы компенсатора. До сих пор, однако, схемы трубопроводов с шарнирными компенсаторами не нашли широкого применения в системах промышленных трубопроводов большого диаметра. В значительной степени это объясняется как правило, пространственной конфигурацией систем, что требует большого количества шарниров и значительно усложняет их установку.

Типы компенсаторов

Компенсаторы, применяемые в трубопроводных системах, можно классифицировать следующим образом:

образуемые путем искусственных местных поворотов трассы: П и Г-образные;

волновые линзовые или дисковые;

осевого перемещения — сальниковые;

шарнирные.

Компенсаторы, образуемые путем изменения направления трассы, снижают показатель жесткости системы и хорошо компенсируют температурные удлинения. Они громоздки, занимают много места и требуют специальных опорных конструкций. Поэтому применять их рекомендуется для трубопроводов диаметром до 700 мм.

Волновые компенсаторы, образуемые путем гибких вставок в трубопроводы, наиболее широко применяются в трубопроводных системах низкого давления. Простота конструкции, возможность изготовления на заводах металлоконструкций без специальной механической обработки повышенной точности — все это способствовало их широкому распространению и поставке на монтаж совместно с трубопроводами. В трубопроводных системах низкого давления (до 30 КПа) применяют в основном волновые компенсаторы с конфигурацией волн в виде сварных плоских дисков (рис. 11.3).

В трубопроводах, работающих под давлением более 30 КПа, применяют компенсаторы с конфигурацией волн в виде линз — сальфоны. Линзы изготавливают из штампованных элементов или труб.

Все типы волновых компенсаторов обеспечивают надежную плотность узла соединения. Основной их недостаток — неспособность воспринимать неуравновешенные усилия, возникающие от давления газовой среды на последний диск волны (давления на средние диски всегда уравновешены). Серьезное значение этот фактор приобретает при установке компенсаторов на трубопроводах давлением более 30 КПа. Неуравновешенные усилия достигают здесь значительных

величин, что весьма затрудняет передачу их на опоры и фундаменты. Кроме того, несущая способность таких компенсаторов ограничена, так как с целью повышения деформативности они обычно выполняются

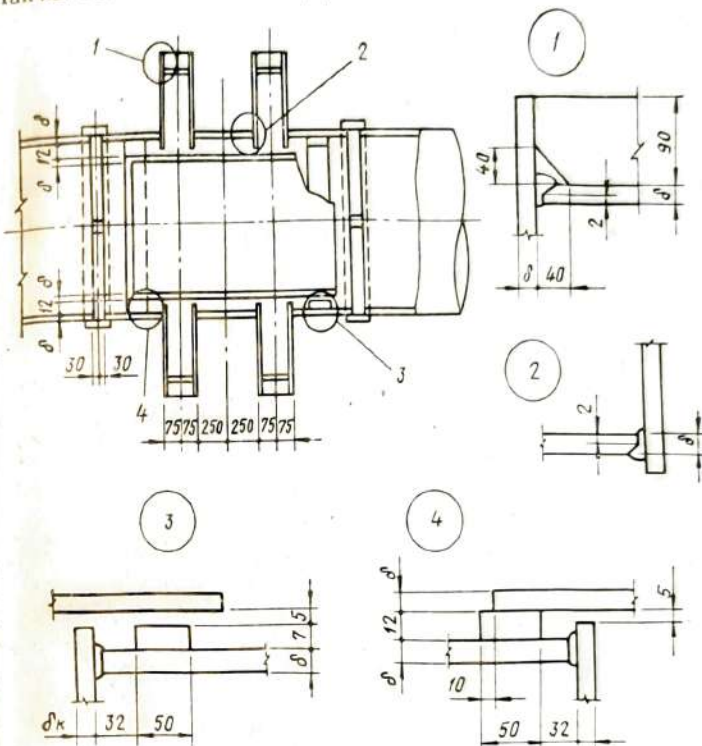


Рис. 11.3. Сварной дисковый компенсатор

1—4 — узлы.

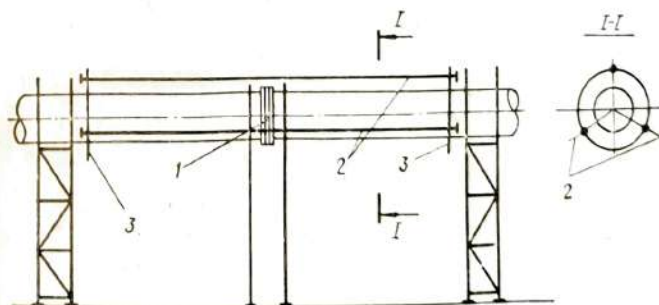


Рис. 11.4. Замкнутый компенсатор:

1 — компенсатор; 2 — тиги; 3 — опорные элементы тиг.

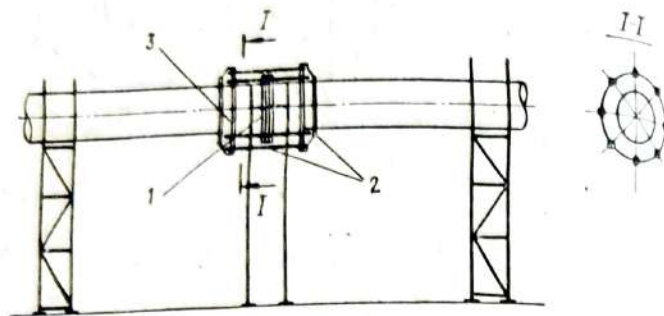


Рис. 11.5. Замкнутый компенсатор:
1 — компенсатор; 2 — болты; 3 — опорные элементы болтов.

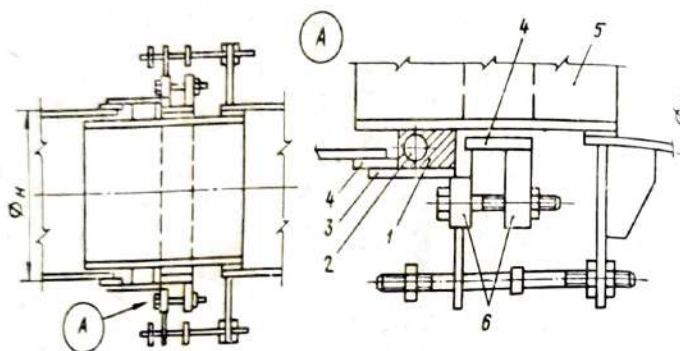


Рис. 11.6. Сальниковый компенсатор:
1 — асбестовый уплотнитель; 2 — проволочное кольцо; 3 — обечайка; 4 — мол;
5 — внутренняя направляющая труба; 6 — фланцы.

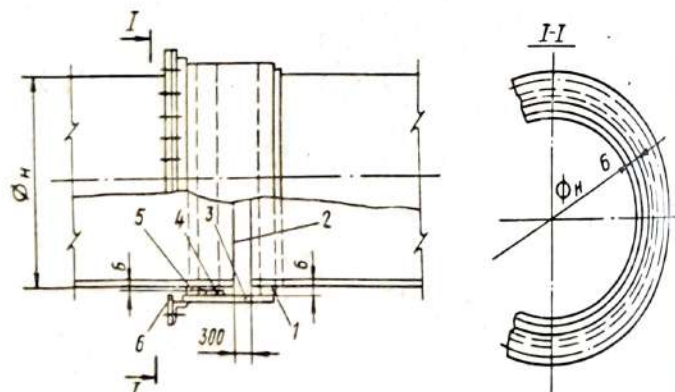


Рис. 11.7. Упрощенный сальниковый компенсатор:
1 — бандаж 150 × 16; 2 — линия реза трубопровода; 3 — внешняя обечайка; 4 — голая полоса 100 × 10 для фиксации уплотнения; 5 — уплотнительная набивка; 6 — запирающий фланец.

из тонких металлических листов, и при высоком давлении определяющим качеством их является прочность.

Чтобы исключить вероятность возникновения неуравновешенных усилий можно применять так называемые замкнутые компенсаторы. В них устанавливаются специальные связи, соединяющие участки трубопровода, разрезанные компенсатором, которые замыкают его.

При многократных изменениях температуры, вызывающих постоянную подвижность компенсатора, для связей применяют сплошные тяги, соединяющие между собой смежные неподвижные опоры (рис. 11.4). Такая система не требует дополнительных регулировок при любых изменениях температуры. Учитывая некоторую громоздкость тяг, в системах с разовым изменением температуры, например разогрев при пуске, компенсаторы после срабатывания могут быть замкнуты системой коротких болтов (рис. 11.5).

При возникающих больших изменениях температуры (остановка на ремонт и т. п.) болты должны быть ослаблены. Суточные и сезонные перепады температуры могут быть восприняты системой пружинных шайб, установленных под гайками болтов.

К компенсаторам осевого перемещения относятся такие, конструкция которых основана на принципе телескопической подвижности. Наиболее простые и распространенные компенсаторы такого типа — скользящие с сальниковыми уплотнителями — сальниковые (рис. 11.6). Их особенностью является способность воспринимать большие перемещения, при этом конструкция не зависит от их величины. Компенсаторы требуют постоянного ухода — необходимо менять отработанные уплотнительные детали, проверять их затяжку и т. д. Применение сальниковых компенсаторов в связи с недостаточной плотностью ограничено и допускается только вне помещений.

Шарнирные компенсаторы (замкнутые) представляют собой гибкие вставки, допускающие только угловые перемещения. В продольном направлении эти вставки замкнуты специальными связями, делающими невозможным изменение их длины. Ограничительные тяги могут располагаться снаружи или внутри трубопровода.

На негабаритных трубопроводах больших диаметров с давлением до 10 КПа могут быть установлены сальниковые компенсаторы упрощенного типа (рис. 11.7), значительно облегчающие монтаж. Компенсатор собирают на любом элементе трубопровода до его подъема. Прежде всего полностью размечают компенсатор и приваривают бандаж 100 × 10 и 150 × 16. После этого устанавливают внешнюю обечайку из заранее свальцованного и сваренного кольца, забивают уплотнение из смоляных канатов до герметизации и устанавливают запирающий фланец. В таком виде монтажный элемент с полностью собранным компенсатором устанавливают в проектное положение. После закрепления трубопровода на опорах вырезают полосу шириной 300 мм изнутри трубы.

Схемы установки компенсаторов

Компенсаторы всех типов устанавливают на прямых участках трубопроводов, имеющих разное положение в пространстве. Волновые компенсаторы общего назначения устанавливают на всех заводских нефутерованных трубопроводах. При давлении до 30 КПа устанавливают дисковые волны, при большем давлении — линзовые. Такие компенсаторы следует располагать на участках, ограниченных концевыми опорами, воспринимающими усилия от давления на волну компенсатора и от температурных деформаций. Имея в виду небольшую поперечную жесткость компенсаторов, рекомендуется устанавливать их вблизи опор. Если по схеме опоры в этих местах отсутствуют, то для опирания компенсатора с двух сторон предусматривают специальные опоры.

При использовании волновых компенсаторов для разгрузки устанавливаемого оборудования от температурных деформаций, компенсаторы располагают вблизи него. Некоторые виды технологического оборудования (например, термические задвижки) обязательно устанавливают в комплекте с компенсатором. Количество волн зависит от величины температурного удлинения системы. С экономической точки зрения, при необходимости компенсировать большие величины линейных деформаций, целесообразно устанавливать много волновых компенсаторов. Достижимый при этом результат показан в табл. II.2. Таким образом, при длинных трассах установка много

Таблица II.2. Расчет количества компенсаторов и опор на 1000 м трассы

Тип компенсатора	Количество элементов на 1000 м трассы, шт.		
	компенсаторы	неподвижные опоры	опоры, поддерживающие компенсаторы
Одноволновой	33	33	65
Двухволновой	17	17	34
Трехволновой	11	11	22

волновых компенсаторов экономически эффективна. Однако, в связи с их небольшой поперечной жесткостью, при работе на изгиб число волн не рекомендуется принимать более четырех.

Сальниковые компенсаторы, исключающие возможность поворота, устанавливают только на прямолинейных участках достаточной протяженности между концевыми опорами. При несоблюдении этого правила в компенсаторе образуется перекося, приводящий к его заклиниванию.

Шарнирные компенсаторы устанавливают в разных местах, однако наибольший эффект достигается при установке их в точках, близких к местам изменения направлений оси трассы, либо в точках изменения знака момента (в районе $M_{изг} = 0$).

Глава III. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ

Назначение и основные виды оборудования

Трубопроводные системы снабжены большим количеством технологического оборудования, предназначенного для измерения и регулирования параметров газовой среды — температуры, давления, влажности и др., а также для обеспечения надежной и безопасной эксплуатации. Это задвижки, измерительные диафрагмы, дроссель-

Таблица III.1. Размеры заглушек и соединительных элементов (при давлении до 20 КПа)

Диаметр трубы D	Заглушки		Фланцы		Болты		Размер ребер, мм
	D_1	R	D_1	D_2	диаметр	количество	
мм							
630	730	343	770	850	M22	20	120 × 8
820	940	443	980	1070	M27	24	120 × 8
1020	1140	543	1180	1270	M27	28	120 × 8
1220	1340	643	1380	1470	M27	32	120 × 8
1420	1540	743	1580	1670	M27	36	200 × 16
1620	1740	843	1780	1870	M27	40	200 × 16
1820	1940	943	1980	2070	M27	44	200 × 16
2020	2140	1043	2180	2270	M27	48	200 × 16
2220	2340	1143	2390	2490	M30	52	200 × 16
2420	2540	1243	2590	2690	M30	56	200 × 16
2620	2740	1343	2790	2890	M30	60	200 × 16
2820	2940	1443	2990	3090	M30	64	200 × 16
3020	3140	1543	3190	3290	M30	64	240 × 16
3220	3340	1643	3390	3490	M30	72	240 × 16
3420	3540	1743	3590	3690	M30	80	250 × 20
3520	3640	1743	3690	3790	M30	80	250 × 20

ные клапаны, трубы Вентури, компенсаторы и т. п. Расстановка технологического оборудования определяется эксплуатационными требованиями к трубопроводной системе и должна быть обязательно увязана с общими конструктивными решениями. Оборудование, устанавливаемое на трубопроводах, должно безотказно выполнять заданные функции. Поэтому зачастую некоторые виды его дублируются. Так, на газопроводах-отводах от основных магистралей устанавливают шпindelную, обычно электрифицированную задвижку, за которой располагают листовую задвижку, обеспечивающую плотное надежное отключение газопровода.

Применяемое в газовом хозяйстве отключающее оборудование по плотности перекрытия газа бывает надежное и ненадежное [34]. Надежными отключающими устройствами, применяемыми для газопроводов низкого давления, являются задвижки всех типов: секторные, листовые, поворотные, термические, Клинга и др. Надежное отключение обеспечивается полным перекрытием сечения газопровода металлическим листом — заглушкой, что гарантирует от

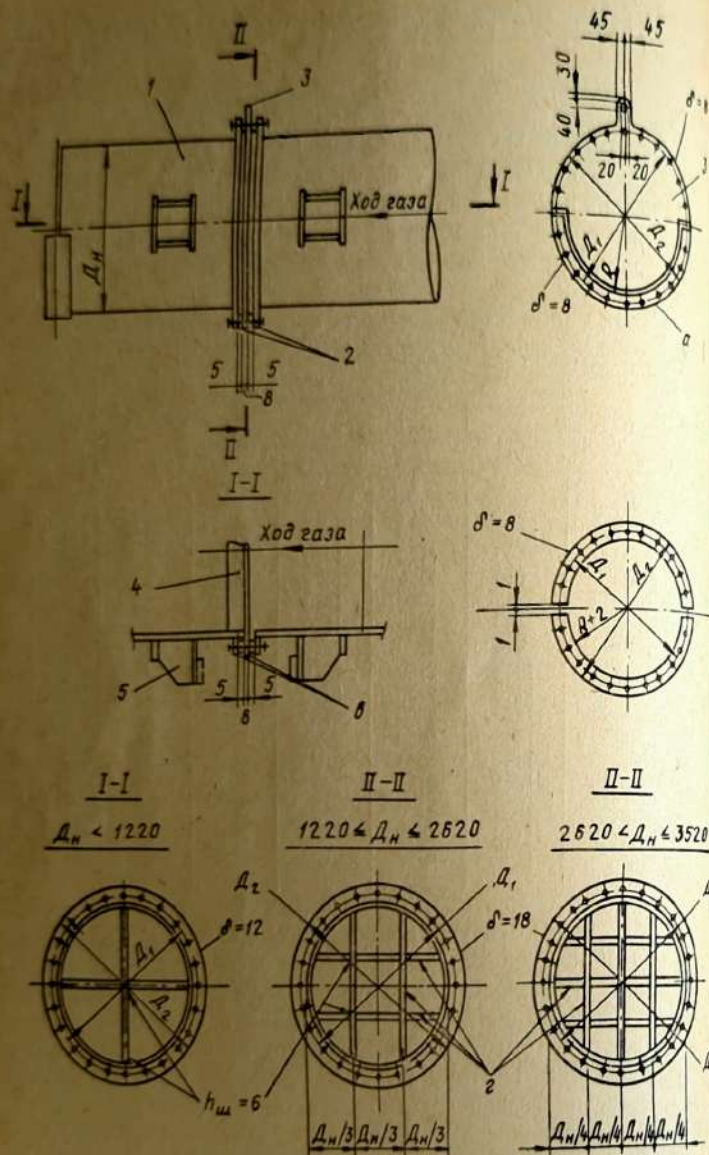


Рис. III.1. Схема установки заглушек:

1 — трубопровод; 2 — фланцы; 3 — заглушка; 4 — ребра жесткости (к заглушке приварены); 5 — ребра для разжимных домкратов; а — полукольцо; б — дополнительное полукольцо; в — прокладки; г — ребра по лицевой стороне.

проникания газа в отключенный участок газопровода. Такие заглушки могут быть постоянными и временными. Постоянные устанавливают на концах труб, если известно, что к этому концу в дальнейшем присоединений труб не будет. Временные устанавливают для отсекающих участков газопроводов для их ревизии, пропарки, ремонта и испытания, а также в местах предполагаемого перспективного удлинения (рис. III.1) (табл. III.1).

Особенности установки

Технологическое оборудование соединяют с трубопроводами при помощи фланцев и бандажей (рис. III.2) или приваркой встык. Фланцы прикрепляют к газопроводам двумя угловыми швами. Согласно существующему положению все виды запорной арматуры и оборудования, имеющие штуцеры с фланцами для присоединения трубопроводов, поставляют с ответными фланцами. Исключение составляют плоские листовые фланцы для присоединения листовых заглушек, изготавливаемые совместно с трубопроводами. В местах установки оборудования, присоединяемого на фланцах, предусматривают дополнительные монтажные стыки на бандажах на расстоянии 300—500 мм от фланца. Участки патрубков длиной 300—500 мм изготавливают на заводе металлоконструкций с незаваренным продольным швом. При монтаже незамкнутый патрубок

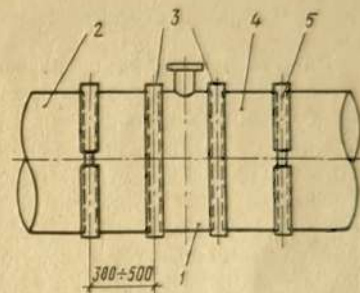


Рис. III.2. Установка технологического оборудования:

1 — оборудование; 2 — трубопровод; 3 — ответный фланец; 4 — патрубок; 5 — полубандаж.

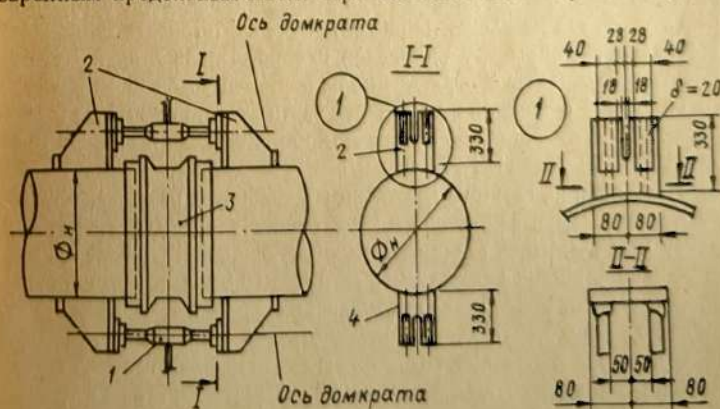


Рис. III.3. Установка разжимных домкратов:

1 — домкрат; 2 — упоры; 3 — оборудование; 4 — распределительные ребра

вставляют во фланец, выверяют и приваривают к нему. После этого заваривают продольный шов патрубка и стык на полубандаже. Измерительные средств КИП и автоматики. В ряде случаев входят в комплект средств КИП и автоматики. В ряде случаев поставляют совместно с примыкающими отрезками трубопровода, длина которых строго регламентируется этими организациями, исходя из расстояния от ближайшего поперечного сварного шва диафрагмы. Для смены технологического оборудования на газопроводах устанавливают опоры для домкратов, с помощью которых газопроводы разжимают (рис. III.3). Обслуживают и осматривают трубопровод внутри через специально установленные сварные или литые лазы.

Площадки и лестницы для обслуживания оборудования

Для обслуживания оборудования, профилактических осмотров, выполнения антикоррозионных, ремонтных и других работ устраивают специальные площадки и переходные лестницы. Они должны обеспечить возможность быстрой замены оборудования и доступа ко всем его элементам. Как правило, по всей длине трассы располагается сплошная проходная площадка. При диаметре трубы 2 м и более и невысокой температуре ее стенки можно предусматривать проход прямо по трубе с двухсторонним ограждением. В местах расположения компенсаторов и кольцевых ребер высотой более 200 м устраивают переход (обычно пандус).

При диаметре трубы менее 2 м, а также при горячих трубах для прохода делают специальную площадку с ограждением. Настил на площадках, как правило, принимается просечно-вытяжным, ребристым (из полос или элементов квадратного сечения), что предотвращает скольжение и исключает скопление пыли. Конструкция площадок не должна нарушать общей статической схемы сооружения. Это имеет особое значение при решении площадок в районе компенсаторов, где их элементы не должны препятствовать температурным перемещениям трубопроводов и опор. Вдоль всех проходных площадок устраивают ограждение из перил высотой не менее 1,2 м со сплошной обшивкой их в нижней части высотой не менее 0,14 м. Зазор между газопроводом или настилом площадки и нижней кромкой обшивки должен быть 40 мм.

Площадки и лестницы должны быть снабжены перилами высотой не менее 1,2 м и иметь сплошную обшивку по низу высотой не менее 0,14 м. Щель между настилом площадки и нижней кромкой сплошной обшивки должна быть не менее 10 мм. Ширина площадки должна быть не менее 1 м от выступающих частей оборудования. Площадки должны иметь настил, исключающий возможность скольжения, а также скопление воды и снега. Для вновь сооружаемых и реконструируемых объектов газового хозяйства лестницы к площадкам постоянного обслуживания оборудования должны иметь уклон не более 45°, а к площадкам периодического обслуживания —

более 60°. Ширина лестниц обычно не менее 0,8 м. При высоте лестниц более 18 м устраивают площадки через каждые 4—6 м.

Для доступа к площадкам периодического обслуживания, расположенным в зданиях цехов на высоте не более 3 м над уровнем пола, допускается устройство вертикальных лестниц шириной не менее 0,6 м. При выборе геометрических размеров и компоновочных решений лестниц и площадок обслуживания необходимо соблюдать требования правил техники безопасности, действующих в данной отрасли промышленности.

Глава IV. ЭЛЕМЕНТЫ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

Принципиальные схемы компоновки

Одна из основных задач рационального решения трубопроводной системы при балочной прокладке — выбор конфигурации трассы в плане и пространстве, которая определяется следующими факторами: прокладываемая трасса должна иметь наименьшую длину; напряжения в трубопроводе и усилия, передаваемые на опоры от температурных перемещений, должны быть минимальными. Эти два фактора противоположны, так как стремление максимально уменьшить длину трассы противоречит необходимости устройства дополнительных ее поворотов, обеспечивающих надежную самокомпенсацию и минимальные усилия на опорах.

Величины напряжений и усилий, вызванные внешними воздействиями, зависят от компоновки и вида опорных конструкций. Для уменьшения усилий, вызванных температурным воздействием, целесообразно понижать общую жесткость системы, что может быть достигнуто созданием плоских и пространственных изломов трассы, обеспечивающих необходимую деформативность участков (самокомпенсирующая система); установкой компенсаторов, поглощающих температурные перемещения системы.

Компенсаторы рекомендуется устанавливать в таких случаях:

- когда по условиям генерального плана невозможно создать систему достаточно малой жесткости;
 - когда расчет системы на самокомпенсацию показал наличие чрезмерно больших усилий на опоры и напряжений в трубопроводе;
 - если применение системы с компенсаторами экономически эффективно и при этом не возникают значительные неуравновешенные усилия от внутреннего давления;
 - при реконструкции или изменении схемы действующих систем.
- Компоновочную схему трассы выбирают исходя из следующих положений.

Места изменения направлений трассы рационально использовать для самокомпенсации.

Прямолинейные участки разбивают неподвижными опорами на температурные блоки, длину которых L_0 определяют исходя из

компенсирующей способности установленных компенсаторов по табл. IV.1 с учетом количества волн n . Условный перепад температуры здесь принят $\Delta t = 100^\circ \text{C}$. При ином перепаде температуры Δt_1 максимальные расстояния между концевыми опорами определяются умножением данных табл. IV.1 на коэффициент $K = \frac{\Delta t_1}{\Delta t}$. Длина температурного блока определяется по формуле $L = L_0 K n$.

Таблица IV.1. Максимальные расстояния между неподвижными опорами на прямолинейных участках

Диаметры труб, мм		на прямолинейном участке								
		Расстояния, м, при количестве волн компенсаторов								
		1			2			3		
		при толщине стенки компенсатора, мм								
		4	5	6	4	5	6	4	5	6
630	34	26	22	68	52	44	102	78	66	
720	33	26	21	66	52	42	99	78	63	
820	32	26	21	64	52	42	96	78	63	
920	32	26	21	64	52	42	96	75	63	
1020	32	25	21	64	50	42	96	75	63	
1120	46	37	31	92	74	62	138	111	93	
1220	46	36	31	92	72	62	138	108	93	
1320	46	36	31	92	72	62	138	108	93	
1420	45	36	30	90	72	60	135	108	90	
1520	45	36	30	90	72	60	135	108	90	
1620	44	35	29	88	70	58	132	105	87	
1720	44	35	29	88	70	58	132	105	87	
1820	44	34	29	88	68	58	132	102	87	
2020	44	34	29	88	68	58	132	102	87	
2220	42	34	28	84	68	56	126	102	84	
2420	42	33	28	84	66	56	126	99	84	
2520	42	33	28	84	66	56	126	99	84	
2620	42	33	28	84	66	56	126	99	84	
2820	40	32	27	80	64	54	120	96	81	
3020	40	32	27	80	64	54	120	96	81	
3220	40	32	27	80	64	54	120	96	81	
3520	40	32	27	80	64	54	120	96	81	

Внутри температурного блока устанавливают промежуточные опоры, расстояние между которыми определяется несущей способностью ведущего трубопровода, типом опор и способностью их обеспечить восприятие температурных перемещений. На рис. IV.1 приведены примеры компоновочных схем разных трасс.

Большое разнообразие конструктивных решений трубопроводных систем вызвано, прежде всего, разнообразием технологических требований и условий, необходимых для нормальной эксплуатации оборудования. Связанная с этим весьма редкая повторяемость поперечных сечений трубопроводных систем и отсутствие серийности конструкций затрудняет создание стандартных типовых схем. Опыт проектирования и изучение ряда натуральных трубопроводных систем подтверждает это положение и приводит к выводу о том, что

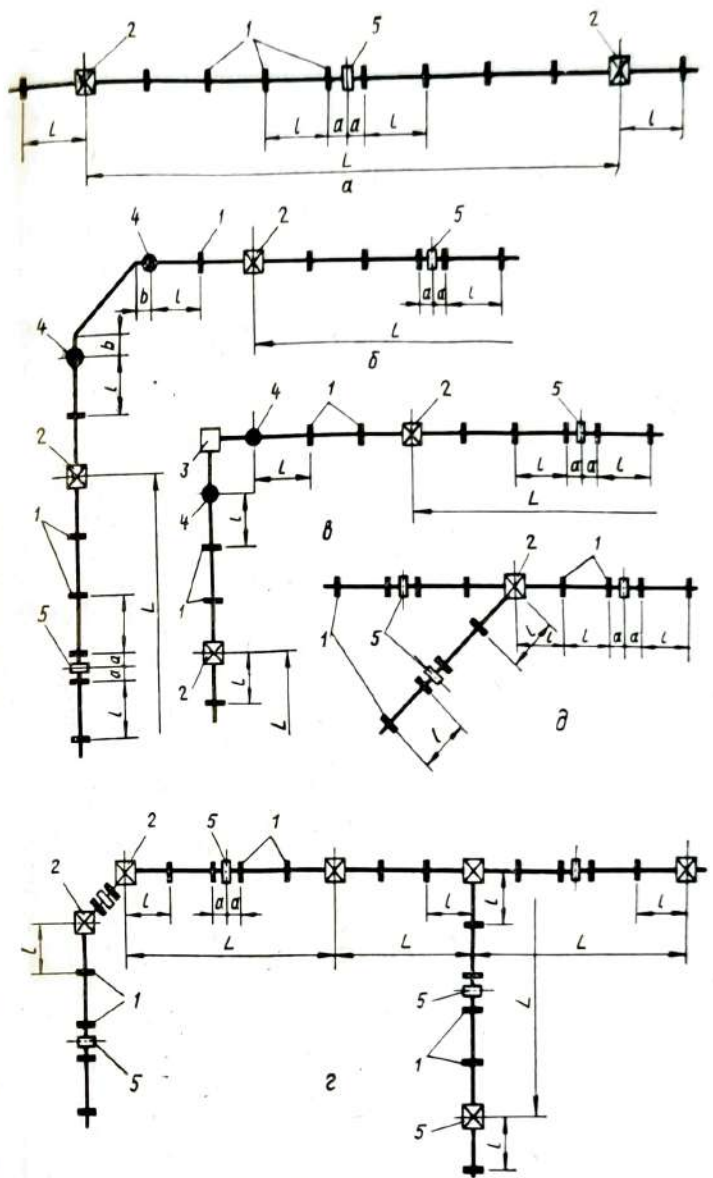


Рис. IV.1. Компоновочные схемы трасс:

1 — плоская опора; 2 — неподвижная опора; 3 — скользящая опора; 4 — маятниковая опора; 5 — компенсатор.

технологические требования трудно подчинить строительным требованиям по унификации. В то же время можно выделить некоторые характерные признаки поперечных сечений, оказывающие большое влияние на построение схемы всего сооружения. К основным признакам следует отнести:

количество и взаимное расположение трубопроводов большого диаметра;

количество и взаимное расположение ярусов сопутствующих трубопроводов.

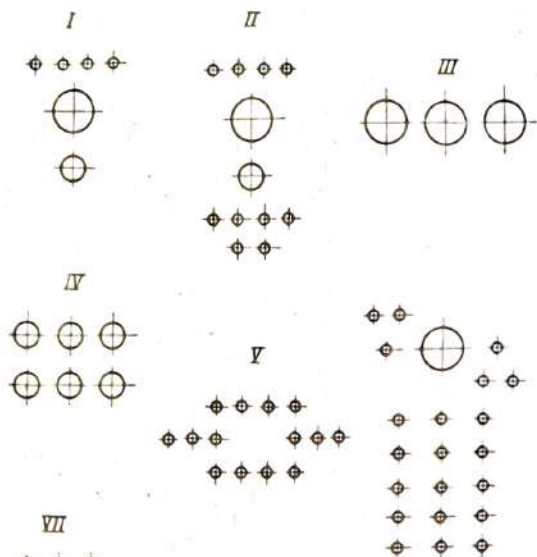


Рис. IV.2 Типы (I—VII) поперечных сечений трубопроводных систем.

Для подавляющего числа рассмотренных сооружений указанные признаки оказывают решающее значение на выбор схемы и ее конструктивное решение. Наличие того или иного из них почти всегда приводит к появлению новых конструктивных элементов, а в некоторых случаях также и к иному конструктивному оформлению системы. На основании этого, взяв за основу отмеченные признаки, поперечные сечения трубопроводных систем можно разделить на семь условных типов (рис. IV.2), которые в дальнейшем приняты в качестве основного отличительного признака построения всей системы. Для каждого из предполагаемых условных типов сечений ниже приводятся следующие экономичные и конструктивно целесообразные построения систем:

Тип I. При благоприятных условиях генерального плана система решается способом балочной прокладки с установкой компенсаторов на прямолинейных участках (рис. IV.3). Компенсаторы располагают, как правило, между двумя близко расположенными промежуточными плоскими опорами. Допускается установка

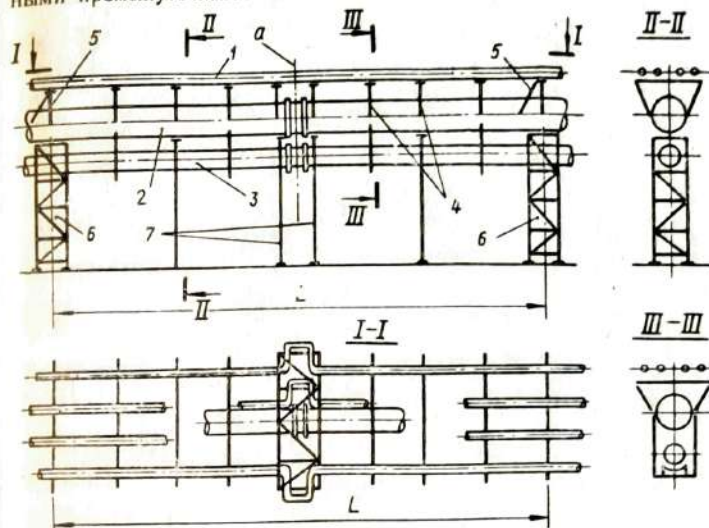


Рис. IV.3. Конструктивная схема при поперечном сечении, тип I:

1 — сопутствующие трубопроводы; 2 — трубопровод верхнего яруса (ведущий); 3 — трубопровод нижнего яруса; 4 — плоские опоры сопутствующих трубопроводов; 5 — неподвижная опора сопутствующих трубопроводов; 6, 7 — соответственно неподвижная и промежуточные опоры систем; а — ось компенсатора.

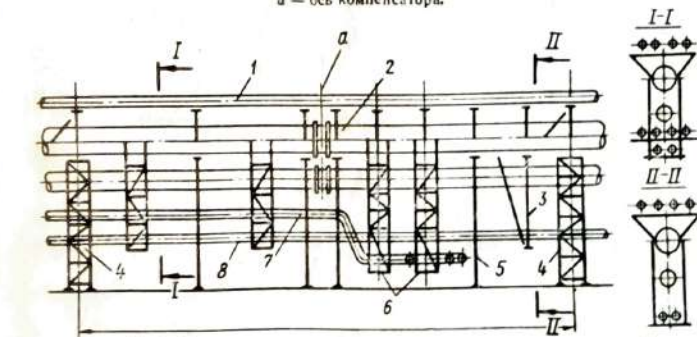


Рис. IV.4. Конструктивная схема при поперечном сечении, тип II:

1, 7, 8 — сопутствующие трубопроводы; 2 — ведущий трубопровод; 3 — неподвижная плоская подвеска; 4, 5 — соответственно промежуточные и неподвижные опоры систем; 6 — подвеска в виде рамы; а — ось компенсатора.

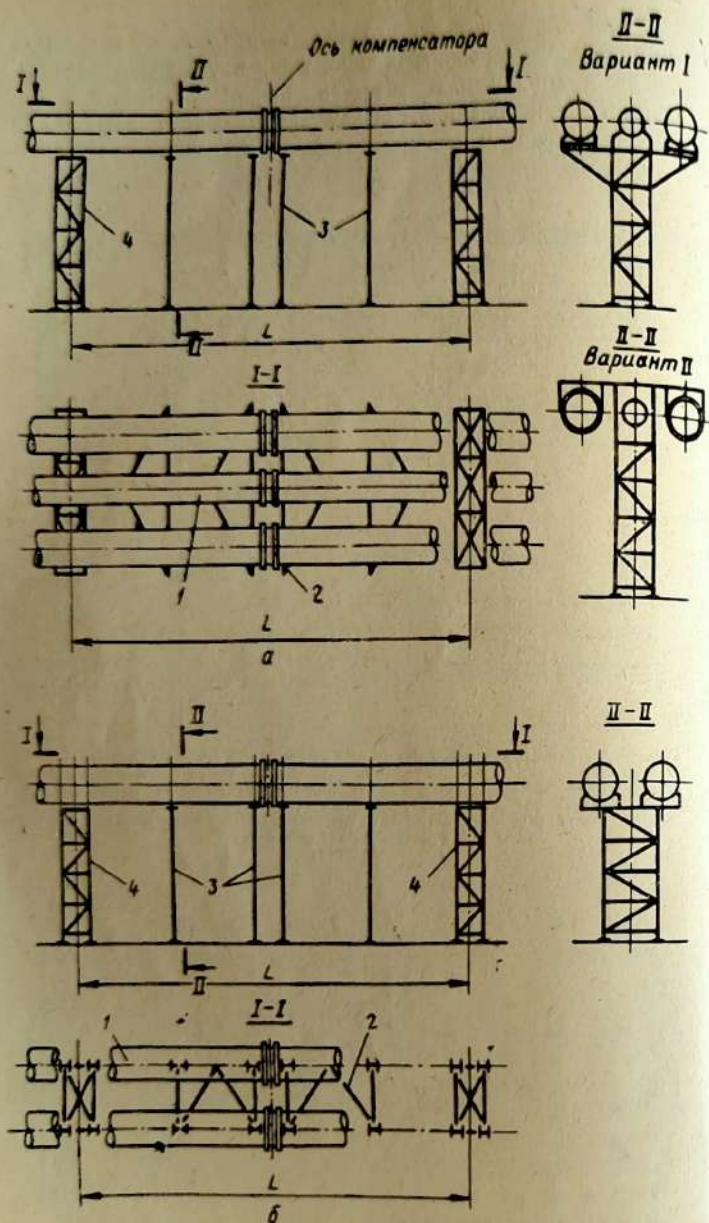


Рис. IV.5. Конструктивная схема при поперечном сечении, тип III:

а — при осевом положении «ведущей» трубы; б — при боковом;
1 — трубопровод-распорка; 2 — подкос; 3, 4 — соответственно промежуточные и неподвижные опоры.

компенсатора по оси пространственной опоры. При этом опирание трубопровода на одну ветвь должно быть неподвижным, а на другую — подвижным. Расстояние между промежуточными опорами определяется несущей способностью ведущего трубопровода. Если этот пролет оказывается недопустимым для второй трубы, то применяют дополнительные подвески. Верхний ряд технологических трубопроводов опирается на систему кронштейнов, прикрепленную к ведущему трубопроводу. Опирание труб на кронштейны бывает подвижным (скользящим или на катках) или неподвижным.

Тип II. Система решается (как и для типа I) по балочной схеме с устройством дополнительных опор для трубопроводов нижнего яруса. Эти опоры выполняют в виде плоских качающихся рам при одном ярусе труб и пространственных или плоских закрепленных рам при числе ярусов более одного (рис. IV.4). В связи с возможностью односторонней перегрузки рам их вертикальные элементы выполняют жесткими.

Тип III. Здесь следует различать 2 случая: все трубы эксплуатируются только одновременно и имеют одинаковый температурный режим; трубы могут эксплуатироваться неодновременно или имеют разные температурные режимы. В первом случае система решается аналогично поперечному сечению типа I. Во втором случае такое решение может привести к перекосам, закручивающим промежуточные опоры. Во избежание этого можно рекомендовать несколько решений. Первое — постановка по всей трассе пространственных опор с подвижным опиранием труб. Такая схема в связи со значительными горизонтальными нагрузками от трения приводит к утяжелению опор и фундаментов. Второе — использование одной трубы для закрепления ее за промежуточные плоские опоры*. Остальные трубы подвешивают к специальной надстройке (рис. IV.5, а) либо опирают через подвижные опорные части. При прокладке двух труб можно принять схему, показанную на рис. IV.5, б. Одна труба используется для закрепления ветвей опор, вторая опирается подвижно.

Тип IV отличается от типа III наличием второго яруса труб большого диаметра. Системы с одинаковыми температурными режимами всех труб встречаются редко. Поэтому по всей трассе целесообразно применение пространственных опор с подвижным опиранием труб. Возможно также аналогичное принятому решению для типа III с подвесками.

Тип V. Поперечное сечение с большим числом труб небольшого диаметра предполагает применение эстакадной прокладки с устройством специальных пролетных строений и подвижных опираний труб.

Тип VI. Конструктивная сложность закрепления всех сопутствующих трубопроводов к основной трубе вызывает необходимость

* Берелович Л. И., Любим А. Е., Сафронков В. Ф. А. / С. 400767 «Устройство для закрепления трубопроводов». Б. И. 40, 1973.

устройства пролетных строений с расположением по верху их труб проводов большого диаметра.

Тип VII. Небольшие диаметры трубопроводов предполагают устройство облегченных пролетных строений, основным назначением которых является ограничение прогибов для создания непрерывного одностороннего уклона.

Типы трубопроводов и способы их сопряжения

Трубопроводы, в зависимости от требуемых диаметров и толщины стенок, могут быть выполнены как из готовых (катаных или сварных) труб заводского изготовления, так и из труб, свальцованных из отдельных обечаек.

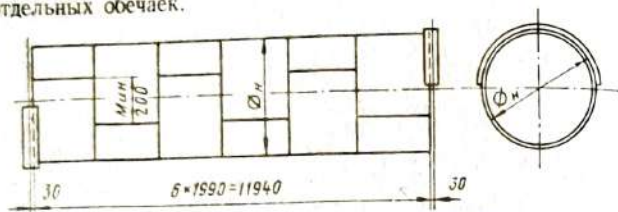


Рис. IV.6. Монтажная марка трубопровода.

Минимальная рекомендуемая толщина стенки газопровода 5 мм, вентиляционных воздуховодов — 3 мм. При надежной защите от коррозии толщина стенки газопроводов может быть уменьшена до 4 мм, а для приточных вентиляционных воздуховодов — до 2 мм.

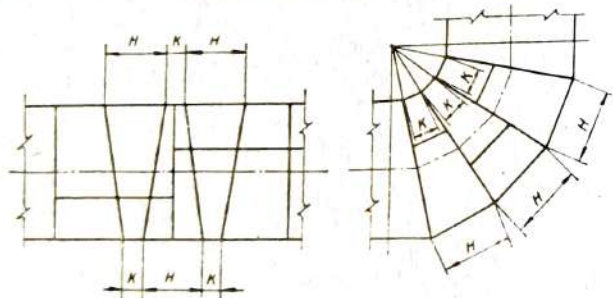


Рис. IV.7. Раскрой угловых элементов труб.

Газовоздуховоды диаметром до 1420 мм, как правило, изготавливают из цельносварных труб.

Царги труб диаметром 630—820 мм рекомендуется изготавливать из одного листа длиной 6000 мм с одним продольным швом, а царги труб диаметром 2020—3500 мм — из двух листов с двумя продольными швами (рис. IV.6). Обечайки криволинейных частей трубопроводов вырезают из цельносварной или ранее свальцованной сваренной трубы (рис. IV.7) независимо от расположения ее швов.

Стыковые швы труб следует выполнять с полным проваром, равнопрочными основному металлу и обеспечивающими плотность соединений. Разделки кромок стыковых швов выполняют в соответствии с ГОСТ 9467-75. Максимальную длину отправочной марки трубопровода принимают исходя из условий транспортировки и длины платформы (не более 11,8 м).

Собирают трубопроводы с помощью полубандажей, заранее приваренных на заводе к концам отправочных марок (рис. IV.8). Это позволяет контролировать и устранять неточности изготовления конструкций, разбивки опор. При устройстве стыков на криволинейных участках, при наличии патрубков и в других случаях, требующих пространственной рихтовки участков газозовоздухопровода, верхний полубандаж следует приваривать только на монтаже к обеим отправочным маркам. Бандажи приваривают угловыми швами снаружи и изнутри. Толщина бандажа и высота углового шва принимаются равными толщине стенки трубы. В трубах малого диаметра (до 800 мм) при расположении стыков в местах, в которых $M < 0,5 M_{\max}$, допускается при обеспечении необходимой прочности приваривать бандажи только снаружи. При этом толщина бандажа и высота углового шва должны приниматься равными 1,2 толщины стенки.

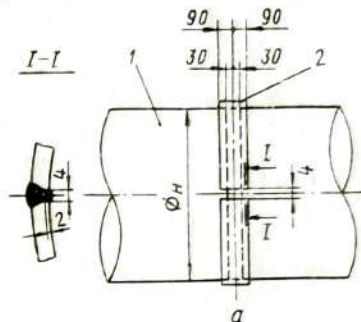


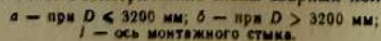
Рис. IV.8. Монтажный стык трубопровода:

1 — трубопровод; 2 — полубандаж;
а — ось монтажного стыка

Монтажные стыки трубопроводов располагают, как правило, в местах наименьших усилий, возможно ближе к опорам и с учетом требований монтажа. В точках изменения направления при создании технологического уклона также устраивают монтажные стыки на бандажах. При наличии соответствующих грузоподъемных средств и сборочных стендов целесообразно укрупнять перед подъемом две отправочные марки с помощью сварки встык.

Геометрические размеры сварных колен назначают исходя из минимальной ширины детали $K \geq 200$ мм (см. рис. IV.7) и размещения бандажа на конце колена. Радиус кривизны сварного колена, как правило, принимают не менее диаметра трубопровода. В трубопроводах диаметром менее 1220 мм для обеспечения ширины детали $K \geq 200$ мм радиус изгиба оси обычно больше диаметра трубы. На рис. IV.9 показаны геометрические схемы сварных колен трубопроводов применительно к рекомендуемым радиусам изгиба их оси.

Если возможно образование конденсата, газозовоздухопроводы выполняют с уклоном. Удаляют конденсат через водоотводчики, расстояние между которыми, как и величину уклона, определяют



41

Опоры трубопроводов и их конструктивные схемы

В соответствии с классификацией опор, приведенной в табл. I на рис. IV.11 показаны принципиальные схемы каждого типа опор. Решетка опор, как правило, проектируется треугольной или лентаскособой с совмещенными (в пространственных опорах) поперечными узлами. При больших размерах опоры в плане и больших

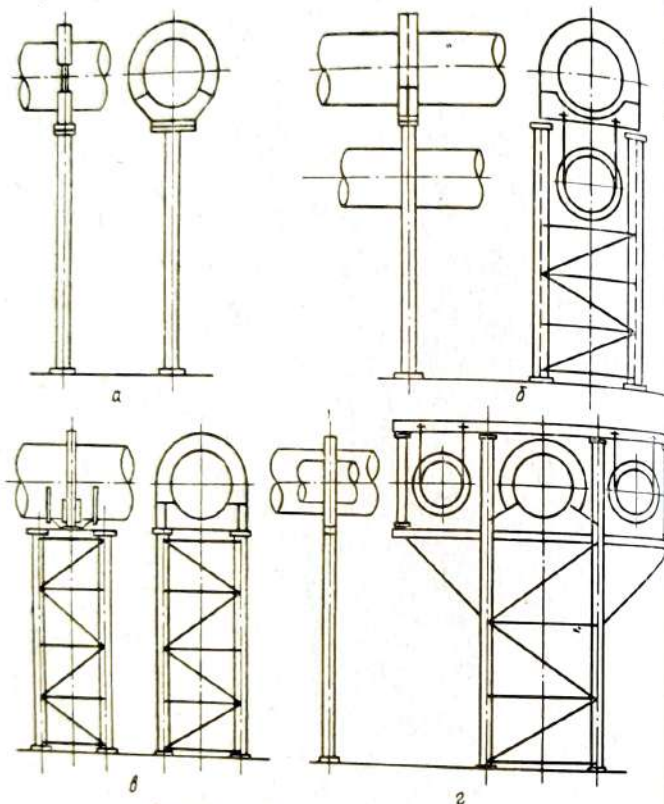


Рис. IV.11. Схемы опор трубопроводов:

а — маятниковая; б, в — плоская промежуточная; г — пространственная

перечных силах можно применять крестовую решетку, элементы которой подбирают обычно из расчета работы их только на растяжение. Если невозможно воспринять усилие одним растянутым элементом, также при экономическом обосновании элементы можно принимать сжатыми.

При многотрубной прокладке схема решетки определяется необходимостью пропустить трубопроводы сквозь опору. При невозможности

ности устройства решетки во всех панелях принимаются конструктивные меры по обеспечению восприятия опорой поперечной силы, например создание рамных участков.

В связи с технологическим уклоном трубопровода, а также учитывая различные планировочные отметки района прокладки трассы, опоры получаются разной высоты. Максимально увеличить количество опор одной высоты можно, изменяя отметки верха фундаментов и размеры седла или одной панели. Низ опорных плит башмаков колонн должен возвышаться над поверхностью земли не менее чем на 200 мм и не более чем на 400. В некоторых случаях при относительно коротких опорах, которые за счет частичного защемления анкерными болтами при удлинении трубопровода не обеспечивают достаточной податливости, ветви опор опирают на фундамент через центрирующие подкладки, приближающие узел к шарнирному. При необходимости создания более гибкой схемы опоры можно проектировать рамной конструкции. Податливость их выше чем решетчатых.

При прокладке сопутствующих трубопроводов необходима своя независимая система опор, устанавливаемых на несущие трубопроводы. Опорные конструкции сопутствующих трубопроводов не должны препятствовать температурным расширениям основной несущей системы, для чего принимаются соответствующие меры — устройство независимых опор, скользящих столиков, овальных дыр и др.

Опоры сопутствующих трубопроводов

В трубопроводной системе параллельно с основными трубопроводами больших диаметров прокладывают так называемые сопутствующие трубопроводы, количество и диаметры которых различны. При балочной прокладке все они опираются на ведущий трубопровод и komponуются в общую независимую систему. Опоры таких трубопроводов стандартизированы официальными документами — межведомственными нормами (мн) и могут быть разными по характеру. Следуя классификации, приведенной в [21], они разделяются на четыре категории (табл. IV.2): опоры неподвижные с защемлением и без; направляющие; подвижные, обеспечивающие свободу перемещений в горизонтальной плоскости; подвижные для перемещения трубопровода одновременно в горизонтальной и вертикальной плоскостях.

Неподвижные заземляющие опоры исключают возможность любых перемещений трубопровода, а неподвижная опора без заземления допускает угловые перемещения. Направляющие опоры (скользящие либо катковые) четко фиксируют направление перемещения трубопровода. Ликвидация ограничительных элементов превращает опору в подвижную, дающую возможность трубопроводу перемещаться во всех направлениях, кроме вертикально вниз. К этой же группе относятся и подвесные опоры, обеспечивающие возможность перемещения трубопровода в горизонтальной плоскости. Одна из

Таблица IV.2. Характер работы опор сопутствующих трубопроводов

Категория опор	Тип опоры	Характер работы опоры	Норматив
I	Неподвижная заземляющая (мертвая опора) без заземления	Препятствует любым перемещениям трубопровода. Шесть жестких связей Препятствует любому линейному перемещению. Три жесткие связи	МН 4008-4010-4013-4015
II	Направляющая	Препятствует линейным перемещениям в плоскости, перпендикулярной оси трубы. Две жесткие линейные связи	МН 4016
III	Скользящая односторонняя	Запрещает линейное перемещение трубопроводов вниз. Одна жесткая линейная односторонняя связь	МН 4008-4009-4011-4012-4014-4015
VI	Подвеска		
	Пружинная подвеска	Дает возможность упругого смещения закрепленной точки по вертикали. Одна упруго-податливая двусторонняя линейная связь	МН 3941-3966

серьезных задач проектирования трубопроводов — создание системы конструкций, на которых устанавливаются опоры сопутствующих

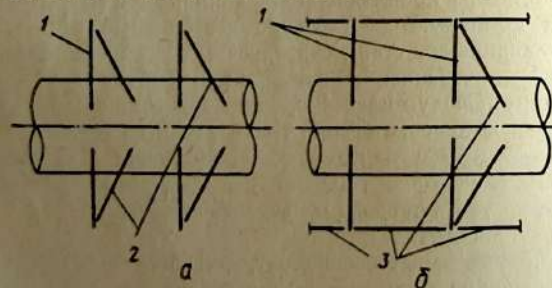


Рис. IV.12. Элементы подопорных конструкций:

а — подкосная система; б — связевая система; 1 — кронштейны; 2 — подкосы; 3 — связи.

щих трубопроводов. Такие конструкции принято называть подопорными. Наиболее простая подопорная конструкция — кронштейны на ведущем трубопроводе. Здесь необходимо, кроме передачи вертикальной нагрузки, обеспечить восприятие горизонтально

нагрузки, вызванной температурным удлинением трубопровода. При незначительных горизонтальных усилиях они могут быть восприняты специально подобранным сечением верхнего пояса кронштейна достаточной жесткости. При больших усилиях необходимы специальные мероприятия — устройство подкосов к каждому кронштейну или создание связевой системы (рис. IV.12).

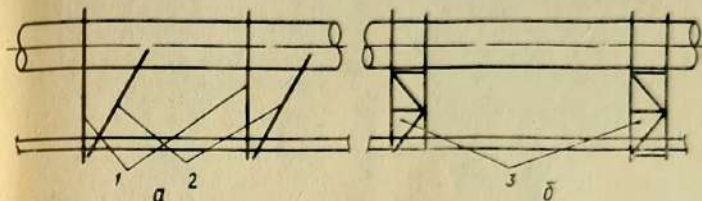


Рис. IV.13. Подвеска сопутствующих трубопроводов:

а — система с подкосами; б — система с развитыми подвесками; 1 — плоские подвески; 2 — подкосы; 3 — развитые пространственные подвески.

В ряде случаев одиночные сопутствующие трубопроводы могут опираться на отдельные столики, расположенные на ведущем трубопроводе. Распространено устройство подопорных элементов в виде подвесных конструкций. Аналогично кронштейнам, в зависимости

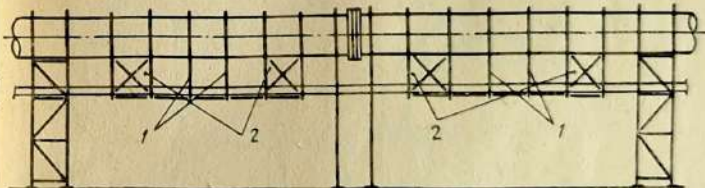


Рис. IV.14. Пример связевой системы для подвески трубопроводов:

1 — плоские подвески; 2 — связевая панель.

от величины и места приложения приходящихся на них горизонтальных сил, их можно выполнять плоскими с подкосами или системой связей, а также пространственными — развитыми в направлении действия сил (рис. IV.13).

При устройстве продольной связевой системы следует обращать особое внимание на то, чтобы не создать препятствий для температурных перемещений ведущего трубопровода. Для этого связевыми системами не пересекают компенсаторы, а располагают их на участках между последними (рис. IV.14). Для крепления сопутствующих трубопроводов широко применяют различного рода подвесные опоры как для одиночных труб, так и для нескольких труб на одной опоре.

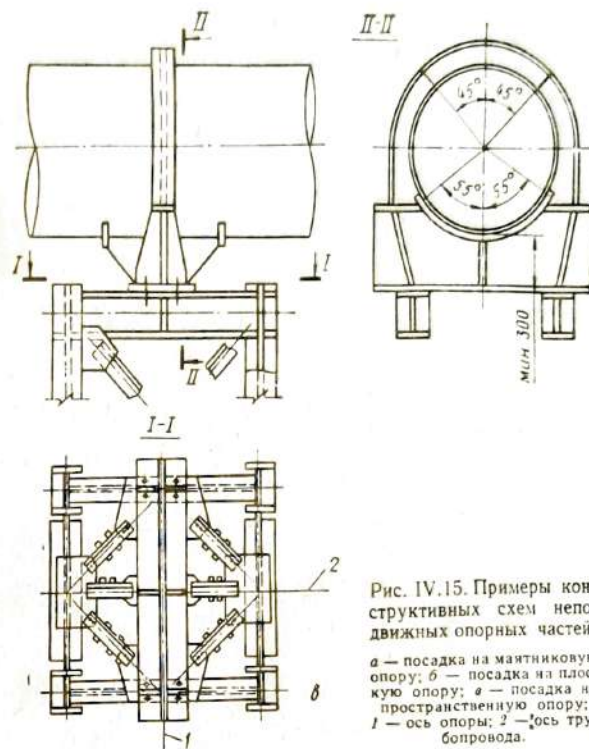
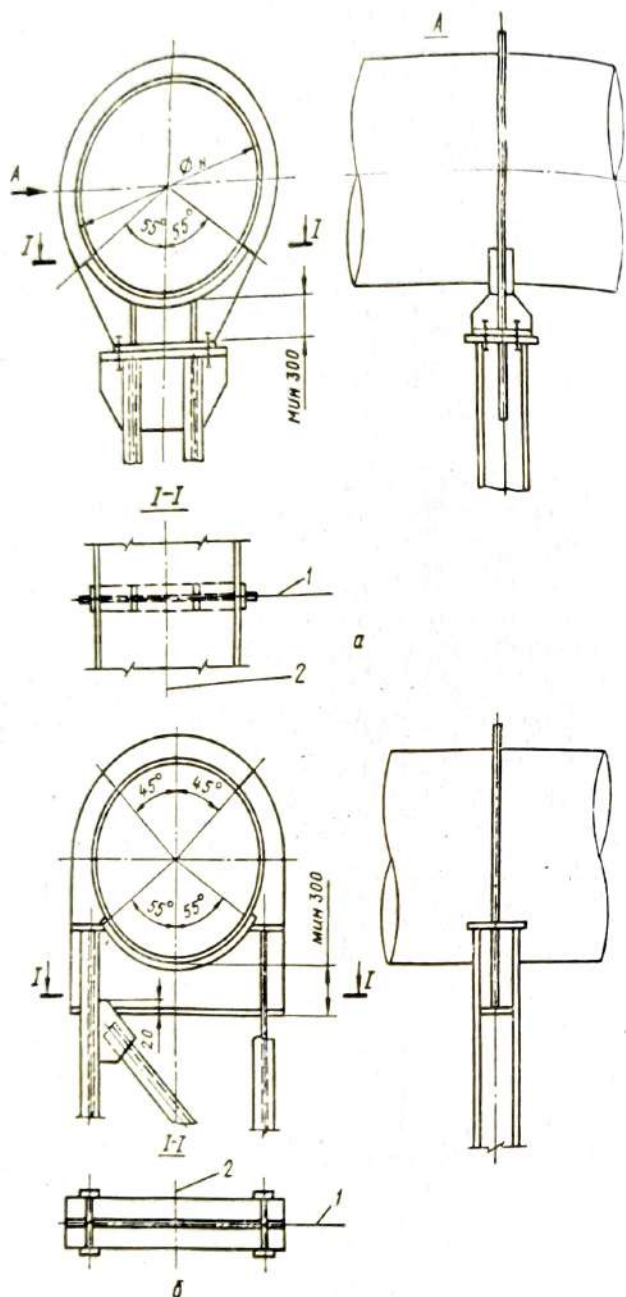


Рис. IV.15. Примеры конструктивных схем неподвижных опорных частей:
 а — посадка на маятниковую опору; б — посадка на плоскую опору; в — посадка на пространственную опору;
 1 — ось опоры; 2 — ось трубопровода.

Опорные части трубопроводов

Опираются трубопроводы через специальные опорные части. Приняв за основу классификацию, приведенную выше, опорные части можно разделить на подвижные и неподвижные. При помощи неподвижных опорных частей трубопроводы крепятся неподвижно к маятниковым, плоским и пространственным опорам через опорное седло (рис. IV.15).

При помощи подвижных опорных частей трубопроводы опираются на пространственные опоры, чем обеспечивается возможность их свободных перемещений. Подвижные опорные части бывают: а) скользящие, в которых скольжение происходит по плоскости соприкосновения (контакта) опорной части с опорой (рис. IV.16); б) катковые, в которых подвижность в одном или во всех направлениях обеспечивается качением катков (в последнем случае катки ставятся взаимно перпендикулярно в двух ярусах); в) шариковые, в которых подвижность в любом направлении обеспечивается качением шариков.

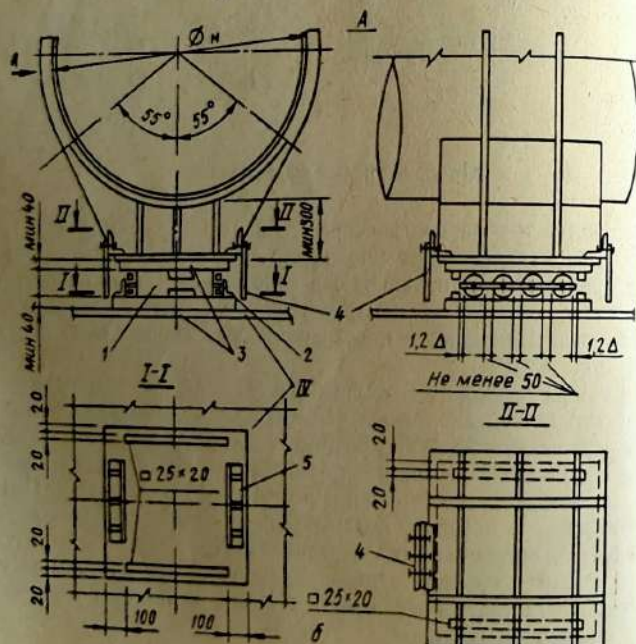
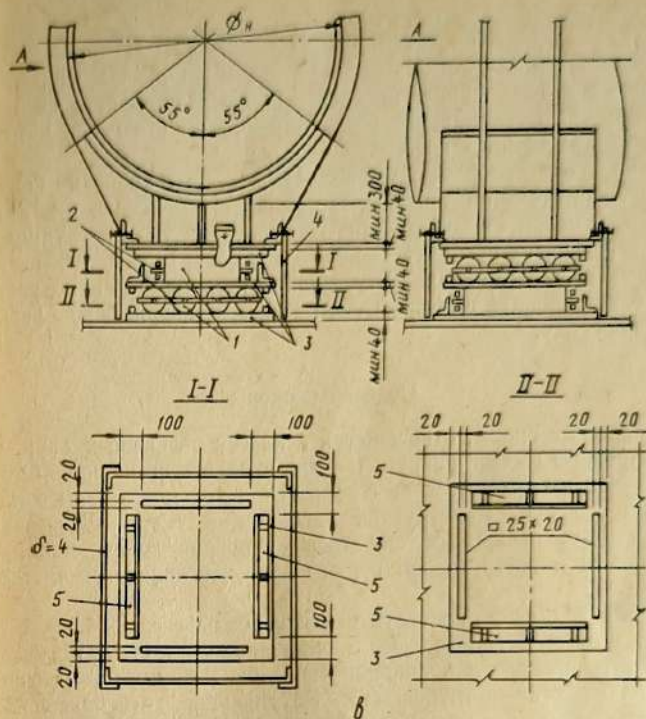


Рис. IV.16. Примеры конструктивных схем подвижных опорных частей:

а — посадка на скользящую опору; б — посадка на катковую одноярусную опору; в — посадка на катковую двухъярусную опору; 1 — катки; 2 — фиксирующая планка; 3 — плоскости качения; 4 — защитный кожух; 5 — упор; I — плоскость скольжения; II — ось трубопровода; III — ось опоры; IV — элемент опоры.



Опорные и промежуточные ребра жесткости

Опорные части трубопроводов конструктивно оформляются в виде опорного седла, которое входит в состав опорного ребра (шпангоута). Опорные ребра — ответственные элементы системы, так как обеспечивают передачу всех видов нагрузки с трубопровода на опоры и позволяют сохранить в опорном сечении круговой контур поперечного сечения трубопровода без изменений. В зависимости от опорной реакции опорные ребра могут быть плоскими, одно- и двустенчатыми. Одним из ответственных мест является узел сопряжения опорного ребра с седлом. Здесь должно быть обеспечено равнопрочное их сопряжение при помощи сварных швов.

При проектировании трубопроводов широко применяют промежуточные кольцевые ребра жесткости (шпангоуты), которые предназначены либо для передачи на трубопровод сосредоточенных нагрузок, либо для сохранения контура поперечного сечения трубопровода под воздействием неосесимметричной нагрузки. Кольцевые ребра, передающие сосредоточенные нагрузки, выполняются, как правило,

одностенчатыми и komponуются из отдельных кольцевых элементов соединяемых равнопрочными стыками. Элементы ребер вырезаются из листового металла различными методами раскроя. С учетом снижения расхода материала предпочтение следует отдавать так называемому экономичному раскрою. Приваривают эти ребра к трубопроводам расчетными швами с двух сторон.

К кольцевым ребрам, служащим только для сохранения контура поперечного сечения, предъявляют несколько менее жесткие требования. В целом их конструкция не отличается от конструкции ребер, передающих нагрузку. Однако здесь могут быть допущены сгибы элементов ребер внахлестку, а также (при определенных условиях) односторонние или прерывистые швы, приваривающие ребра к трубопроводу.

Подвесные опоры

Подвесные опоры, относящиеся к классу подвижных опор, распространены весьма широко, так как практически не препятствуют перемещению трубопровода в горизонтальной плоскости в направлении его оси. Конструктивно подвесные опоры оформляются по-разному, однако все они создают опорное устройство малой жесткости и обеспечивают перемещение закрепляемого трубопровода.

Наиболее простая конструктивная форма подвесной опоры — подвески в виде круглых тяжей. Верхние концы закрепляются на несущем трубопроводе или опорной конструкции, а нижние поддерживают подвешенный трубопровод. Как правило, трубопровод подвешивают за опорное кольцевое ребро, а в ряде случаев — без него — помощью полосового элемента, так называемого полотенца. Простота подвески за ребро, так как такое решение обеспечивает четкую передачу усилий и восприятие поперечных сил, а также позволяет сохранить неизменным контур поперечного сечения.

Работоспособность подвесных опор определяется их гибкостью, зависящей, в основном, от длины подвесок. Изучение работы подвесных опор и опыт их проектирования позволяют рекомендовать оптимальную длину подвесок, равную 1,5—2 большего по величине диаметра трубопровода. При более коротких подвесках необходимо принимать меры по обеспечению перемещения трубопровода. Здесь могут быть рекомендованы составные подвески, опирание подвесок через осевой элемент или при помощи передвижной каретки и др.

Применяются также подвесные опоры в виде опорных балок, прикрепленных через подвески, с расположением на балках одного или нескольких трубопроводов. В последнем случае компоновка рядов трубопроводов на одной опоре допускается только для трубопроводов с общей системой опор и работающих постоянно в одном температурном режиме.

При прокладке трубопроводов по опорам разной жесткости, в состав которых входят и подвески, для обеспечения проектного положения трубопровода в процессе эксплуатации успешно применяются пружины, например, тарельчатые, включаемые в опорный узел подвески.

Особенно благоприятно такое решение сказывается на подвесках воздухопроводов горячего дутья доменных печей к несущим балкам. При изменении положения опор балок наличие тарельчатых пружин обеспечивает равномерное включение в работу всех подвесных опор.

РАЗДЕЛ ВТОРОЙ. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДОВ

Глава V. НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ТРУБОПРОВОДЫ

Виды нагрузок и воздействий

Внутренние усилия в ведущем трубопроводе и во всех несущих элементах трубопроводной системы, включая опоры и фундаменты, появляются от внешних и внутренних нагрузок. Причем эти нагрузки зависят от вида проходящих через трубопроводы газов или жидкостей, их температуры, характеристики окружающей среды, условий проведения испытаний и т. п. На трубопровод может одновременно действовать большое количество нагрузок, относящихся к различным категориям — собственная масса, отложение конденсата внутри трубопровода, отложение пыли на его поверхности, внутреннее давление газов и др. Одновременно возможно действие ветрового и температурных деформаций. Наряду с нормальными условиями эксплуатации бывают случаи резкого повышения давления, температуры, отложения осадков и конденсата из-за нарушения технологического процесса. Особенность учета нагрузок на трубопроводную систему состоит в том, что все элементы входящие в систему, работают совместно, имея неодинаковую жесткость, осадку, режимы работы. Поэтому трудно выделить вид нагрузки, являющийся определяющим при проверке несущей способности сооружения. Специальные условия эксплуатации трубопроводов позволяют классифицировать нагрузки по направлению действия на вертикальные и горизонтальные, вдоль и поперек трассы.

К вертикальным относятся собственная масса конструкций, трубопроводов, технологического оборудования, обслуживающих площадок, масса осадков и отложений внутри и снаружи труб, полезная нагрузка на площадках и лестницах.

К горизонтальным нагрузкам относятся действие ветра, температурное расширение конструкций, силы трения в местах установок, компенсаторов на подвижных опорных частях, нагрузки от давления газов и жидкостей.

В соответствии с [36] эти нагрузки классифицируются по времени действия на постоянные, временные длительные, кратковременные и особые. При этом следует иметь в виду, что одни и те же нагрузки могут иметь разную интенсивность и относиться к разным категориям. Так например, внутреннее давление газовой среды при эксплуатации является временной длительной нагрузкой, давление при испытаниях — кратковременной нагрузкой.

В табл. V.1 приведена классификация нагрузок по длительности воздействия в соответствии с [36], а также указаны коэффициенты перегрузок.

Если определить вертикальные нагрузки не очень трудно, так как они практически не зависят от конструктивной формы сооружения, то определение горизонтальных нагрузок требует дополнительных расчетов, учитывающих геометрические параметры сооружения, расположение элементов в системе и т. п. Прежде всего это относится к ветровым воздействиям и температурным деформациям.

Таблица V.1. Нагрузки на трубопроводы [28]

Классификация нагрузок	Составляющие нагрузок	Коэффициент перегрузки
Постоянные	Собственная масса отдельно стоящих опор и эстакад с ограждающими конструкциями и обслуживающими площадками. Масса трубопроводов с технологической арматурой и опорными частями	1,1 (0,9)
Временные длительные	Масса изоляции и футеровки Масса транспортируемой жидкости при эксплуатации Масса отложений внутри трубопровода при эксплуатации Температурные технологические воздействия (разность температур) Внутреннее давление при эксплуатации	1,2 (0,9) 1* 1,1 1,2**
Кратковременные	Масса людей и ремонтных материалов на площадках и мостиках Масса производственной пыли Снеговая нагрузка Ветровая Температурные климатические воздействия (разность температур) Масса воды при гидравлических испытаниях Внутреннее давление при испытаниях Сейсмическое воздействие	1,2 1,2 1,4 1,2 1,2 1 1 1
Особые	Масса отложений внутри трубопровода при резком нарушении режима эксплуатации Температурные технологические воздействия (разность температур) при резком нарушении режима эксплуатации	1 1

* Для воды. Для других жидкостей и отложений коэффициент устанавливается специальными документами.

** Для трубопроводов предприятий черной металлургии 1,15.

Учет ветровых воздействий связан с определением давления ветра, зависящего не только от места расположения сооружения, но и от его динамических характеристик, геометрических размеров трубопроводов, их взаимного расположения.

Температурные деформации возникают в связи с климатическим перепадом температур или с нагревом трубопроводов при прохождении через них продуктов. При изменении температуры трубопровода на 100°С его длина изменяется на 1,2 ... 1,4 мм на 1 пог. м. Компенсация температурных удлинений только за счет их упругого сжатия возможна лишь при изменении температуры до 30°С.

В расчете температурные воздействия учитывают на стадии возведения и эксплуатации конструкции, т. е. расчет на эксплуатацию с учетом возможной разности температур, возникающую в процессе эксплуатации конструкции с момента ее замыкания в статическую систему, называемую температурой замыкания. В некоторых случаях необходим учет перепада температур по чению элементов.

Особенности ветровых воздействий

Основные параметры ветра — направление и скорость (м/с) определяются иногда в баллах международной шкалы.

Совокупность повторяемости направлений ветра в определенном районе земной поверхности в течение года, откладываемых по розам в одинаковом масштабе, определяет важную характеристику ветрового потока, называемую розой ветров. Роза ветров позволяет определить преобладающие направления ветрового потока, что непременно учитывается при выборе места расположения сооружений.

Еще один параметр ветра, характеризующий степень равномерности движения потока во времени, — порывистость. Она обусловлена атмосферной турбулентностью, при которой происходит интенсивное перемешивание частиц воздуха в поперечном направлении с последующими беспорядочными завихрениями. Порывы ветра возникают вследствие торможения частиц воздуха о земную поверхность, конвекционного обмена между слоями воздушных масс, трения между движущимися с разной скоростью слоями. Порывистость ветра оценивают с помощью статистических величин пульсации ветрового потока: математического ожидания, среднего квадратического отклонения, закона распределения пульсации потока во времени как непрерывной случайной величины. Резкое кратковременное усиление ветра до 20 м/с и более называется шквалом.

Важной характеристикой порывов ветра являются их размеры. Несмотря на то, что размеры порывов по высоте и ширине носят случайный характер, все же существуют наиболее вероятные значения: высота порывов составляет примерно $L/4$, а ширина $L/15$. Это обстоятельство необходимо учитывать при расчете высотных и протяженных в плане сооружений.

Для территории Советского Союза составлена карта районирования по степени интенсивности ветра. На ней [36] вся территория страны разбита на семь ветровых районов. Отдельно выделены горные массивы. Каждому району соответствует скорость ветра, наблюдаемая раз в 5 лет и измеряемая на высоте 10 м над поверхностью земли. Большая часть территории СССР (65%) относится к I—III ветровым районам и только 8% — к V—VII районам с особенно сильными ветрами; 20% территории приходится на горные местности.

Рельеф местности играет очень важную роль в изменении структуры ветра. Это особенно заметно при сравнении данных

структуре ветра в черте города и в пригороде, в лесной зоне и открытом поле, в резко пересеченной местности, изобилующей оврагами, холмами, и на равнине, в горной местности, насыщенной пиками и вершинами, и в защищенных долинах.

Изменение структуры ветрового потока с увеличением высоты от поверхности земли в пределах нижнего слоя атмосферы находит отражение в вертикальных профилях средних скоростей ветра. Обычно используется степенная зависимость скорости ветра от высоты

$$V(z) = V_{10} \left(\frac{z}{10} \right)^{\alpha} \quad (V.1)$$

или логарифмическая

$$V_z = V_{10} \frac{\ln z/z_0}{\ln 10/z_0}, \quad (V.2)$$

где $V(z)$ и V_{10} — скорость ветра на уровнях z и 10 м; z_0 — параметр шероховатости (высота, на которой скорость ветра равна нулю); α — параметр, связанный с турбулентностью приземного слоя. Эти зависимости отражают закон изменения пограничного слоя в непосредственной близости от земли, вызванного трением турбулентного потока о поверхность земли. Таким образом, формирование профиля скорости ветра в пограничном слое атмосферы полностью обуславливается шероховатостью подстилающей поверхности земли. В отечественной научной литературе предпочтение отдается формуле (V.1), в то время как зарубежные исследователи используют формулой (V.2).

Показатель степени α во многом зависит от шероховатости местности. Так, для равнинной местности значение α меньше, чем для местности, насыщенной разными элементами шероховатости. Для открытой местности с небольшими препятствиями (степи, берега и низкие острова внутренних вод) принимают $\alpha = 0,16$. Для местностей, равномерно покрытой препятствиями высотой 10—15 м (жилые окраины городов, лесные массивы), $\alpha = 0,22$. Для местностей с крупными элементами шероховатости (центры больших городов, застроенные многоэтажными зданиями) $\alpha = 0,33$.

Ветровое воздействие на многие сооружения столь существенно, что ветровая нагрузка часто играет определяющую роль в создании напряженного состояния сооружений. Поэтому изучение действия ветровой нагрузки на тела разной формы имеет первостепенное значение для обеспечения прочности и устойчивости сооружений [29].

Ветровая нагрузка определяется по уравнению кинетической энергии ветрового потока, согласно которому давление ветра (скоростной напор) пропорционально квадрату скорости потока V

$$q = \frac{1}{2} \rho V^2,$$

где ρ — массовая плотность воздуха.

В этой формуле за расчетную скорость V можно принять максимальную скорость ветра, наблюдавшуюся однажды за очень

большой отрезок времени (50—100 лет). Однако расчет ветровой нагрузки по абсолютному максимуму неэкономичен. С другой стороны, если ветровую нагрузку рассчитать по средней скорости ветра, то окажется малой, а сооружения, рассчитанные по средней скорости, будут непрочными. Наиболее целесообразно в качестве расчетной принимать максимальную скорость заданной обеспеченности. В зависимости от типа сооружения и срока его предполагаемой эксплуатации (т. е. долговечности) используется скорость ветра соответствующей обеспеченности, под которой здесь понимают минимальную повторяемость (или вероятность) скорости ветра определенного значения. При расчете сооружения на ветровую нагрузку задается степень допустимого риска R , т. е. вероятность того, что нагрузка превысит нормативную хотя бы один раз в n лет

$$R = 1 - \left(1 - \frac{1}{T}\right)^n, \quad (V)$$

где T — период повторения норматива, $T = 1/\psi$; ψ — вероятность того, что нагрузка превысит нормативную один раз в году.

Связь между обеспеченностью и степенью риска [8]

Вероятность (обеспеченность) норматива ψ , проц.	50	20	20	10	5	2	1
Период повторения норматива T , годы	2	5	5	10	20	50	100
Длительность эксплуатации сооружения n , годы	2	5	10	10	20	50	100
Вероятность превышения норматива (степень риска) R , проц.	75,0	67,2	89,3	65,2	64,2	63,6	63,4

Формула (V.3) позволяет по заданной длительности эксплуатации сооружения (долговечности) n и периоду повторения нормативной нагрузки T определить степень риска R , или, наоборот, по заданным величинам R и n вычислить период повторения норматива T .

Ветровая нагрузка определяется с помощью специальных норм. Во многих странах действуют свои региональные нормы. В Советском Союзе такими нормами являются «Строительные нормы и правила. Нагрузки и воздействия».

Скоростные напоры ветра на высоте 10 м над поверхностью земли [36]

Районы СССР	I	II	III	IV	V	VI	VII
Скоростной напор, кгс/м ²	27	35	45	55	70	85	100

Принятое в нашей стране районирование территории по скоростным напорам ветра связано с назначением нормативной величины скоростного напора, соответствующей значению скорости ветра на высоте 10 м над поверхностью земли (при двухминутном интервале осреднения), превышаемой в среднем 1 раз в 5 лет ($T = 5$). Кроме

того, действуют «Строительные нормы и правила. Строительная климатология и геофизика» [35], где в разделе о ветре содержатся подробные данные о повторяемости и средней скорости ветра по направлениям, наибольшей скорости ветра за 1, 5, 10, 15 и 20 лет в различных районах страны.

Если информация о структуре ветра для предполагаемого района строительства в строительных нормах отсутствует или недостаточна, приходится использовать данные наблюдений местных гидрометеорологических служб о скорости ветра с повторяемостью 1 раз в 5 лет. При этом наблюдения проводятся на высоте 10 м над уровнем земли с последующим двухминутным осреднением мгновенных значений скорости ветра. Нормативный скоростной напор уточняется по формуле

$$q = \frac{1}{2} \rho V^2 \alpha_k^2,$$

т. е. вводится поправочный коэффициент к скорости ветра V , полученной из обработки результатов наблюдений по флюгеру,

$$\alpha_k = 0,75 + \frac{5}{V}. \quad (V.4)$$

Поправка к расчетным скоростям ветра по формуле (V.4) вводится в тех районах, где она превышает 20 м/с. Введение ее обосновано тем, что расчетные скорости ветра, приведенные в Справочнике по климату СССР, получены по данным наблюдений за ветром с помощью флюгера, который, как правило, завышает скорости сильных ветров по сравнению с их истинными значениями.

Изложенные данные распространяются и на особо ответственные и уникальные сооружения типа магистральных газопроводов, висячих переходов и т. п., а также сооружений, строящихся в горных районах, когда районирование по СНиПУ [36] недостаточно и требуется микрорайонирование зоны строительства.

Плотность атмосферного воздуха ρ зависит от давления, температуры и влажности окружающей среды. Если температура и влажность воздуха могут значительно флуктуировать в течение суток, месяца, года, то давление, в основном, зависит от абсолютных отметок строительной площадки. Понижение атмосферного давления, связанное с увеличением высоты местности относительно уровня моря, приводит к уменьшению плотности воздуха. В то же время, при прочих равных условиях, повышение температуры окружающей среды также снижает плотность воздуха. С этими обстоятельствами иногда необходимо считаться. В большинстве случаев принимают $\rho = 0,125 \text{ кг} \cdot \text{с}^2/\text{м}^4$ и, соответственно,

$$q = \frac{V^3}{16}.$$

При определении ветровой нагрузки на элементы конструкций, расположенные над поверхностью земли выше 10 м, вводят

поправочные коэффициенты (табл. V.2), за исключением горных местностей, для которых эти коэффициенты принимают на основании данных специальных обследований и изысканий. Для сооружений расположенных на высоте до 5 м от поверхности земли, допускает снижение скоростного напора на 25%.

Таблица V.2. Поправочные коэффициенты, учитывающие возрастание скоростного напора ветра с увеличением высоты [36]

Тип местности	Высота над поверхностью земли, м						
	10	20	40	60	100	200	330 и выше
А	1	1,25	1,55	1,75	2,1	2,6	3,1
Б	0,65	0,9	1,2	1,45	1,8	2,45	3,1

Примечание. Значения коэффициента α , учитывающего изменение скоростного напора в зависимости от высоты и типа местности, определяются по данным табл. V.2.

К типу А относятся открытые местности (степи, лесостепи, пустыни, открытые побережья морей, озер, водохранилищ). К типу Б относятся города с окраинами, лесные массивы и другие подобные местности, равномерно покрытые препятствиями высотой не более 10 м. Для промежуточных высот значения α определяются линейной интерполяцией данных табл. V.2. В пределах отдельных зон зданий и сооружений при высоте каждой зоны не более 10 м величины коэффициента α допускается принимать постоянной.

Расчетные нагрузки и сочетания их одновременного действия

При расчете трубопроводных систем нормативные величины нагрузок следует принимать по данным проектных заданий и нормативных документов. При отсутствии этих материалов их можно принимать по данным, приведенным ниже и в табл. V.3 [28].

Материал отложений в трубопроводах

Плотность материала, кг/м³

Пыль колониальная; отложения грязного и полужидкого газов в трубопроводах на сплошных площадках и на поверхности труб 2000
Конденсат в трубопроводах чистого газа и в воздухопроводах холодного дутья 1000
Наледь 900

Полезная нормативная нагрузка на площадках и лестницах

Переходные площадки и лестницы 2000 Па
Площадки обслуживания оборудования 3000 "

Величины углов, соответствующие заполнениям при нормальном режиме эксплуатации и резком его нарушении, приведены в табл. V.4

Нормативную нагрузку от массы внешних отложений пролетной водосточной пыли определяют для трубопроводов и обслуживающих площадок, расположенных на расстоянии не более 100 м от источника выделения пыли и имеющих наклон не более 30°. Нормативная нагрузка принимается равной: для обслуживающих площадок и элементов пролетного строения — 1000 Н/м², для трубопроводов —

Нагрузка от отложений пыли на трубопроводах (при нормативной нагрузке в соответствии с [28])

D, мм	Нагрузка, Н/м	D, мм	Нагрузка, Н/м
720	320	1620	720
820	360	1820	810
920	410	2020	900
1020	450	2220	990
1120	500	2420	1080
1220	540	2620	1170
1320	590	2820	1260
1420	630	3020	1350
1520	680	3220	1440
		3520	1580

Таблица V.3. Нормативная нагрузка на 1 м длины от массы отложения внутри трубопровода на стадии эксплуатации [28]

Диаметр газопровода, мм	Нормативная нагрузка, Н, от					
	влажного очищенного газа		сухого очищенного газа	грязного доменного газа		
	на горизонтальные газопроводы	на местные пониженные участки газопроводов	на горизонтальные газопроводы	на горизонтальные газопроводы и наклонные (под углом не более 30°)	на наклонные газопроводы (под углом более 40°)	на газопроводы неадаптивной конфигурации
620	750	800	150			
720	900	1000	200			
820	1050	1250	220			
920	1200	1500	250			
1020	1350	1750	270			
1120	1500	2000	300			
1220	1600	2200	350	2400	700	6000
1320	1770	2470	380	2200	870	7250
1420	1940	2740	420	3500	1040	8600
1520	2100	3000	450	4000	1200	10 000
1620	2260	3260	480	5000	1500	12 500
1720	2420	3520	510	6000	1800	15 000
1820	2580	3780	540	7000	2100	17 500
2020	2900	4300	600	8000	2400	20 000
2220	3220	4960	660	10 500	3300	26 000
2420	3540	5600	720	13 000	4200	33 000
2620	3860	6420	780	16 000	5000	40 000
2820	4180	7460	840	19 000	5800	48 000
3220	4500	8500	900	22 500	6500	55 000
3520	5400	12 000	1100	27 000	8000	67 000

Примечания: 1. Для газопроводов влажного и сухого очищенного газа, наклоненных под углом более 10°, нагрузки принимаются в размере 50% от соответствующих величин для горизонтальных газопроводов. При углах наклона 0—10° нагрузки принимают по линейной интерполяции.

2. Для газопроводов грязного доменного газа при углах наклона 30—40° нагрузку принимают по линейной интерполяции. Для газопроводов полужидкого доменного газа нагрузки принимают в размере 50% от соответствующих величин для грязного доменного газа.

3. Нормативная нагрузка от массы отложений внутри трубопроводов при резком нарушении режима эксплуатации принимается в 2,5 раза больше соответствующей нагрузки на стадии эксплуатации, но не более массы отложений, занимающих 70% внутреннего объема трубопроводов

450 Н на 1 м² их горизонтальной проекции. Для решетчатых п...
док нагрузку от пыли не учитывают.

Масса 1 пог. м трубопровода приведена в табл. V.5.

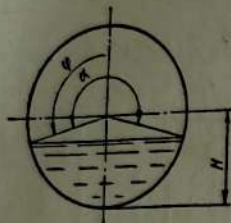
Нормативную разность температур для определения темпера...
ных деформаций и усилий вычисляют по формуле

$$\Delta t^n = t_{\text{макс}} - t_{\text{зам}} \text{ или } \Delta t^n = t_{\text{зам}} - t_{\text{мин}},$$

где $t_{\text{макс}}$ и $t_{\text{мин}}$ — наибольшая и наименьшая температура конст...
ции при эксплуатации; $t_{\text{зам}}$ — температура конструкции в мом...
замыкания системы.

Нормативная температура $t_{\text{макс}}$ металла для трубопрово...
транспортирующих газ повышенной температуры, принимается...
технологическому заданию или при его отсутствии по табл.

Таблица V.4. Величины углов заполнения
трубопроводов отложениями



D, мм	При обычном технологическом процессе		При резком нарушении технологического процесса	
	α град	α град	α град	α град
630	1,959	112° 15'	1,306	74° 50'
820	2,068	118° 29'	1,537	88° 04'
1020	2,146	122° 57'	1,681	96° 19'
1220	2,217	127° 01'	1,805	103° 25'
1420	2,257	129° 19'	1,873	107° 19'
1620	2,297	131° 36'	1,931	110° 38'
1820	2,325	133° 13'	1,980	113° 27'
2020	2,352	134° 46'	2,024	115° 58'
2220	2,377	136° 12'	2,061	118° 05'
2420	2,398	137° 24'	2,094	120° 00'
2620	2,421	138° 43'	2,128	121° 56'
2820	2,436	139° 34'	2,150	123° 11'
3020	2,451	140° 26'	2,175	124° 37'
3220	2,463	141° 07'	2,193	125° 39'
3420	2,478	141° 59'	2,214	126° 51'
3620	2,488	142° 33'	2,227	127° 36'

Максимальная и минимальная температура для опор, а также т...
бопроводов, транспортирующих газ с температурой наружного в...
духа, принимается по расчетной температуре наружного возду...
определяемой по [36]. Температура замыкания $t_{\text{зам}}$, если не...
известно фактическое время окончания монтажа, определяется по [36]

Таблица V.5. Масса 1 пог. м труб

D, мм	Масса, кг, при толщине δ, мм									
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
630	61,7	77,1	92,4	107,5	122,7	137,8	152,9	167,9	182,9	
720	70,1	88,2	105,6	123,1	140,5	157,8	175,1	192,3	209,5	
820	80,5	100,5	120,4	140,3	160,2	180	199,7	219,4	239,1	
920	90,4	112,8	135,2	157,6	179,9	202,2	224,4	246,6	268,7	
1020	100,2	125,1	150	174,9	199,6	224,4	249,1	273,7	298,3	
1120	110,1	137,5	164,8	192,1	219,4	246,6	273,7	300,8	327,9	
1220	119,9	149,8	179,6	209,4	239,1	268,8	298,4	328	357,5	
1320	129,8	162,1	194,4	226,7	258,8	291	323	355,1	387,1	
1420	139,7	174,5	209,2	243,9	278,6	313,2	347,7	382,2	416,7	
1520	149,5	186,8	224	261,2	298,3	335,4	372,4	409,3	446,2	
1620	159,4	199,1	238,8	278,4	318	357,5	397	436,5	475,8	
1720	169,3	211,5	253,6	295,7	337,7	379,8	421,7	463,6	505,4	
1820	179,1	223,8	268,1	313	357,5	401,9	446,3	490,7	535	
1920	189	235,1	283	330,2	377,2	424,1	471	517,8	564,6	
2020	198,9	248,4	298	347,5	396,9	446,3	495,7	545	594,2	
2120	208,7	260,8	312,8	364,7	416,7	468,5	520,3	572,1	623,8	
2220	218,6	273,1	327,6	382	436,4	490,7	545	599,2	653,4	
2320	228,4	285,4	342,4	399,3	456,1	512,9	569,6	626,3	683	
2420	238,3	297,8	357,2	416,5	475,8	535,1	594,3	653,5	712,6	
2520	248,2	310,1	372	433,8	495,6	557,3	619	680,6	742,2	
2620	258	322,4	386,8	451,1	515,3	579,5	643,6	707,7	771,8	
2720	267,9	334,8	401,6	468,3	535	601,7	668,3	734,8	801,4	
2820	277,8	347,1	416,4	485,6	554,8	623,9	692,9	762	830,9	
2920	287,6	359,4	431,2	502,8	574,5	646,1	717,6	789,1	860,5	
3020	297,5	371,7	446	520,1	594,2	668,3	742,3	816,2	890,1	
3120	307,4	384,1	460,7	537,4	613,9	690,5	766,9	843,3	919,7	
3220	317,2	396,4	475,5	554,6	633,7	712,6	791,6	870,5	949,3	
3320	327,1	408,7	490,3	571,9	653,4	734,8	816,2	897,6	978,9	
3420	337	421,1	505,1	589,2	673,1	757	840,9	924,7	1008,5	
3520	346,8	433,4	519,9	606,4	692,8	779,2	865,6	951,9	1038,1	
3620	356,7	445,8	534,7	623,7	712,6	801,4	890,2	979	1067,7	

Таблица V.6. Температура стенок трубопроводов;
принимается при отсутствии специального задания

Конструкция	Температура стенки трубопровода, град. С, при режиме эксплуатации	
	нормальном	нарушенном
Газопровод чистого доменного газа	50	80
То же коксового газа	75	90
Воздухопровод холодного дутья	150	200
Футерованные газозвудукопроводы	100	150

Коэффициенты трения «сталь по стали» принимаются равными [28]:

В скользящих опорных частях:	0,3
максимальный	0,15
минимальный	0,1
В катковых вдоль оси качения	Как для скользящих опор
В перпендикулярном направлении	
В шариковых	

Ветровую нагрузку учитывают только в направлении поперечной трубопроводной системы и определяют в соответствии с требованиями [36] по данным, приведенным на стр. 57. Коэффициенты лобового сопротивления, зависящие от взаимного расположения труб, определяют по [13] и данным гл. X.

Таблица V.7. Снеговая нагрузка на трубопроводы (при нормативной нагрузке в соответствии с [36])

D, мм	Нагрузка, Н/м, для снеговых районов					
	I	II	III	IV	V	VI
630	90	126	180	270	360	450
720	105	147	210	315	420	525
820	120	168	240	360	480	600
920	135	189	270	405	540	675
1020	150	210	300	450	600	750
1120	165	231	330	495	660	825
1220	180	252	360	540	720	900
1320	195	273	390	585	780	975
1420	210	294	420	630	840	1050
1520	225	315	450	675	900	1125
1620	240	336	480	720	960	1200
1720	255	357	510	765	1020	1275
1820	270	378	540	810	1080	1350
2020	300	420	600	900	1200	1500
2220	330	462	660	990	1320	1650
2420	360	504	720	1080	1440	1800
2520	375	525	750	1125	1500	1875
2620	390	546	780	1170	1560	1950
2820	420	588	840	1260	1680	2100
3020	450	630	900	1350	1800	2250
3220	480	672	960	1440	1920	2400
3520	525	735	1050	1575	2100	2625

Снеговую нагрузку учитывают только для газопроводов охлажденного газа; для газопроводов горячего газа ее не учитывают. Если непосредственно над газопроводом расположен другой газопровод или обслуживающая площадка со сплошным настилом, предотвращающая попадание снегового покрова, снеговую нагрузку также не учитывают.

В табл. V.7 приведены значения снеговой нагрузки для труб разных диаметров, определенных по формуле

$$P^s = P_0 c D,$$

где P_0 — нормативная снеговая нагрузка для данного снегового района по [36], Н/м²; c — коэффициент перехода для труб равен 0,3; D — диаметр трубопровода, м.

В соответствии с указаниями [36] при одновременном действии на трубопровод нагрузок нескольких категорий следует учитывать

Таблица V.8. Комбинации нагрузок [28]

Нагрузки	Основное сочетание			Особое сочетание
	Коэффициенты сочетаний при вариантах комбинаций			
	I	II	III	I
Постоянные	1	1	1	0,9
Одна кратковременная	1	—	—	0,7 *
2-3 кратковременных	—	0,9	—	—
Более трех кратковременных	—	—	0,8	—
Временные длительные	1	1	1	0,8
Одна из особых	—	—	—	1

* Только масса людей и ремонтных материалов на площадках и мостиках.

коэффициенты их сочетаний. Основываясь на классификации нагрузок, приведенной в табл. V.1, и руководствуясь коэффициентами их сочетаний, (табл. V.8) определены возможные варианты комбинаций нагрузок для основного и особого сочетаний.

Нормативные коэффициенты и предельные перемещения

Коэффициенты условий работы γ принимают по [32]:

Наименование конструкций	Коэффициент
Трубопроводы при расчете на прочность	0,9
Трубопроводы в местах возможного появления краевых эффектов:	
при учете концентрации местных напряжений .	1,25
без учета концентрации местных напряжений .	0,85

Предельные прогибы для трубопроводов, прокладываемых по балочной схеме, принимают исходя из их эксплуатационного назначения.

Для трубопроводов, расчет которых ведется только по первой группе предельных состояний, прогиб ограничивают 1/200 величины пролета. Трубопроводы, в которых может скапливаться конденсат, проверяют по второй группе предельных состояний. Конструктивные характеристики таких трубопроводов должны обеспечить их прогиб, не препятствующий образованию непрерывного одностороннего уклона для стока конденсата, заданного технологическим заданием. С увеличением уклона трубопровода значение

критерия прочности по второй группе предельных состояний уменьшается.

Для трубопроводов, прокладываемых по эстакадам или другим несущим конструкциям, их прогибы лимитируются допускаемыми перемещениями для этих конструкций.

Глава VI. РАСЧЕТ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

Особенности расчетных положений

Трубопроводные системы, в конструкционном смысле представляющие собой строительные сооружения, по существу занимают место близкое к технологическим агрегатам, чем и обусловлены основные особенности их расчета и проектирования. Процесс формирования трубопроводных систем во многом совпадает с аналогичным процессом в строительных металлоконструкциях, однако работа системы в целом существенно отличается от работы строительных сооружений.

Трубопроводные системы komponуются в виде разветвленных сооружений, у которых длина преобладает над остальными геометрическими параметрами. На всем протяжении системы состоят из ряда конструктивных элементов, различных по геометрии, жесткости, схеме действительной работы, конструктивному исполнению и т. д. Для таких систем характерны трудности в формализации расчетной схемы и весьма условное соответствие ее принятым конструктивным закреплениям. Опоры представляют собой стержневые конструкции, которые, как правило, лишь приблизительно соответствуют идеальному назначению. Например, концевые опоры, предназначенные для жесткого восприятия усилий во всех направлениях, на самом деле обладают определенной степенью податливости на изгиб и кручение, которая проявляется сильнее с увеличением жесткости трубопровода. В то же время опоры, предназначенные для обеспечения свободных перемещений трубопровода в определенных направлениях (скользящие, катковые и т. п.), в разной степени препятствуют этому из-за наличия сил трения, которые не поддаются точной оценке. Опорные закрепления трубопроводов отличаются большой разнотипностью и одна система может включать до 5—6 их видов с разным характером работы. Этот фактор оказывает значительное влияние на компоновку расчетной схемы.

Основной стержень системы — несущий трубопровод — работает как тонкостенная цилиндрическая оболочка, подчиняющаяся законам работы пространственных конструкций. Она воспринимает усилия, присущие ей как стержню системы, например, от температурных деформаций, и, вместе с тем, в ней возникают напряжения от непосредственного действия ряда нагрузок — внутреннего давления, массы заполнения и т. п.

Несущий трубопровод, опоры, сопутствующие трубы и другие эле-

менты системы при действии эксплуатационных нагрузок ведут себя индивидуально, что делает неопределенным представление о деформационной схеме сооружения. Так, разные по величине температурные перепады, неодновременность их возникновения, различный характер опорных закреплений не дают возможности точно определить действующие усилия. Некоторые затруднения в их оценке создает также сложность монтажа сооружения с минимальными отклонениями от проектных размеров, вызываемая большой длиной сооружений.

Следует также иметь в виду ряд специфических условий эксплуатации трубопроводов, создающих особенности при проектировании систем. Низкое давление газа в промышленных тонкостенных трубопроводах и значительные поперечные нагрузки, приводящие к изгибу, в основном и отличают их от магистральных трубопроводов. Сложность условий работы и неоднотипность конструкций промышленных трубопроводов затрудняют их расчет и проектирование в большей степени, чем магистральных.

Несмотря на большое количество теоретических разработок, расчет трубопроводов, как тонкостенных цилиндрических оболочек громоздкий. Поперечная нагрузка и небольшое внутреннее давление приводят к их изгибу и деформации контура поперечного сечения.

Значительные величины отношений радиуса трубопровода R к толщине стенки t делают возможной потерю им устойчивости.

Учет отмеченных принципиальных особенностей в работе трубопроводных систем позволяет с достаточной для инженерных расчетов точностью оценить напряженное состояние трубопроводов и других элементов трубопроводных систем.

О предельном состоянии изгибаемых трубопроводов низкого давления

Основные силовые факторы, определяющие напряженное состояние трубопроводов — это внутреннее давление в трубе, ее собственная масса и нагрузка с учетом заполнения трубопровода продуктами или отложениями и сопутствующих конструкций. Эти факторы могут быть между собой в разных соотношениях.

При изучении характера напряженного состояния трубопровода очевидно возникновение от внутреннего давления кольцевых растягивающих σ_k и продольных напряжений $\sigma_{пр}$ (при закрытых заглушках). Кроме того, поперечная нагрузка вызывает продольные напряжения изгиба $\sigma_{изг}$ — сжимающие для верхней части поперечного сечения и растягивающие для нижней части, а также кольцевые напряжения. Таким образом видно, что трубопровод находится в условиях сложного напряженного состояния. Пренебрегая, вследствие их незначительности, радиальными напряжениями, можно ограничиться рассмотрением плоского напряженного состояния.

Если принять условие текучести Сен-Венана, то несущую способность трубопровода можно проверять по формулам

$$|\sigma_1 - \sigma_2| \leq \sigma_T; \quad |\sigma_1| < \sigma_T; \quad \sigma_2 = \sigma_T. \quad (VI.1)$$

По условию текучести Мизеса проверку можно выполнять по формуле

$$\sqrt{\sigma_1^2 - \sigma_1 \sigma_2 + \sigma_2^2} \leq \sigma_T,$$

где σ_1 и σ_2 — главные нормальные напряжения; σ_T — предел текучести.

Учитывая, что для малоуглеродистой стали, которая в основном применяется для трубопроводов, текучесть наступает между условиями Сен-Венана и Мизеса, тяготея к условию Сен-Венана, можно рассмотреть только условие VI.1 применительно к точке с самыми значимыми главными напряжениями. Так как кольцевые напряжения от поперечной нагрузки в наиболее напряженных точках поперечного сечения совпадают по знаку с продольными, то при оценке напряженного состояния они не учитываются.

При рассмотрении трубопровода с реальными геометрическими параметрами нетрудно убедиться, что кольцевые напряжения от внутреннего давления в промышленных трубопроводах при максимальных нагрузках составляют менее 10% продольных напряжений и не превышают 5% предела текучести.

Для точки контура поперечного сечения с разнозначными напряжениями (как правило, такая точка принадлежит верхней образующей) условие Сен-Венана в этом случае

$$\sigma_{пр} - \sigma_k = \sigma_{пр} + 0,05\sigma_T \leq \sigma_T,$$

следовательно

$$\sigma_{пр} \leq 0,95\sigma_T. \quad (VI.2)$$

В общем виде, с учетом коэффициента однородности материала трубы, может быть рекомендовано следующее условие прочности:

$$\sigma_{пр} \leq mK_1 R,$$

где R — расчетное сопротивление материала труб; m — коэффициент условий работы; K_1 — коэффициент приведения к линейному напряженному состоянию.

Для рассматриваемых трубопроводов низкого давления, исходя из выражения VI.2, следует рекомендовать $K_1 = 0,95$. Это позволяет сделать вывод о том, что изгибаемые трубопроводы низкого давления можно рассматривать в условиях линейного напряженного состояния под действием продольных напряжений.

Экспериментальные исследования таких трубопроводов подтверждают преобладающее влияние на их несущую способность продольных напряжений и показывают, что после достижения ими предела текучести дальнейшее увеличение поперечной нагрузки приводит к резкому нарастанию прогибов.

Возникновение нормальных сжимающих напряжений вызывает необходимость учета возможной потери устойчивости, влияющей на величину несущей способности трубопровода.

Величины критических напряжений потери устойчивости при изгибе нормируются. Так, нормами проектирования стальных конструкций (СНиП II-B. 3-72) предусмотрена обязательная проверка на устойчивость замкнутых круговых цилиндрических оболочек в случае внешнего сжатия. При этом условие устойчивости имеет вид

$$\sigma \leq \sigma_{0н},$$

где σ — расчетное осевое напряжение в оболочке; $\sigma_{0н}$ — критическое напряжение потери устойчивости при поперечном изгибе.

$$\sigma_{0н} = \alpha \sigma_{01},$$

где σ_{01} — критическое напряжение потери устойчивости при равномерном сжатии параллельно образующим; α — коэффициент повышения критического напряжения при внешнем сжатии.

$$\alpha = 1 + 0,1 \left[1 - \frac{\sigma_1}{\sigma_T} \right],$$

где σ_1 — расчетное осевое напряжение в оболочке; σ_1 — наибольшее напряжение у противоположного конца диаметра с учетом знака.

Для использования ЭВМ при выполнении расчетов приведенные в СНиП II-B. 3-72 дискретные значения σ_{01} , зависящие от табличных данных φ^* и s , удалось заменить непрерывными функциями. Оказалось возможным аппроксимировать такие функции в трех интервалах:

$$1. \quad 0 < \frac{r}{t} \leq 250$$

$$\sigma_{01} = 0,011192 \left(\frac{r}{t} \right)^2 - 7,2318 \left(\frac{r}{t} \right) + 2100,8.$$

$$2. \quad 250 < \frac{r}{t} \leq 500$$

$$\sigma_{01} = 0,0051113 \left(\frac{r}{t} \right)^2 - 5,7362 \left(\frac{r}{t} \right) + 2103,2.$$

$$3. \quad 460 \leq \frac{r}{t} \leq 800$$

$$\sigma_{01} = 0,000866211 \left(\frac{r}{t} \right)^2 - 1,9624 \left(\frac{r}{t} \right) + 1273,4.$$

После некоторых несложных преобразований выражение для α можно записать в следующем виде:

$$\alpha = 0,6 + \sqrt{0,36 - \frac{\sigma_N}{5\sigma_{01}}}.$$

Полученные значения σ_{01} и α позволили по методике, рекомендованной СНиП II. В. 3-72, вычислить величины критических напряжений потери устойчивости, зависимость которых от толщины стенки показана на рис. VI.1 для разных диаметров труб. График наглядно подтверждает, что для большинства труб величины критических напряжений потери устойчивости ниже, чем расчетное сопротивление стали Ст3. Лишь незначительное количество труб можно рассчитывать по прочности без учета возможной потери устойчивости.

На рис. VI.2 показаны области параметров трубопроводов, предельное состояние которых определяется прочностью и устойчивостью.

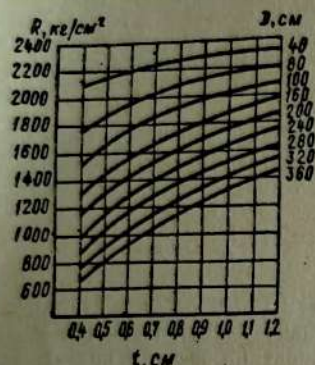


Рис. VI.1. Критические напряжения потери устойчивости трубопроводов:
D — диаметр труб; t — толщина стенки.

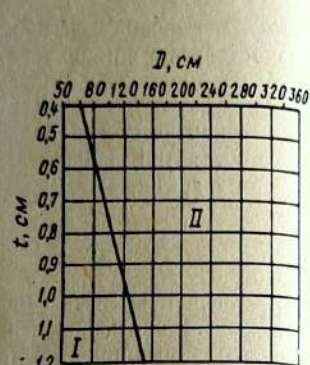


Рис. VI.2. Области расчета трубопроводов:
I — по прочности; II — по устойчивости.

востью. Материал труб принят Ст3 с пределом текучести $\sigma_0 = 240$ МПа. Полученные данные говорят о напряженном состоянии при котором напряжения, вызванные изгибом трубопровода, давлением на заглушку и продольными силами от температурных деформаций достигают значений σ_{01} и стенка трубы разрушается в результате потери устойчивости при изгибе. Предельное состояние в этом случае

$$\sigma \leq \sigma_{01}$$

Приведенные данные позволяют сделать следующие выводы.

Напряженное состояние изгибаемых трубопроводов низкого давления можно рассматривать как линейное и расчет их следует вести по теории наибольших нормальных напряжений.

Предельным состоянием изгибаемых трубопроводов низкого давления следует считать такое, при котором продольные напряжения, вызванные поперечным изгибом, давлением на заглушку и продольными силами от температурных деформаций достигают предела текучести, вследствие чего материал трубы начинает работать в упруго-пластической стадии с резким нарастанием прогибов

Для большинства надземных тонкостенных изгибаемых трубопроводов низкого давления существует предельное состояние, которое характеризуется достижением наибольшими нормальными напряжениями значений критических напряжений потери устойчивости стенки трубы при внецентренном сжатии.

Расчет трубопроводов на поперечную вертикальную нагрузку

Трубопроводы рассчитывают по предельным состояниям: а) по первой группе предельных состояний (по прочности и устойчивости); б) по второй группе предельных состояний — для трубопроводов, величина деформации которых может затруднить нормальную эксплуатацию и ограничить возможность их применения.

При расчете трубопроводов и определении напряжений приняты следующие условные обозначения: r — радиус срединной поверхности стенки оболочки; $\lambda_l = \frac{l}{r}$ — относительная длина оболочки; l — полуудлинка оболочки; x — расстояние вдоль образующей от начального поперечного сечения до произвольной точки на срединной поверхности; $\lambda = \frac{x}{r}$, $\mu = \frac{t}{r}$ — относительные величины; S — расстояние по дуге окружности срединной поверхности от некоторой начальной точки до произвольной точки на этой поверхности; $\beta = \frac{S}{r}$ — относительная величина, центральный угол; I — момент инерции сечения оболочки (пустотелой балки) относительно нейтральной оси; t — толщина стенки оболочки; σ_x — нормальные напряжения, действующие в продольном направлении; σ_z , N_z , Q_z , M_z — соответственно нормальные напряжения; нормальная и поперечная силы; изгибающий момент, действующий в кольцевом направлении; τ — касательные напряжения; M_z^0 , M_y^0 — изгибающие моменты пустотелой балки в двух взаимно перпендикулярных плоскостях; $M_{кр}^0$ — крутящий момент в пустотелой балке; Q_z^0 , Q_y^0 — поперечные силы в пустотелой балке; N^0 — нормальная сила в пустотелой балке; E — модуль упругости; G — модуль сдвига; μ — коэффициент Пуассона; n — число удерживаемых членов ряда.

Расчет трубопроводов на вертикальные нагрузки, ввиду возможного увеличения изгибающих моментов вследствие неравномерной осадки опор, выполняют по схеме однопролетной балки с пролетом, равным расстоянию между опорами.

При поперечном изгибе в трубопроводе деформируются поперечные сечения и появляются деформации. Деформации сечений связаны с изгибом стенки, что приводит к нарушению круговой формы сечения. Такая специфика в работе конструкции обуславливает резкое отличие напряженного состояния трубопровода от тонкостенной балки с недеформируемым контуром сечения.

Нагрузки, приложенные на трубопровод, по характеру воздействия можно разделить на два типа: вызывающие деформирование контура поперечного сечения трубопровода и не вызывающие деформирования контура поперечного сечения трубопровода. Деформация контура поперечного сечения возникает в трубопроводах там, где нагрузка несимметрична. К симметричной относительно продольной оси можно отнести только нагрузку типа «внутреннее давление» или «собственная масса».

При расчете на прочность от действия таких нагрузок, не вызывающих изменения формы поперечного сечения (собственная масса, масса изоляции и футеровки, полное заполнение жидкостью) трубопроводы рассчитывают по балочной схеме. Усилиям и напряжениям здесь присвоен нулевой индекс. Напряжения в любом сечении трубы и в любой точке поперечного сечения определяют как в пустотелой балке:

$$\sigma_x^0 = \frac{M_z^0}{\pi r^3 I} \cos \beta + \frac{M_y^0}{\pi r^3 I} \sin \beta + \frac{N^0}{2\pi r I}; \quad (VI.1)$$

$$\tau_x^0 = \frac{Q_z^0}{\pi r I} \sin \beta - \frac{Q_y^0}{\pi r I} \cos \beta + \frac{M_{\text{кр}}^0}{2\pi r^2 I}. \quad (VI.2)$$

Расчет трубопроводов как балки кольцевого сечения на неосесимметричные нагрузки не отвечает действительному напряженному состоянию трубопровода, так как при действии на трубопровод неосесимметричной нагрузки закон плоских сечений теряет силу. При действии неосесимметричных нагрузок (внутреннее отложение пыли, конденсата, ветровая нагрузка, обледенение и т. п.) трубы, имеющие обычно вид тонких оболочек, работают не как плоские конструкции, а как пространственные системы (оболочки с жесткими опорными кольцами), находящиеся в условиях двухосного напряженного состояния. На действие таких нагрузок трубопроводы рассчитывают как оболочки на основе гипотез технической (полубезмоментной) теории оболочек.

Напряженное состояние оболочки складывается из основного напряженного состояния пустотелой балки, которая является в данном случае основной системой, и дополнительного напряженного состояния, отражающего статическую неопределимость оболочки и характеризующего в сочетании с первым действительную работу оболочки.

Изгибающие моменты M_y^0 , нормальные силы N^0 и поперечные силы Q_x^0 в кольцевом напряжении определяются как в кольце заданной нагрузки, уравновешенной поверхностными силами

$$q = \frac{P}{\pi r} \sin \beta,$$

где P — равнодействующая внешней нагрузки на оболочку в данном сечении.

Значения M_z^0 для разных диаметров труб при наполнении их жидкостью с $\gamma = 1 \text{ т/м}^3$ до уровня, соответствующего нарушению режима эксплуатации, приведены в табл. VI.1. Усилия дополнительного напряженного состояния (обозначены буквами с чертой сверху) определяют по следующим формулам:

Таблица VI.1. Значения Φ^* и M_z^0

D, мм	Φ^*	Значения M_z^0 , Нм/см, для сечения β , град						
		0	30	60	90	120	150	180
630	-0,2	-18	-9	10	17	5	-9	-15
820	-0,22	-45	-24	22	48	21	-22	-44
1020	-0,22	-81	-44	38	91	45	-45	-87
1220	-0,21	-127	-71	55	145	81	-73	-148
1420	-0,19	-196	-113	74	213	132	-103	-220
1620	-0,18	-256	-145	109	300	191	-153	-328
1820	-0,17	-349	-201	136	396	268	-201	-443
2020	-0,16	-437	-251	175	507	354	-265	-590
2220	-0,15	-538	-309	213	638	462	-326	-751
2420	-0,15	-654	-385	261	774	574	-406	-942
2620	-0,14	-787	-455	308	911	696	-481	-1147
2820	-0,13	-939	-546	362	1095	845	-574	-1383
3020	-0,12	-1091	-635	419	1276	942	-668	-1644
3220	-0,12	-1270	-742	483	1487	1184	-770	-1925
3420	-0,11	-1149	-848	543	1695	1356	-870	-2231
3620	-0,11	-1652	-974	630	1948	1581	-1003	-2595

$$\bar{\sigma}_x = \sum \bar{\sigma}_{x_n}; \quad \tau = \sum \bar{\tau}_{x_n};$$

$$\bar{M}_s = \sum \bar{M}_{s_n}; \quad \bar{Q}_s = \sum \bar{Q}_{s_n},$$

где все величины, стоящие под знаками суммы, вычисляются по формулам

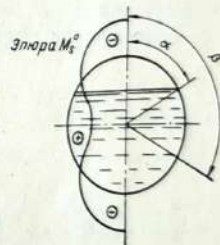
$$\bar{\sigma}_{x_n} = 2,205 \frac{1}{r^3} \Phi_n K_1 \cos n\beta;$$

$$\bar{\tau}_{x_n} = 0,838 \frac{\sqrt{n^2 - 1}}{r I} \Phi_n K_2 \sin n\beta;$$

$$\bar{M}_{s_n} = -0,318 \Phi_n K_3 \cos n\beta; \quad (VI.5)$$

$$\bar{Q}_{s_n} = -0,318 \frac{n}{r} \Phi_n K_3 \sin n\beta;$$

$$\bar{N}_{s_n} = -0,318 \frac{n^3}{r} \Phi_n K_3 \cos n\beta.$$



За начальную точку отсчета дуговой координаты β принимается точка O_1 (рис. VI.3), лежащая на диаметре оболочки, относительно которого рассматриваемая нагрузка симметрична. За начало отсчета продольной координаты α принимается сечение, лежащее на середине длины оболочки.

Коэффициенты K_1 , K_2 и K_3 имеют следующие обозначения:

$$K_1 = \left(\frac{A_l C_x - C_l A_x}{A_l^2 + 4C_l^2} \right)_n;$$

$$K_2 = \left(\frac{A_l B_x + 4C_l D_x}{A_l^2 + 4C_l^2} \right)_n;$$

$$K_3 = \left(\frac{A_l A_x - 4C_l C_x}{A_l^2 + 4C_l^2} \right)_n,$$

где

$$A_x = \text{ch } \psi_n x \cos \psi_n x;$$

$$B_x = \frac{1}{2} (\text{ch } \psi_n x \sin \psi_n x +$$

$$+ \text{sh } \psi_n x \cos \psi_n x);$$

$$C_x = \frac{1}{2} \text{ch } \psi_n x \sin \psi_n x;$$

$$D_x = \frac{1}{4} (\text{ch } \psi_n x \sin \psi_n x -$$

$$- \text{sh } \psi_n x \cos \psi_n x);$$

$$\psi_n = \frac{n}{2,632r} \sqrt{(n^2 - 1)\mu}.$$

Значения A_x , B_x , C_x и D_x табулированы в (33). Грузовые коэффициенты Φ_n определяют по формуле

$$\Phi_n = \oint M_s^0 \cos n\beta d\beta.$$

Полные напряжения и усилия:

$$\sigma_x = \sigma_x^0 + \bar{\sigma}_x; \quad \tau_x = \tau_x^0 + \bar{\tau}_x$$

$$M_s = M_s^0 + \bar{M}_s; \quad Q_s = Q_s^0 + \bar{Q}_s; \quad N_s = N_s^0 + \bar{N}_s.$$

В кольцевом направлении действуют напряжения

$$\sigma_s = \frac{N_s}{t} \pm \frac{6M_s^0}{t^2}; \quad \tau_s = 1,5 \frac{Q}{t}.$$

Достаточная прочность практического расчета оболочки на распределенные нагрузки обычно обеспечивается при удержании в выражениях (VI.3) только одного члена с $n = 2$. Тогда

$$\psi_2 = \frac{1,316}{r} \sqrt{\mu}; \quad \psi_{2x} = 1,316\lambda \sqrt{\mu}$$

$$\Phi_2 = -\frac{2}{9} \gamma r^3 \sin \alpha = \gamma r^3 \Phi_2^*.$$

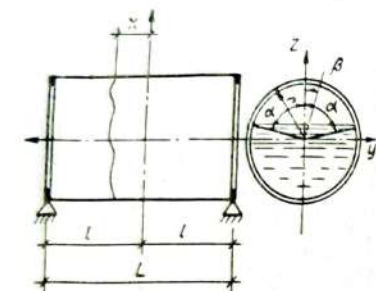


Рис. VI.3. Расчетная схема трубопровода.

Значения Φ_2^* для нагрузки, соответствующей уровню заполнения при резком нарушении технологического процесса, даны в табл. VI.1. Приведенный выше метод расчета следует использовать лишь тогда, когда невозможно сохранить форму поперечного сечения конструктивными мероприятиями, например постановкой кольцевых ребер жесткости (шпангоутов). Постановка в пролете 1—2 шпангоутов резко приближает работу оболочки к работе пустотелой балки кольцевого сечения. В этом случае с достаточной для практических расчетов точностью определение напряжений можно, как правило, ограничить формулами (VI.3), (VI.4). В гладких неподкрепленных трубопроводах

Таблица VI.2. Коэффициенты для определения напряжений

При относительной длине оболочки λ													
t , мм	4		8		10		12		16		20		
	A · 10 ⁴	B	A · 10 ⁴	B	A · 10 ⁴	B	A · 10 ⁴	B	A · 10 ⁴	B	A · 10 ⁴	B	
4	2,29	128	12,3	146	56,89	196	28,18	168	204,2	256	309,0	285	
6	1,38	128	12,3	172	57,54	232	28,18	203	186,2	298	309,0	352	
8	1,20	128	12,3	193	57,54	266	28,18	229	182,0	338	309,0	396	
10	9,3	128	12,3	214	60,26	294	28,18	248	186,2	378	309,0	436	
12	0,89	139	12,3	226	56,23	315	28,18	270	169,8	403	309,0	500	

диаметром до 2 м напряжения можно определять так же как в балке кольцевого сечения.

Учитывая громоздкость и длительность вычислений по определению элементов дополнительного напряженного состояния, для оценки величины σ_{xn} , имеющей основное влияние на общий уровень напряжений, можно рекомендовать следующую зависимость:

$$\sigma_x = A \exp \left(-\frac{B}{\sqrt{D}} \right),$$

где A и B — безразмерные коэффициенты, принимаемые по табл. VI.2; D — диаметр трубопровода, см.

Наибольшие нормальные напряжения, вызванные изменением формы поперечного сечения, наступают при $\lambda = 0,82 \sqrt{\frac{r}{t}}$. При значении $\lambda = 2,38 \sqrt{\frac{r}{t}}$ работа таких оболочек описывается работой пустотелой балки кольцевого сечения.

Контур поперечного сечения трубопроводов диаметром более 2 м можно считать неизменяемым при установке шпангоутов на расстоянии 2,5D, но не более, чем через 5 м. В пролете трубопровода устанавливают не менее одного ребра жесткости минимальным сечением 120 × 8. В местах приложения сосредоточенных нагрузок необходимо также устанавливать кольцевые ребра жесткости.

Пример расчета трубопровода. Определить нормальные напряжения σ_x и σ_z в сечениях оболочки трубопровода с относительными координатами $\lambda = 0$ и $\lambda = 0,5$ ($x = 0$ и $x = 7,1$ м). Труба $D = 2420$ мм; $t = 6$ мм; пролет $L = 28,4$ м. Нагрузка — заполнение до уровня, соответствующего резкому нарушению режима эксплуатации конденсатом плотности $\gamma = 1$ т/м³ (погонная нагрузка $q = 8850$ н/м). Собственная масса трубы не учитывается из-за незначительности.

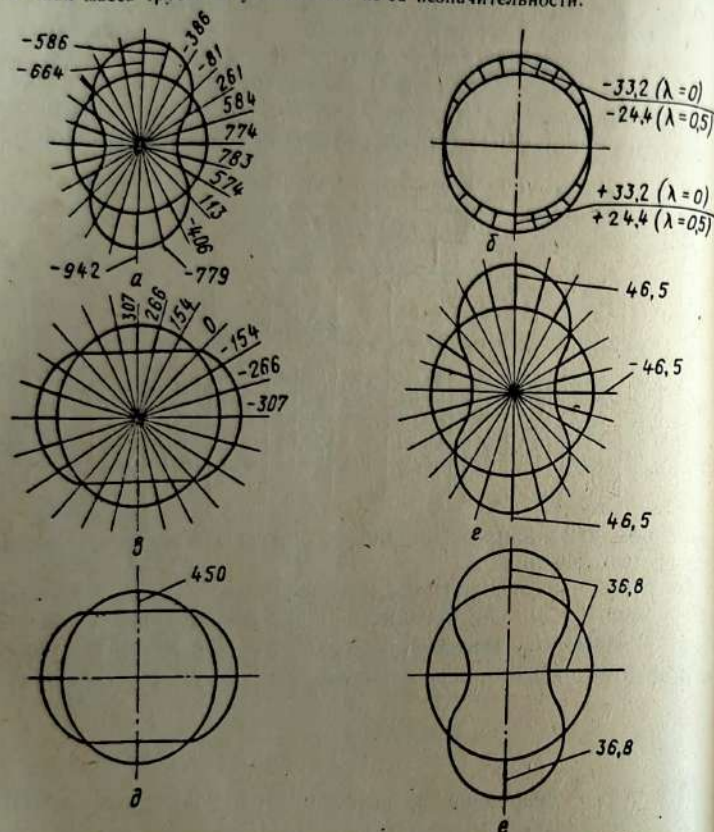


Рис. VI.4. Эпюры усилий и напряжений в кольцевых сечениях трубопровода:

а — эпюра M_z^0 ; б — эпюра σ_x^0 ; в — эпюра M_z ($\lambda = 0$); г — эпюра σ_x ($\lambda = 0$); д — эпюра M_z ($\lambda = 0,5$); е — эпюра σ_x ($\lambda = 0,5$).

Вспомогательные величины:

$$\lambda_l = \frac{l}{r} = \frac{1420}{120} = 11,8;$$

$$\psi = -0,147; \quad \Phi = -0,147\gamma r^2.$$

1. Основное состояние. Изгибающие моменты в кольцевом направлении M_z^0 в основном состоянии не зависят от координаты λ . На рис. VI.4 приведены эпюра M_z^0 , ординаты которой взяты из таблицы VI.1. Эта и последующие эпюры построены со стороны растянутых волокон. Положительный момент уменьшает кривизну оболочки.

Продольные нормальные напряжения основного состояния определяются как в однопролетной балке кольцевого сечения.

При $\lambda = 0$ $M_z = \frac{qL^2}{8} = 9 \cdot 10^7$ Нсм;

$$\sigma_x^0 = \frac{M_z}{\pi r^2 t} \cos \beta = \pm 33,2 \cos \beta \text{ МПа.}$$

При $\lambda = 0,5$ $M_z = \frac{qL^2}{8} - \frac{qL^2}{32} = 6,7 \cdot 10^7$ Нсм;

$$\sigma_x^0 = \frac{M_z}{\pi r^2 t} \cos \beta = \pm 24,4 \cos \beta \text{ МПа.}$$

2. Дополнительное состояние. Коэффициенты A_x , B_x , C_x и D_x определяются по [67] в зависимости от аргумента ξ :

$$\xi = \psi_2 x = 1,316\lambda \sqrt{\mu}.$$

Суммарные напряжения:

А. Продольные нормальные напряжения

При $\lambda = 0$: в точке $\beta = 0$ $\sigma_x = -33,2 + 46,5 = 13,3$ МПа;

в точке $\beta = \frac{\pi}{2}$ $\sigma_x = 0 - 46,5 = -46,5$ МПа;

в точке $\beta = \pi$ $\sigma_x = +33,2 + 46,5 = 79,7$ МПа;

при $\lambda = 0,5$: в точке $\beta = 0$ $\sigma_x = -24,4 + 36,8 = 12,4$ МПа;

в точке $\beta = \frac{\pi}{2}$ $\sigma_x = 0 + 36,8 = 36,8$ МПа;

в точке $\beta = \pi$ $\sigma_x = +24,4 + 36,8 = 61,2$ МПа.

Б. Нормальные напряжения от изгиба оболочки в кольцевом направлении

При $\lambda = 0$: в точке $\beta = 0$ $\sigma_z = \pm \frac{6(-664 + 307)}{0,36} = \pm 59,5$ МПа;

в точке $\beta = \frac{\pi}{2}$ $\sigma_z = \frac{6(774 - 307)}{0,36} = +77,8$ МПа.

в точке $\beta = \pi$ $\sigma_z = \frac{6(-942 + 307)}{0,36} = \pm 106$ МПа.

При $\lambda = 0,5$: в точке $\beta = 0$ $\sigma_z = \pm 6(-664 + 450) = \pm 35,7$ МПа;

в точке $\beta = \frac{\pi}{2}$ $\sigma_z = \pm 6(774 - 450) 0,36 = \pm 54$ МПа;

в точке $\beta = \pi$ $\sigma_z = \pm (-942 + 450) 0,36 = \pm 82$ МПа.

При $\lambda = 0$ ($x = 0$) При $\lambda_l = 11,8$

$$\psi_2 x = 0; \quad \psi_2 l = 1,316 \cdot 11,8 \sqrt{\frac{0,6}{120}} = 1,1$$

$$A_x = 1 \quad A_l = 0,7568$$

$$C_x = 0 \quad C_l = 0,5952$$

$$K_3 = \frac{0,7568}{0,7568^2 + 4 \cdot 0,5952} = 0,380$$

$$K_1 = \frac{0,5952}{0,7568^2 + 4 \cdot 0,5952} = -0,299$$

$$\bar{M}_z = 307 \cos 2\beta \text{ Нсм;}$$

$$\bar{\sigma}_x = 46,5 \cos 2\beta \text{ МПа.}$$

При $\lambda = 0,5$ ($x = 710$ см)

$$\Psi_2 x = 1,316 \times 5,9 \sqrt{\frac{0,6}{120}} = 0,55; \quad \Psi_2 l = 1,1$$

$$A_x = 0,9847; \quad A_l = 0,7568$$

$$C_x = 0,1511; \quad C_l = 0,5952$$

$$K_1 = \frac{0,7568 \cdot 0,1511 - 0,5952 \cdot 0,9847}{0,7568^2 + 4 \cdot 0,5952} = -0,237$$

$$K_3 = \frac{0,7568 \cdot 0,9847 + 4 \cdot 0,1511 \cdot 0,5952}{0,7568^2 + 4 \cdot 0,5952} = 0,5553$$

$$\bar{M}_s = 450 \cos 2\beta \text{ Нсм}$$

$$\sigma_s = 36,8 \cos 2\beta \text{ МПа.}$$

Эпюры действующих усилий показаны на рис. VI.4.

Геометрические характеристики I и W поперечных сечений трубопровода для различных геометрических параметров приведены в табл. VI.3 и VI.4.

Таблица VI.3. Геометрическая характеристика поперечного сечения

D, мм	Моменты инерции $I_x \cdot 10^4$, см ⁴ , при толщине стенки t , мм									
	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
630	0,38	0,48	0,57	0,66	0,76	0,85	0,94	1,02	1,11	
720	0,56	0,72	0,86	0,99	1,13	1,27	1,40	1,54	1,67	
820	0,85	1,05	1,27	1,48	1,68	1,88	2,09	2,29	2,48	
920	1,21	1,50	1,79	2,02	2,38	2,67	2,96	3,24	3,52	
1020	1,65	2,05	2,46	2,96	3,25	3,65	4,04	4,43	4,82	
1120	2,18	2,72	3,26	3,79	4,32	4,84	5,37	5,89	6,40	
1220	2,82	3,52	4,21	4,90	5,59	6,27	6,95	7,63	8,30	
1320	3,58	4,46	5,34	6,22	7,09	7,96	8,83	9,69	10,54	
1420	4,46	5,56	6,66	7,75	8,84	9,93	11,00	12,08	13,15	
1520	5,47	6,83	8,17	9,51	10,86	12,19	13,52	14,84	16,15	
1620	6,63	8,27	9,90	11,53	13,16	14,77	16,38	17,99	19,59	
1720	7,93	9,90	11,86	13,81	15,76	17,69	19,63	21,56	23,47	
1820	9,40	11,74	14,06	16,38	18,69	20,99	23,28	25,57	27,84	
1920	11,05	13,77	16,58	19,24	21,95	24,66	27,36	30,04	32,72	
2020	12,87	16,06	19,24	22,42	25,58	28,74	31,88	35,02	38,14	
2120	14,88	18,57	22,25	25,93	29,59	33,24	36,88	40,51	44,13	
2220	17,09	21,33	25,56	29,78	33,99	38,19	42,35	46,55	50,71	
2320	19,51	24,35	29,19	34,00	38,81	43,61	48,39	53,16	57,92	
2420	22,15	27,65	33,14	38,61	44,07	49,52	54,95	60,37	65,78	
2520	25,01	31,23	37,43	43,61	49,78	55,94	62,08	68,21	74,32	
2620	28,05	35,10	42,07	49,03	55,97	62,89	69,80	76,69	83,57	
2720	31,46	39,28	47,09	54,88	62,64	70,40	78,13	85,85	93,55	
2820	35,06	43,79	52,49	61,17	69,83	78,41	87,11	95,71	104,30	
2920	39,94	48,62	58,29	67,93	77,55	87,16	96,74	106,31	115,85	
3020	43,08	53,80	64,49	75,17	85,82	96,45	107,06	117,65	128,22	
3120	47,51	59,33	71,13	82,91	94,65	106,38	118,09	129,77	141,44	
3220	52,23	65,23	78,21	91,15	104,08	116,98	129,85	142,70	155,53	
3320	57,26	71,51	85,73	99,93	114,10	128,25	142,37	156,47	170,54	
3420	62,59	78,18	93,73	109,26	124,75	140,22	155,67	171,09	186,47	
3520	68,26	85,25	102,21	119,15	136,05	152,92	169,77	186,59	203,38	
3620	74,25	92,73	111,19	129,61	148,00	166,37	184,70	203,00	221,27	

Таблица VI.4. Геометрическая характеристика поперечного сечения

D, мм	Моменты сопротивления $W_x \cdot 10^4$, см ³ , при толщине стенки t , мм											
	4	5	6	7	8	9	10	11	12			
630	1,23	1,53	1,83	2,13	2,43	2,72	3,01	3,31	3,59			
720	1,61	2,00	2,40	2,79	3,18	3,57	3,96	4,34	4,72			
820	2,09	2,61	3,12	3,63	4,14	4,65	5,15	5,65	6,15			
920	2,63	3,28	3,94	4,58	5,22	5,87	6,50	7,13	7,77			
1020	3,24	4,04	4,84	5,64	6,43	7,22	8,01	8,79	9,57			
1120	3,91	4,88	5,85	6,81	7,77	8,72	9,68	10,62	11,57			
1220	4,64	5,79	6,94	8,09	9,23	10,36	11,49	12,62	13,75			
1320	5,44	6,79	8,13	9,48	10,81	12,15	13,48	14,80	16,12			
1420	6,29	7,86	9,42	10,97	12,52	14,07	15,61	17,15	18,68			
1520	7,21	9,01	10,80	12,58	14,36	16,14	17,91	19,67	21,43			
1620	8,20	10,24	12,27	14,30	16,32	18,34	20,36	22,36	24,37			
1720	9,25	11,55	13,84	16,13	18,41	20,86	22,96	25,23	27,49			
1820	10,35	12,93	15,50	18,06	20,62	23,18	25,72	28,26	30,80			
1920	11,53	14,39	17,26	20,11	22,97	25,81	28,64	31,48	34,30			
2020	12,76	15,94	19,11	22,27	25,43	28,58	31,72	34,86	37,99			
2120	14,06	17,56	21,06	24,54	28,02	31,49	34,96	38,42	41,87			
2220	15,42	19,26	23,09	26,92	30,73	34,55	38,35	42,15	45,94			
2320	16,85	21,04	25,23	29,40	33,58	37,75	41,90	46,05	50,19			
2420	18,33	22,90	27,46	32,00	36,54	41,08	45,61	50,13	54,64			
2520	19,88	24,84	29,78	34,71	39,64	44,56	49,47	54,37	59,27			
2620	21,49	26,85	32,19	37,53	42,86	48,18	53,49	58,80	64,09			
2720	23,17	28,94	34,70	40,46	46,20	51,94	57,67	63,39	69,10			
2820	24,90	31,11	37,31	43,49	49,68	55,85	62,00	68,16	74,30			
2920	26,71	33,36	40,01	46,65	53,27	59,89	66,50	73,10	79,69			
3020	28,57	35,69	42,86	50,10	56,99	64,07	71,11	78,21	85,26			
3120	30,49	38,10	45,69	53,27	60,84	68,40	75,95	83,49	91,02			
3220	32,49	40,58	48,67	56,75	64,81	72,87	80,91	88,95	96,98			
3320	34,54	43,19	51,74	60,33	68,91	77,48	86,03	94,58	103,12			
3420	36,66	45,79	54,91	64,03	73,13	82,23	91,31	100,39	109,45			
3520	38,83	48,51	58,18	67,84	77,49	87,12	96,75	106,35	115,97			
3620	41,07	51,31	61,54	71,75	81,96	92,15	102,34	112,51	122,67			

Расчет трубопроводов на ветровую нагрузку

Ветровой поток представляет собой случайную величину, состоящую из постоянной части, характеризующейся некоторой средней величиной в порыве ветра (превышаемой один раз в 5 лет), и флуктуационной части, обусловленной порывистостью (пульсациями) ветра. Поэтому скоростной напор, составляющий среднюю часть, определяет статический расчет конструкций на действие ветровой нагрузки, в то время как динамическая составляющая ветровой нагрузки учитывается только в зависимости от динамических свойств конструкций. Так, для трубопроводов, имеющих период собственных колебаний $T \geq 0,25$ с, а также для элементов конструкций высотой более 30 м, проектирование не допускается без учета динамической составляющей ветровой нагрузки.

Расчет на статическую составляющую ветровой нагрузки подробно изложен в [36]. Расчетное значение ветровой нагрузки при статическом воздействии ветра определяют по формуле

$$q_p^c = q_0 k c_x n, \quad (VI.4)$$

где q_0 — скоростной напор ветра (см. гл. V); n — коэффициент перегрузки, принимаемый равным 1,2; c_x — аэродинамический коэффициент лобового сопротивления; k — поправочный коэффициент, учитывающий изменение скоростного напора ветра в зависимости от высоты и типа местности.

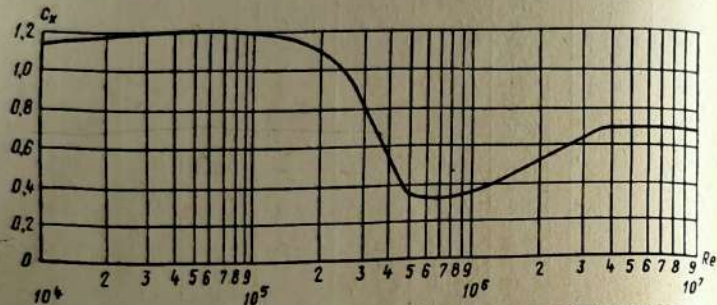


Рис VI.5. Аэродинамический коэффициент лобового сопротивления для круглого цилиндра.

Коэффициент перегрузки n , вводимый при расчете сооружений по предельным состояниям, отражает возможность превышения принятого нормативного значения скоростного напора. Поскольку не всегда имеются наблюдения достаточной длительности, позволяющие надежно определить расчетную величину скоростного напора, который наблюдается один раз, например в 50 или 100 лет, то в расчеты (в зависимости от предполагаемой длительности эксплуатации) вводят коэффициенты перегрузки или коэффициенты надежности, обуславливающие определенный запас прочности. Введение в расчет коэффициента перегрузки соответствует увеличению длительности эксплуатации (долговечности) сооружений по сравнению с нормативной, принятой по [36], равной 5 годам. Например, значение коэффициента $n = 1,2$ соответствует повышению длительности эксплуатации до 10 лет, $n = 1,3$ — до 20, а $n = 1,5$ — до 50 лет.

Аэродинамический коэффициент в формуле (VI.4) принимают как коэффициент давления для отдельной поверхности или точки трубопровода, который учитывают при определении ветровой нагрузки, нормальной к рассматриваемой поверхности и относящейся к единице площади этой поверхности;

как коэффициент лобового сопротивления, который учитывают при определении составляющей сопротивления сооружения или отдельного элемента, действующей по направлению ветрового потока

и относящейся к площади проекции сооружения на плоскость, перпендикулярную потоку.

Аэродинамический коэффициент c_x , определяемый, как правило, экспериментальным путем, во многом зависит от формы поперечного сечения, линейных размеров элементов конструкций, направления и величины скорости ветрового потока, а также от многих других факторов. Аэродинамический коэффициент c_x для круглого цилиндра назначают в соответствии с графиком на рис. VI.5. Как следует из графика, круглоцилиндрическим телам присущ кризис обтекания, т. е. резкое уменьшение сопротивления при увеличении скорости ветрового потока. Критическая область чисел Рейнольдса, соответствующая кризису обтекания, находится в интервале $Re = (2,5 \div 4,5) \cdot 10^5$. Число Рейнольдса

$$Re = \frac{Vd}{\nu},$$

где d — характерный размер поперечного сечения тела (диаметр круглого цилиндра) — играет в аэродинамике огромную роль, выражая в безразмерной форме связь между силами инерции и вязкости (трения). В элементах конструкций с острыми кромками (прокатные профили, коробчатые контуры и другие простые и составные профили, в т. ч. фермы) кризис обтекания не наблюдается. Соответствующие значения коэффициента c_x в зависимости от угла атаки приведены в [36]. Приведенные в [36] аэродинамические коэффициенты установлены на основе аэродинамических испытаний [3]. Значения аэродинамического коэффициента c_x для некоторых наиболее распространенных типов поперечных сечений и профилей опор трубопроводных систем принимаются в соответствии с [36].

Аэродинамические коэффициенты, как и аэродинамическая нагрузка, очень чувствительны к малейшему изменению формы поперечного сечения, шероховатости поверхности тела, наличию близко расположенных тел или предметов. Поэтому требуется очень осторожный подход к оценке этих факторов. По крайней мере, незначительные на первый взгляд детали резко изменяют характер обтекания, значения аэродинамических коэффициентов и даже зависимости коэффициентов от величины и направления скорости ветра.

Количественные оценки аэродинамического коэффициента, правильное определение неблагоприятных направлений действия ветра в значительной мере определяют прочность и надежность сооружений, работающих в условиях интенсивных ветровых воздействий. Более глубоко вопросы обтекания ветровым потоком элементов конструкций, имеющих различную форму поперечного сечения, описаны в работах Г. А. Савицкого [29], С. М. Горлина [7].

Исследования воздействия турбулентного ветра на высотные сооружения (мачты, башни, дымовые трубы) [2, 3] позволили разработать научно обоснованную методику учета пульсаций ветра как случайного процесса. Флуктуационный характер порывов ветра способствовал разработке такого подхода к расчетам, когда сложные дина-

ческие расчеты сводятся к квазистатическим, т. е. определяют инерционные силы, реакция сооружения на которые адекватна реакции на действие реального порыва. В дальнейшем динамические расчеты становятся аналогичными статическим.

Согласно методике расчета на пульсации ветра [3] динамическая составляющая, вызванная пульсациями ветра, учитывается при расчете сооружений с периодом собственных колебаний в направлении действия ветра не менее 0,25 с. Инерционную силу при колебаниях

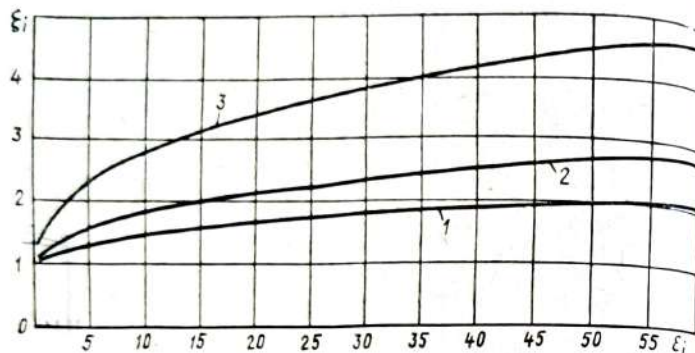


Рис. VI.6. Зависимость коэффициента динамичности ξ_i от безразмерного параметра ϵ_i :

1 — для железобетонных и каменных сооружений ($\delta = 0,30$); 2 — для стальных балок, футерованных труб ($\delta = 0,15$); 3 — для стальных сооружений и конструкций ($\delta = 0,05$).

сооружения по i -й форме, приложенную в середине j -го участка, определяют по формуле

$$Q_{ij}^2 = M_j \eta_{ij} \xi_i v,$$

где M_j — масса j -го участка, сосредоточенная в его середине, при условном расчленении сооружения на участки; η_{ij} — приведенное ускорение середины j -го участка при колебаниях сооружения по i -й форме; ξ_i — коэффициент динамичности пульсационной части ветровой нагрузки; v — коэффициент корреляции пульсаций продольной компоненты скорости потока.

Приведенное ускорение, м/с^2

$$\eta_{ij} = \frac{\alpha_{ij} \sum_{k=1}^r \alpha_{ik} Q_k m_k}{\sum_{k=1}^r \alpha_{ik}^2 M_k},$$

где α_{ij} и α_{ik} — относительные ординаты i -й формы колебаний сооружения, соответствующие середине j -го и k -го участков; $j, k = 1, 2, \dots, r$ (r — число участков при условном расчленении сооружения); Q_k — нормативное значение статической составляющей

ветровой нагрузки (формула VI.4) (без учета коэффициента перегрузки n); m_k — коэффициент пульсаций скоростного напора для середины k -го участка.

Коэффициент динамичности ξ_i определяют по графику на рис. VI.6 в зависимости от безразмерного параметра ϵ_i

$$\epsilon_i = T_i \sqrt{pq}$$

и логарифмического декремента колебаний δ . Здесь T_i — период

Таблица VI.5. Коэффициенты пульсации скоростного напора [36]

Тип местности*	Высота над поверхностью земли, м						
	не более 10	20	40	60	100	200	350 и выше
А	0,6	0,55	0,48	0,46	0,42	0,38	0,35
Б	0,88	0,75	0,65	0,6	0,54	0,46	0,4

* См. примечание к табл. V.2.

i -й формы собственных колебаний сооружения в направлении действия ветровой нагрузки.

Таблица VI.6. Коэффициент корреляции пульсаций [13]

Отношение длины пролета трубопровода к высоте над поверхностью земли	ϵ_i	Значения коэффициентов при высоте над поверхностью земли, м	
		30	60 и более
1	3	0,50	0,40
	15	0,44	0,32
2	3	0,45	0,35
	15	0,37	0,27
3	3	0,40	0,30
	15	0,33	0,25

Коэффициент пульсаций m_k скоростного напора, отражающий интенсивность турбулентности, принимают в соответствии с данными табл. VI.5.

Коэффициент корреляции пульсаций v , вводимый только при расчетах по первой форме колебаний элементов конструкций трубопроводов (при учете высших форм колебаний сооружений $v = 1$), принимают для протяженных трубопроводных систем по табл. VI.6 в предположении, что пульсация скорости ветра коррелирована по высоте и фронту трубопроводной системы. Средние значения коэффициента v , приведенные в табл. VI.6, соответствуют $\delta = 0,15$ и $\delta = 0,3$.

Глава VII. ДИНАМИЧЕСКИЕ И АЭРОДИНАМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ТРУБОПРОВОДОВ

Динамические характеристики трубопроводных систем

Основные динамические характеристики любого инженерного сооружения, в том числе трубопроводных систем — частота свободных незатухающих колебаний и логарифмический декремент колебаний. Эти характеристики отражают свойства рассматриваемой конструкции и зависят от множества параметров: массы, жесткости конструктивных особенностей и др. Частота свободных незатухающих колебаний (собственная частота колебаний) характеризует динамическую жесткость сооружения и влияет на поведение системы при действии возмущающих нагрузок. Декремент колебаний определяет способность сооружения в целом к поглощению энергии, которое вызывает затухание колебаний. Ниже приведены методы определения собственных частот колебаний трубопроводов и опор, а также основные сведения о декрементах колебаний.

Динамические характеристики надземных трубопроводов определяются в соответствии с принимаемой расчетной схемой. В инженерной практике встречаются одно-, двух- и многопролетные (три пролета и более) трубопроводы балочного типа, а также многопролетные трубопроводные системы с ломаной (в плане) осью. Применяемые в разных случаях опоры подразделяются на жесткие и упруго-податливые в вертикальном направлении. В зависимости от подвижности в плане опоры трубопроводов условно подразделяются на неподвижные, продольно подвижные и подвижные в любом направлении. Вертикальные и горизонтальные колебания трубопроводов балочного типа определяют независимо одно от другого, считая их не связанными. Собственные частоты изгибных вертикальных колебаний надземных трубопроводов с компенсацией продольных деформаций при равных пролетах с постоянной изгибной жесткостью определяют по формуле

$$\nu_n = \frac{\alpha_n^2}{2\pi} \cdot \frac{1}{l^3} \sqrt{\frac{EI}{m}} \quad (\text{Гц}),$$

где l — длина пролета, м; m — погонная масса трубопровода, кг · с²/м²; EI — изгибная жесткость трубопровода, кгм²; $\alpha_n^2/2\pi$ — коэффициент, зависящий от числа пролетов, условий закрепления концов трубопровода и формы колебаний.

Наряду с линейной (технической) частотой ν (в герцах) часто пользуются круговой частотой $\omega = 2\pi\nu$ размерностью 1/с. Погонная масса трубопровода m может включать в себя погонную массу транспортируемого продукта и при образовании на трубопроводе обледенения — массу наледи. При этом частота будет характеризовать соответствующее сечение трубопровода.

Рассмотрим теперь вопрос о назначении коэффициента $\alpha_n^2/2\pi$. Для однопролетного трубопровода коэффициент определяют

Таблица VII.1. Частотный коэффициент для однопролетного трубопровода [13]

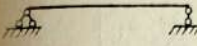
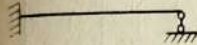
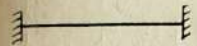
Условия закрепления концов трубопровода	Значения частотного коэффициента для формы		
	первой $\alpha_1^2/2\pi$	второй $\alpha_2^2/2\pi$	третьей $\alpha_3^2/2\pi$
	1,57	6,28	14,13
	2,46	7,96	16,63
	3,56	9,82	19,26

Таблица VII.2. Частотный коэффициент для двухпролетного трубопровода [13]

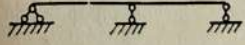
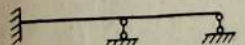
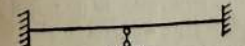
Условия закрепления концов трубопровода	Значения частотного коэффициента для			
	первой зоны сгущения		второй зоны сгущения	
	$\frac{\alpha_{1H}^2}{2\pi}$	$\frac{\alpha_{1B}^2}{2\pi}$	$\frac{\alpha_{2H}^2}{2\pi}$	$\frac{\alpha_{2B}^2}{2\pi}$
	1,57	2,46	6,28	7,96
	1,88	3,24	6,81	9,17
	2,46	3,56	7,96	9,82

табл. VII.1 в зависимости от формы колебаний ($n = 1, 2, \dots$) и условий закрепления концов. Частотные коэффициенты для неразрезных равнопролетных трубопроводов определяют в случае двух пролетов по табл. VII.2, а в случае большего числа пролетов — по табл. VII.3. Собственные частоты многопролетных систем образуют зоны сгущения, каждая из которых имеет столько значений, сколько пролетов

Таблица VII.3. Частотный коэффициент для многопролетного трубопровода [13]

Условия закрепления концов трубопровода	Число пролетов	Частотный коэффициент для			
		первой зоны сгущения		второй зоны сгущения	
		$\frac{\alpha_{1H}^2}{2\pi}$	$\frac{\alpha_{1B}^2}{2\pi}$	$\frac{\alpha_{2H}^2}{2\pi}$	$\frac{\alpha_{2B}^2}{2\pi}$
	3	1,57	2,94	6,28	8,78
	4	1,57	3,17	6,28	9,17
	5	1,57	3,30	6,28	9,38
	6	1,57	3,37	6,28	9,50
	8	1,57	3,56	6,28	9,82
	3	1,69	3,37	6,54	9,50
	4	1,64	3,45	6,43	9,63
	5	1,62	3,49	6,38	9,70
	6	1,60	3,51	6,35	9,73
	8	1,57	3,57	6,28	9,82
	3	2,01	3,56	7,16	9,82
	4	1,83	3,56	6,82	9,82
	5	1,74	3,56	6,64	9,82
	6	1,69	3,56	6,54	9,82
	8	1,57	3,56	6,28	9,82

содержит неразрезная балка (трубопровод). Начало каждой зоны или ее нижняя граница в свободно опертых балочных системах характеризуется частотным коэффициентом, совпадающим с частотным коэффициентом соответствующей формы колебаний однопролетной свободно опертой балки. В табл. VII.2 и VII.3 приведены значения частотных коэффициентов для нижней и верхней границ первых двух зон сгущения собственных частот колебаний.

Формы собственных колебаний многопролетных неразрезных балок с равными пролетами приведены в [31]. Для многопролетных трубопроводов с равными пролетами и упруго податливыми опорами при компенсации продольных деформаций значения коэффициента $\alpha_n^2/2\pi$, соответствующие верхней границе первой зоны сгущения,

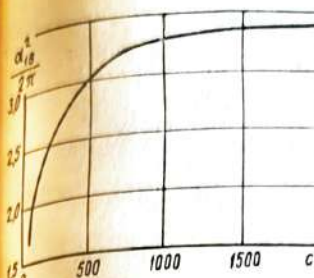
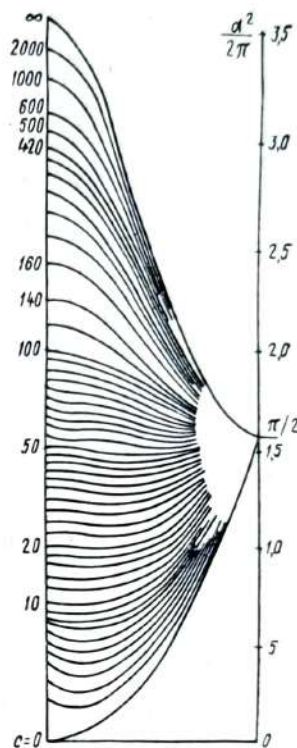


Рис. VII.1. Зависимость частотного коэффициента для многопролетных трубопроводов с равными пролетами и упруго податливыми опорами от относительной жесткости опор c .

Рис. VII.2. График-номограмма для определения частотных коэффициентов, соответствующих всем частотам первой зоны сгущения.



можно определять [26] с помощью графика, показанного на рис. VII.1, в зависимости от относительной жесткости опор c

$$c = \frac{c_0 l^3}{2EI},$$

где c_0 — коэффициент жесткости промежуточной опоры относительно вертикальных перемещений, т. е. вертикальная нагрузка, вызывающая единичное перемещение. При этом предполагается, что концевые опоры шарнирные, а промежуточные — упруго перемещающиеся в вертикальном направлении.

Множество коэффициентов, соответствующих всем частотам первой зоны сгущения, выводят по графику-номограмме (рис. VII.2). Расстояние между вертикальными прямыми (см. рис. VII.2) делят на число частей, равное количеству пролетов. На пересечении границ пролетов с кривой, соответствующей заданному значению относительной жесткости опор c , находят значения коэффициента $\alpha_n^2/2\pi$.

Влияние упругого защемления в грунте участков, примыкающих к однопролетному бескомпенсаторному переходу, на частоту колебаний

учитывают, вводя понижающий коэффициент [26]

$$\lambda = \sqrt{\frac{1 + \xi}{1 + 5\xi + 10\xi^2 + 12\xi^3}},$$

где $\xi = \frac{2}{l} \sqrt{\frac{4EI}{\kappa_{гр} D}}$ — безразмерный параметр; D — диаметр трубопровода, м; $\kappa_{гр}$ — коэффициент сопротивления грунта поперечным перемещениям.

В первом приближении вместо вычисления коэффициента λ принимают $\alpha_1^2/2\pi \approx 2,7$. Защемление в грунте концов многопролетного трубопровода при числе пролетов более пяти оказывает незначительное влияние на собственные частоты изгибных вертикальных колебаний. Эти частоты у надземных трубопроводов определяются в соответствии с расчетной схемой аналогично частотам вертикальных колебаний. Жесткость (податливость) опор в горизонтальном направлении вычисляют на основе методов строительной механики.

При наличии продольных сил, обусловленных внутренним давлением, повышением температуры и другими факторами, собственные частоты колебаний трубопроводов определяют по формуле

$$\nu_n = \frac{\alpha_n^2}{2\pi} \cdot \frac{1}{l^2} \sqrt{\frac{EI}{m} \left(1 - \frac{S_0}{S_{кр}}\right)},$$

где $S_{кр}$ — критическая Эйлера сила, $S_{кр} = n^2 \pi^2 EI / l^2$, кг, S_0 — разность силы давления на заглушку $P_3 = p F_{вн}$, и продольного усилия N_0 ($S_0 = P_3 - N_0$), Па; p — внутреннее давление в трубопроводе, Па; $F_{вн}$ — площадь поперечного сечения внутренней полости трубы, см²; N_0 — продольное усилие (положительно при растяжении трубы), кг.

Продольное усилие N_0 может быть обусловлено протеканием продукта. В этом случае $N_0 = m_0 V^2$, где m — погонная масса продукта, протекающего по трубопроводу, кг/м² · с²; V — средняя по сечению трубопровода скорость истечения продукта, м/с.

Характерная схема надземного трубопровода — многопролетная балка с ломаной в плане осью и кольцевым поперечным сечением. Переломы оси трубопровода предопределяются наличием препятствий вдоль трассы, устройством компенсаторов либо технологическими требованиями. Места расположения опор трубопровода могут не совпадать с местами перелома оси трубы.

Для надземных трубопроводов ветровое воздействие, а также другие динамические и вызванные этими воздействиями динамические усилия и перемещения весьма существенны, что обуславливает необходимость определения динамических характеристик конструкции (собственных частот и форм колебаний).

Трубопровод испытывает поперечные изгибные колебания в вертикальной и горизонтальной плоскостях, а также крутильные и продольные колебания. Колебания в плоскости трубопровода и из плоскости происходят независимо друг от друга и описываются несвяз-

анными системами уравнений. Необходимость учета как одних, так и других обусловлена тем, что динамическое воздействие может быть направлено под произвольным углом к плоскости трубопровода.

При динамическом расчете трубопровода с достаточной степенью точности можно принять, что характеристики его жесткости (на изгиб EI , на кручение GI_p , на растяжение-сжатие EF) и распределенная по длине масса m постоянны в пределах каждого участка между узлами (местами перелома оси, расположения опор, пересечения с другими трубопроводами и т. п.). При определении усилий, соответствующих изгибным колебаниям, продольную силу N можно считать не зависящей от времени, поскольку гармоническая добавка к величине продольной силы значительно меньше той ее составляющей, которая вызвана внутренним давлением, температурными воздействиями и другими факторами. В связи с этим изгибные колебания стержня можно описать дифференциальным уравнением с постоянными коэффициентами

$$\frac{d^4 y}{d\xi^4} + \frac{N l^2}{EI} \cdot \frac{d^2 y}{d\xi^2} - \frac{m \omega^2 l^4}{EI} y = 0, \quad (VII.1)$$

где y — прогиб оси стержня; ξ — относительная координата.

Уравнение свободных крутильных колебаний стержня с распределенной массой и уравнение продольных колебаний соответственно имеют вид:

$$\frac{d^2 \theta}{d\xi^2} + a^2 \theta = 0; \quad (VII.2)$$

$$\frac{d^2 w}{d\xi^2} + b^2 w = 0, \quad (VII.3)$$

где

$$a^2 = \frac{\omega^2 m}{GF}; \quad b^2 = \frac{\omega^2 m}{EF};$$

θ , w — угол поворота и линейная деформация поперечного сечения соответственно вокруг и вдоль оси трубопровода.

В уравнениях (VII.1) — (VII.3) ω — частота свободных колебаний (изгибных, крутильных, продольных).

Определить собственные частоты колебаний многопролетных трубопроводов аналитическим путем математически трудно, особенно нерегулярных трубопроводов и трубопроводов с ломаной осью. Преодолеть эти трудности можно только используя современную вычислительную технику. Для определения спектра собственных частот конкретного трубопровода с помощью ЭВМ пользуются методом перемещений, удачно сочетающим простоту алгоритма с обеспечением требуемой точности вычислений и возможностями качественного анализа результатов расчета. Основная система метода перемещений получается введением в узлы заданной системы фиктивных связей, препятствующих линейным и угловым перемещениям узлов. Реакции и перемещения фиктивных связей определяются с помощью

функций влияния метода перемещений для прямолинейного заделанного стержня с учетом геометрических соотношений между усилениями (перемещениями) в узлах. Собственные частоты ω_0 основной системы являются корнями следующих уравнений [13]:

1) $\Delta_0 = 0$ или $\sin al = 0$ — для колебаний из плоскости трубопровода;

2) $\Delta_0 = 0$ или $\sin bl = 0$ — для колебаний в плоскости трубопровода;

$$\Delta_0 = 2\lambda_1\lambda_2(1 - \cos \bar{\lambda}_1 \operatorname{ch} \lambda_2) + (\lambda_2^2 - \bar{\lambda}_1^2) \sin \bar{\lambda}_1 \operatorname{sh} \lambda_2; \quad \bar{\lambda}_1 = i\lambda_1;$$

λ_1, λ_2 — корни характеристического уравнения, соответствующего дифференциальному уравнению (VII.1).

По вычисленным значениям ω_0 и количеству отрицательных диагональных элементов в преобразованной (по схеме Гаусса) к треугольному виду матрице реакций легко установить место ω в спектре собственных частот системы. Последовательно уточняя значение ω , можно найти любую (по номеру) собственную частоту и соответствующую ей форму колебаний. Для часто встречающейся в практике прокладки трубопровода, когда он не закреплен от кручения на опорах вблизи компенсаторов, даже в нижней части спектра собственных частот могут появиться частоты, для которых велико влияние крутильных деформаций. Эти частоты изменяют привычный характер спектра собственных частот (располагаются между зонами сгущения частот, ниже первой собственной частоты изгибных колебаний и т. п.), что необходимо учитывать при расчете конкретных надземных трубопроводов на динамические воздействия.

При прокладке промышленных трубопроводов в виде висячей системы с вертикальными подвесками частоты собственных вертикальных изгибных колебаний определяют по формуле

$$\omega_n^2 = \frac{n^4 \pi^4}{l^4} \cdot \frac{EI_{\text{верт}}}{m} + \frac{n^2 \pi^2}{l^2} \cdot \frac{H}{m} + \frac{\pi^4}{m l^3} \cdot \frac{z_0}{n^2},$$

где

$$z_0 = \begin{cases} \left(\frac{2}{\pi}\right)^6 \frac{8f^2 E_k F_k}{L_k}, & n = 1, 3, 5 \dots; \\ 0, & n = 2, 4, 6, \dots; \end{cases}$$

$EI_{\text{верт}}$ — изгибная жесткость трубопровода в вертикальной плоскости; E_k, F_k — жесткость несущего кабеля на растяжение; L_k — полная длина несущего кабеля; f — стрела провеса кабеля.

При радиальной системе вант, наиболее распространенной среди подвесных способов прокладки промышленных трубопроводов, частоты собственных колебаний первой зоны сгущения однопролетных внешне распорных трубопроводов можно вычислять по приближенной формуле

$$\omega_n^2 = \frac{\alpha_n^4}{d_0^4} \cdot \frac{EI}{m} + \frac{n^2 \pi^2}{l^2} \cdot \frac{g}{2f} \sum_{i=1}^n d_i (d_{i+1} - d_{i-1}). \quad (\text{VII.4})$$

α_n — частотный коэффициент. Остальные обозначения показаны на рис. VII.3.

Первый член этой формулы отражает эффект подвешивания трубопровода на вантах в отдельных точках.

Для получения верхней и нижней границ значений частот можно воспользоваться графиком-номограммой (см. рис. VII.2), рассматривая систему с оттяжками как многопролетную неразрезную балку с упруго податливыми опорами. Этот график позволяет быстро и

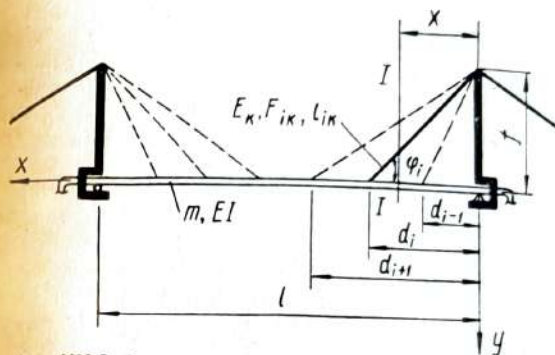


Рис. VII.3. Радиально-вантовая схема системы трубопровода.

достаточно точно определять все частоты первой зоны сгущения для многопролетных балок на упругих опорах, отстоящих на одинаковом расстоянии друг от друга и имеющих одинаковую жесткость (регулярная система). Верхняя граница значений частот получится, если жесткости всех опор принять одинаковыми и равными жесткости соответствующей самому короткому ванту, а нижняя граница — самому длинному.

Относительная жесткость опор

$$c_i = \frac{E_k F_{ki}}{EI} \cdot \frac{d_0^3}{l_{ki}} \sin \tau_i.$$

Найденную по графикам величину $\alpha_n^2/2l$ при определении круговой частоты по формуле (VII.4), умножают на $2l$. Второй член формулы (VII.4) учитывает наличие в системе распора, передающегося от вант на трубопровод дискретно.

Для определения частот собственных колебаний внешне безраспорных многопролетных радиально-вантовых систем трубопроводов (см. рис. II.2) можно пользоваться приближенной формулой

$$\omega^{*2} = \omega^2 - \frac{n^2 \pi^2}{l^2} \cdot \frac{N}{m},$$

где ω — собственная частота внешне распорных систем (см. рис. II.2), определяемая по формуле (VII.4); N — продольная сжимающая

сила, равная горизонтальной проекции усилия в оттяжке, заанкеренной на трубопроводе

$$N = \sum_{i=1}^n H_i = \frac{mg}{2f} \sum_{i=1}^n d_i (d_{i+1} - d_{i-1}).$$

Собственные частоты горизонтальных колебаний подвесных трубопроводов определяют по формуле

$$\omega_n^2 = \frac{n^4 \pi^4}{l^4} \cdot \frac{EI}{m} + \frac{g}{h},$$

где h — расстояние от трубопровода до точки крепления кабеля на пилоне. Второй член этой формулы g/h учитывает эффект маятника в висячих системах при горизонтальных колебаниях. В самом деле, полагая, что $EI = 0$, получим систему, движения которой аналогичны колебаниям математического маятника. Эффект маятника возникает благодаря восстанавливающим горизонтальным силам, создаваемым провисающим кабелем или вантами. Более подробно расчетные схемы для вычисления собственных частот изгибных вертикальных и горизонтальных колебаний описаны в работе [13].

При колебаниях надземных и подвесных трубопроводных систем вследствие возникновения различных неупругих сопротивлений происходит рассеивание энергии, обуславливающее демпфирующие свойства сооружений. Рассеиваемая при колебаниях энергия не только переходит из одного вида в другой (из потенциальной в кинетическую и обратно), но также расходуется на образование пластических деформаций, превращается в другие формы: из механической — в тепловую, звуковую, рассеивается в окружающей среде. Поэтому собственные колебания надземных и подвесных трубопроводов являются затухающими.

Сопротивление среды учитывается при составлении дифференциальных уравнений колебаний сооружений, работающих на ветровую нагрузку. Все остальные факторы отражаются при назначении логарифмического декремента колебаний δ .

Декрементом колебаний затухающего процесса называется натуральный логарифм отношения предыдущей амплитуды a_i к последующей a_{i+1} : $\delta = \ln |a_i/a_{i+1}|$.

Анализ большого количества построенных надземных и подвесных магистральных и промышленных трубопроводов свидетельствует об очень слабых демпфирующих свойствах этих сооружений, представляющих собой цельносварные конструкции. Так, экспериментальные значения логарифмического декремента колебаний, несмотря на значительный разброс, находятся в интервале $0,004 < \delta < 0,06$.

Методы аэродинамического расчета трубопроводов

Рассмотрим обтекание кругового цилиндра плоскопараллельным потоком идеальной (невязкой) жидкости или газа (воздуха). Набегающий поток характеризуется статическим давлением в бесконечно удаленной точке p_0 и скоростью потока V_0 . Циркуляция скорости

вокруг цилиндра, определяемая по формуле $\Gamma = \oint V ds$, равна нулю.

Возникающая при обтекании кругового цилиндра невязкой жидкостью симметричная картина распределения давления по его поверхности указывает на отсутствие сопротивления движению цилиндра со стороны потока. В реальных условиях при обтекании жидкостью или газом цилиндра на него всегда будет действовать сила сопротивления — гидродинамическая сила. Это противоречие известно под названием парадокса Даламбера — Эйлера, сущность которого заключается в неучете вязкости реальной жидкости или газа (воздуха).

В действительности, благодаря вязкости потока, возникает пограничный слой, прилипающий на одних участках поверхности цилиндра и отрывающийся на других, как правило, задних участках цилиндра. Такое обтекание тел потоком называется отрывным. Позади тела возникает вихреобразное движение потока. Циркуляция скорости вокруг цилиндра не равна нулю, что обуславливает возникновение силы лобового сопротивления. Таким образом, учет вязкости реального потока вносит существенные качественные изменения в характер обтекания тел.

При обтекании кругового цилиндра образуются вихри правого и левого вращения, которые, вследствие отрывного характера обтекания, срываются с поверхности цилиндра* и уносятся потоком. Симметрично срывающиеся вихри — вихри Феппла — устойчивы при значениях чисел Рейнольдса $Re < 100$. Вихри, попеременно срывающиеся в шахматном порядке [13], устойчивы при числах Рейнольдса $Re > 150$ и наблюдаются даже при числах Рейнольдса $Re \approx 1 \cdot 10^6$.

Совокупность отрывающихся вихрей, постепенно рассеивающихся вдали от цилиндра, образует вихревую дорожку Кармана с устойчивым шагом вихрей вдоль нее. Частота срыва вихрей, играющая огромную роль в аэроупругости, связана с числом Струхала Sh соотношением $n = Sh \frac{V}{d}$ (гц), т. е. частота срыва вихрей определяется геометрией тела и скоростью потока. Число Струхала для кругового цилиндра равно приблизительно $Sh = 0,2$.

Срывающиеся вихри создают переменную (периодическую) силу в направлении, перпендикулярном потоку. Такая сила создает начальное возмущение упругого круглоцилиндрического тела, смещая его относительно положения равновесия. Когда частота срыва вихрей близка или равна одной из собственных частот упругого тела, обтекаемого потоком, наблюдаются интенсивные колебания [13].

В теории колебаний плохо обтекаемых тел в вихревом потоке сложились две концепции: вынужденных колебаний и автоколебаний. Наибольшее распространение для объяснения механизма колебаний цилиндрических тел в потоке газа (воздуха) получила концепция автоколебаний. Она наиболее правильно отражает действительный характер движения тела. Многочисленные наблюдения указывают на взаимодействие между колебаниями и механизмом

вихреобразования, что несомненно подтверждает автоколебательный характер процесса.

При вибрации круглоцилиндрических тел в тяжелой жидкости (в воде) правдоподобен механизм вынужденных колебаний. В то же время для цилиндров, колеблющихся в потоке воздуха, вибрации близки по типу к автоколебаниям.

Математическая модель аэроупругих колебаний круглоцилиндрических тел в ветровом потоке [11], равно как и математическая модель Г. А. Савицкого [29], рассматривает круглоцилиндрическое тело как механическую систему с одной степенью свободы, наделенную всеми упругими и неупругими свойствами, присущими исходной системе, т. е. рассматриваемому телу. Естественным дальнейшим развитием является рассмотрение эквивалентной механической системы с двумя степенями свободы и континуальной системы. В первом случае наиболее целесообразным представляется сообщить вторую степень свободы одномассовой системе в направлении потока. При этом возможно математическое описание пространственных форм движения круглоцилиндрического тела, связывающих колебательные движения вдоль потока с аналогичными движениями поперек него.

Во втором случае при рассмотрении континуальных систем необходимы новые гипотезы о распределении по длине тела сил вихревой природы, о внутреннем трении в таких телах, об аэродинамическом демпфировании и др.

Для нормальной эксплуатации сооружений, расположенных в ветровом потоке, необходимо обеспечить аэродинамическую устойчивость как сооружения в целом, так и отдельных его элементов. Действие ветра на гибкие сооружения круглоцилиндрической формы типа надземных и висячих трубопроводов носит двойственный характер. С одной стороны ветровой поток вызывает изгиб трубопровода в направлении действия потока, т. е. в горизонтальной плоскости. С другой — в вертикальной плоскости наблюдается колебательный процесс, обусловленный аэродинамическими силами [11, 13]. Поэтому с целью анализа аэродинамической устойчивости надземных и висячих трубопроводов, помимо обычного расчета их на ветровую нагрузку с учетом порывистости ветра (см. гл. VI), выполняются дополнительный расчет на ветровой резонанс, поскольку рассматриваемые сооружения являются гибкими, и в них возможно возникновение интенсивных колебаний в направлении, перпендикулярном ветровому потоку. Ветровым резонансом называется интенсивное нарастание амплитуд колебаний в плоскости, перпендикулярной плоскости ветрового потока, вызываемое совпадением частоты колебаний тела с частотой срыва вихрей Кармана и с одной из собственных частот сооружений. Единым нормативным документом, содержащим метод расчета на ветровой резонанс гибких сооружений круглоцилиндрической формы, в том числе трубопроводов, является СНиП II-6-74 [36]. В практике проектирования надземных и подвесных трубопроводов обычно используется эта же методика расчета [10, 13].

Особого внимания заслуживает вопрос о назначении аэродинамического коэффициента подъемной силы (согласно терминологии [36]). Разброс значений этого коэффициента велик. Однако в большинстве случаев значение его находится в пределах 0,5—0,7 [4, 9].

Амплитуды резонансных колебаний элементов конструкций поперек потока [36] связаны с логарифмическим декрементом колебаний соотношением

$$a = \frac{\pi}{\delta} y_{ст},$$

где a — амплитуда колебаний, м; δ — логарифмический декремент колебаний; $y_{ст}$ — прогиб от статически приложенной аэродинамической нагрузки вихревого происхождения, м.

Рассматривая случай шарнирного опирания упругого кругового цилиндра типа трубопровода, получим

$$\bar{a} = \frac{a}{d} = \frac{c_y \rho d^2}{0,8m} \cdot \frac{1}{\delta}, \quad (VII.5)$$

где d — диаметр цилиндра, м; c_y — коэффициент подъемной силы; ρ — массовая плотность воздуха, кгс²/м⁴; m — погонная масса упругого цилиндра, кгс²/м².

Здесь предлагается принимать $c_y = 0,25$. В работе [29] для амплитуды получено следующее выражение

$$a = \frac{4}{\pi \omega_0} \cdot \frac{e_1 V_{кр}^2}{e_1 + e_2 V_{кр}}, \quad (VII.6)$$

где ω_0 — собственная частота поперечных колебаний цилиндра, кол/с; e_1 — параметр, учитывающий вязкое трение среды;

$$e_2 = \frac{c_x \rho d}{4m}; \quad e_4 = \frac{c_y \rho d}{4m};$$

c_x — коэффициент лобового сопротивления.

Здесь конструктивное демпфирование принято равным нулю, поэтому при пренебрежении вязким трением среды ($e_1 = 0$) нормализованная амплитуда колебаний принимает постоянное значение $\bar{a} \approx 0,4$ с точностью до условного соотношения $c_y = 0,4 c_x$ [30].

Предложенная в работе [11] математическая модель аэроупругих колебаний (ветрового резонанса) устанавливает более сложную связь между амплитудой колебаний, демпфирующими свойствами и прочими параметрами системы:

$$a^5 - 1,2(1 - 1,1c_x) \frac{V_{кр}^2}{\omega_0^2} a^3 + 9,6 \left[\frac{0,74m}{\pi \rho d} \delta - (1 - 0,37c_x) \frac{V_{кр}}{\omega_0} \right] \times \\ \times \frac{V_{кр}^3}{\omega_0^4} a = 4,5 \frac{V_{кр}^3}{\omega_0^5} c_y. \quad (VII.7)$$

Сравнительный анализ приведенных выше методов расчета амплитуд аэроупругих колебаний представлен на рис. VII.4. Он свидетель-

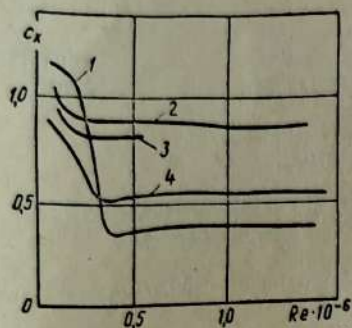


Рис. VII.4. Влияние наивки на коэффициент лобового сопротивления:
1 — без гасителя; 2, 3, 4 — с гасителем
 d/D равно соответственно 3/80, 1/80, 1/160.

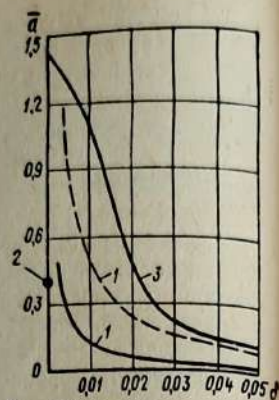


Рис. VII.5. Зависимость амплитуд колебаний от логарифмического декремента:
1 — по формуле (VII.5); 2 — по формуле (VII.6); 3 — по формуле (VII.7).

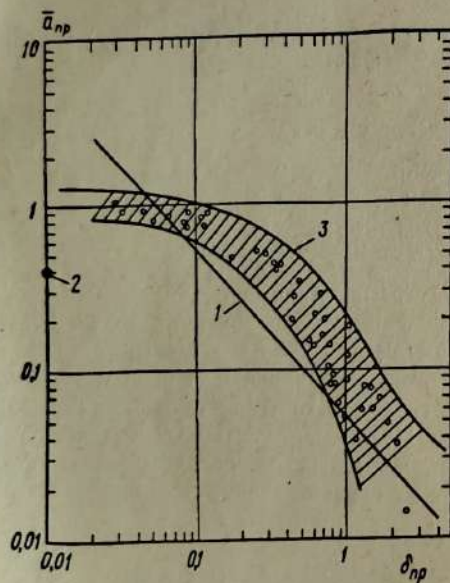


Рис. VII.6. Сопоставление экспериментальных и теоретических зависимостей нормализованных амплитуд колебаний от приведенного демпфирования:
1 — по формуле (VII.5); 2 — по формуле (VII.6) (экспериментальные значения); 3 — по формуле (VII.7).

стует о значительно более низких значениях амплитуд колебаний, вычисленных по формулам (VII.5) и (VII.6), по сравнению с аналогичными значениями, определенными по формуле (VII.7). В качестве примера рассмотрен однопролетный участок трубопровода на шарнирных опорах, диаметр которого 2,5 м при толщине стенки трубы

$t = 30$ мм и, соответственно, погонная масса $m = 200 \text{ кг} \cdot \text{с}^2 \cdot \text{м}^{-1}$; $c_x = 0,7$. На рис. VII.5 пунктиром выделена кривая $\bar{a} = f(\delta)$, вычисленная по формуле (VII.5), но при $c_y = 1$.

Сопоставление (рис. VII.6) теоретических зависимостей максимальных нормализованных амплитуд аэроупругих колебаний $\bar{a}$

данными экспериментов над моделями упругих стержней на шарнирных опорах, консольно зашпеленных, жестких цилиндров на упругих опорах и тросов [9] свидетельствует о том, что формула (VII.7) дает верхнюю границу возможных амплитуд колебаний и в то же время подтверждает, что формула (VII.5) дает заниженную оценку амплитуд колебаний. На рис. VII.6 приняты следующие обозначения: $\bar{a}_{пр}$ — приведенная нормализованная амплитуда колебаний,

$\bar{a}_{пр} = \bar{a}/\gamma_n$; γ_n — безразмерный параметр формы колебаний, зависящий от способа опирания элементов конструкций, для стержня на шарнирных опорах $\gamma_n = 1,155$ (значения коэффициента γ_n для других случаев приведено в работе [9]); $\delta_{пр}$ — приведенное демпфирование, $\delta_{пр} \approx 0,2m\delta/\rho d^2$.

Для подавляющего большинства конструкций значения логарифмического декремента $\delta > 0,02$ [13]. Кроме того, предельная амплитуда индуцированных вихрями колебаний $\bar{a} = 1$. В силу изложенного формула (VII.7) может быть упрощена при сохранении достаточной точности в предположении $\delta > 0,02$

$$\bar{a} = \frac{c_y}{\frac{2m\pi^2 Sh^3}{\rho d^2} \delta - 1,35(1 - 0,37c_x)\pi^2 Sh}.$$

Эта формула справедлива для цилиндрического стержня с произвольной формой поперечного сечения. В частном случае поперечного сечения круговой формы при $Sh = 0,2$ и $c_x = 0,7$ зависимость $\bar{a} = f(\delta)$ описывают выражением

$$\bar{a} = \frac{c_y}{\frac{0,8\pi}{\rho d^2} \delta - 2}.$$

Зависимость $\bar{a} = f(\delta)$, представленная формулой (VII.7), отражает нелинейные свойства автоколебательных систем рассматриваемого типа и полностью подтверждается экспериментальными данными (см. рис. VII.6), в то время как формула (VII.5) соответствует концепции классической модели вынужденных колебаний линейных систем. Таким образом, предложенная в работе [11] математическая модель аэроупругих колебаний элементов конструкций круговой цилиндрической формы дает амплитуды колебаний, хорошо согласующиеся с экспериментальными данными, и может служить надежной основой для аэродинамических расчетов.

Меры борьбы с вибрациями трубопроводов

Часто наблюдаются вибрации трубопроводов, имеющих висячие и надземные участки. Причины их возникновения различны и могут быть обусловлены как механикой движущегося продукта (движение и пульсации давления жидкого или газообразного продукта), так и свойствами окружающей среды. Последние объясняются специфи-

ческим характером обтекания надземных и висячих трубопроводов, имеющих круглоцилиндрическую форму поперечного сечения, воздушным потоком [27].

При обтекании трубопроводов ветровым потоком в определенных условиях возникает интенсивные колебания, характеризующиеся значительными амплитудами, способными разрушить трубопровод. В механике подобный режим называется автоколебаниями, а системы, в которых возможен такой режим — автоколебательными. Концепция автоколебаний, положенная в основу обоснования возникающих при обтекании ветровым потоком трубопровода явлений, позволяет не только вскрыть механизм колебаний, но и найти пути обеспечения аэродинамической устойчивости надземных трубопроводов, т. е. их способность противостоять ветровым нагрузкам.

Способы защиты сооружений от вибраций можно условно разделить на два типа: пассивный и активный. При пассивном способе путем изменения основных параметров сооружения изменяют собственную частоту сооружения, чтобы предотвратить резонансные явления. Однако таким образом добиться эффективных результатов невозможно, так как само явление не устраняется, а происходит смещение значения критической скорости ветра, соответствующей ветровому резонансу. Активные способы виброзащиты, уменьшающие амплитуду резонансных колебаний, осуществляются путем устройства механических или аэродинамических гасителей колебаний. Принципиальная разница между механическими и аэродинамическими гасителями заключается в том, что последние устраняют причину возникновения ветрового резонанса, существенно изменяя характер обтекания сооружения ветровым потоком. В практике виброзащиты линий электропередач, кабельной воздушной связи и магистральных трубопроводов [24] широкое распространение получили механические гасители колебаний типа колодочного демпфера [13].

Затухание колебаний обусловлено потерями энергии колебательной системы, в т. ч. на внутреннее трение. Увеличение декремента колебаний, приводящее к снижению динамического коэффициента, т. е. коэффициента возрастания амплитуд при резонансных колебаниях, может быть достигнуто путем установки гидравлических демпферов вблизи опорных частей или (в случае висячих трубопроводов) в местах крепления подвесок к трубопроводу. Несмотря на то, что искусственное повышение затухания колебаний надземных трубопроводов — очень эффективный способ ликвидации ветрового резонанса, оно, к сожалению, часто имеет индивидуальный характер и бывает связано с конкретными конструкторскими проработками. Аэродинамическое гашение колебаний, идея которого заключается в нарушении правильного вихреобразования при обтекании сооружения ветровым потоком, позволяет устранить основную причину возникновения ветрового резонанса. Определение оптимальных параметров аэродинамических гасителей связано с экспериментальными исследованиями в аэродинамических трубах.

Для гашения колебаний тел круглоцилиндрической формы (трубопроводы, дымовые трубы, башни, элементы конструкций) предложены разработанные устройства и приспособления [12, 13]. Наиболее эффективны следующие из них.

Для гашения колебаний горизонтальных трубопроводных систем предложены [13] специальные приспособления в виде турбулизатора, прикрепляемого к наружной поверхности трубопровода в горизонтальной плоскости симметрии. Передний относительно потока элемент турбулизатора рассекает поток, фиксируя точки отрыва пограничного слоя, а задний элемент нарушает периодичность вихреобразования и существенно уменьшает переменную аэродинамическую поперечную силу, что обуславливает резкое снижение амплитуд поперечных колебаний трубопроводов. Это устройство, получившее название турбулизирующих панелей или рассекателей, широко применяется в практике виброгашения надземных и висячих трубопроводных систем.

Проведенные в ЦАГИ им. Жуковского исследования, связанные с поиском оптимальных параметров навивки проволоки на круглоцилиндрические тела (рис. VII.7, а), позволили дать * рекомендации по эффективному гашению колебаний тел, в частности надземных трубопроводов, вызванных ветровым потоком. Отсутствие обобщений и конкретных рекомендаций по выбору параметров навивки не позволило применять в практике виброгашения этот экономичный способ. При проведении исследований по определению оптимальных параметров навивки варьировались количество проволок, навиваемых по винтовой линии (рис. VII.7, б), угол навивки относительно продольной оси цилиндра (рис. VII.8) и диаметр проволок (рис. VII.9). Одновременно с этим большое внимание было уделено вопросу о влиянии навиваемых проволок на лобовое сопротивление цилиндра (см. рис. VII.4).

При режиме ветрового резонанса амплитуда колебаний уменьшается в несколько раз. Вблизи резонанса, когда происходит захват частоты срыва вихрей частотой колебаний цилиндра, амплитуда уменьшается более чем в пять раз. Кроме того, при наличии проволочных гасителей область чисел Струхала, при которых наблюдаются интенсивные колебания модели, существенно сужается. На рис. VII. 7, в приведены осциллограммы колебаний цилиндра с проволочными гасителями и без них на режиме, близком к режиму ветрового резонанса ($Sh = 0,17$). При использовании гасителей амплитуда колебаний уменьшается более чем в пять раз.

Навивка проволок может существенно повысить коэффициент лобового сопротивления цилиндра. С этим обстоятельством следует считаться при выборе диаметра навиваемой проволоки. Наиболее оптимальны с точки зрения аэродинамического сопротивления

* Блюмина Л. Х., Гребенников В. Н., Казакевич М. И. А. / С. 365524. Б. И. № 6. 1973.

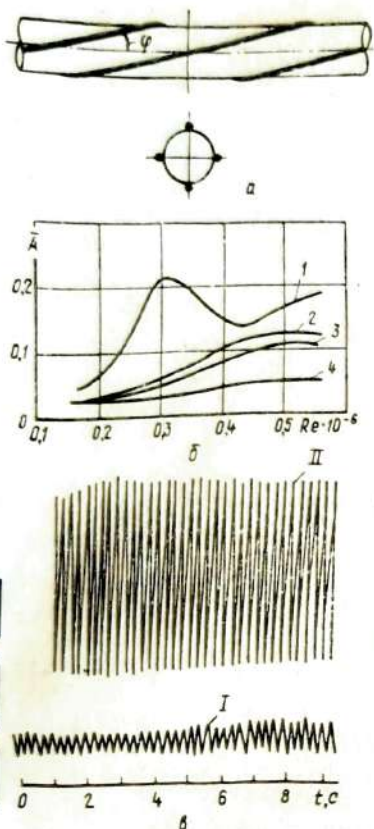


Рис. VII.7. Навивка проволоки на цилиндр как средство гашения колебаний: а — схема навивки ($\varphi = 9 + 11^\circ$); б — влияние числа навиваемых проволок на эффективность гашения колебаний (1 — без гасителя; 2, 3, 4 — с гасителем соответственно $n = 6, 3$ и 4; $\varphi = 11^\circ$, $d/D = 1/200$); в — осциллограммы колебаний цилиндра с проволочными гасителями (I) и без них (II).

Преимущество этого способа гашения аэроупругих колебаний перед навивкой жестких ребер — значительно меньшая концентрация напряжений в местах прикрепления приспособлений к поверхности цилиндра, а перед установкой раскатателей Бэрда — отсутствие дополнительного источника тепла, также приводящего к повышению напряжений в местах прикрепления раскатателей к поверхности цилиндра.

Для снижения уровня вибраций можно использовать динамические гасители, присоединение которых к колеблющемуся телу позволяет изменить динамические характеристики системы. При этом

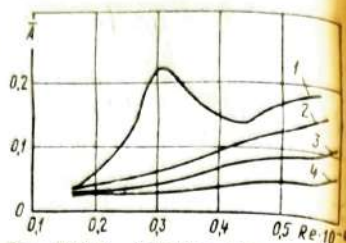


Рис. VII.8. Влияние угла навивки проволоки φ на эффективность гашения колебаний:

1 — без гасителя; 2, 3, 4 — с гасителем соответственно $\varphi = 6, 7, 11^\circ$; $n = 4$; $d/D = 1/200$.

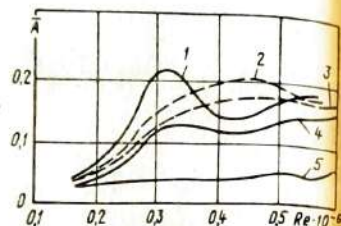


Рис. VII.9. Влияние диаметра проволоки на эффективность гашения колебаний:

1 — без гасителя; 2, 3, 4, 5 — с гасителем соответственно $d/D = 3/100, 1/100, 1/500, 1/200$; $\varphi = 11^\circ$; $n = 4$.

и эффективности гашения колебаний круглого цилиндра следующие параметры:

Количество проволок	4
Угол навивки проволоки	$9-12^\circ$
Диаметр навиваемых проволок	$d/D \approx 0,5\%$

Динамические характеристики ее не изменяются, так как масса гасителя обычно незначительна по сравнению с массой колеблющейся конструкции. В практике виброгашения инженерных сооружений получили распространение полупассивные динамические устройства, не входящие в состав несущих элементов конструкций, а, как правило, включаются в работу только при воздействии на сооружения динамических нагрузок. Существует три типа подобных устройств: поглотители колебаний, представляющие собой массу, присоединенную к основной системе при помощи элемента трения (амортизатора);

динамические гасители колебаний, представляющие собой массу, присоединенную к основной системе при помощи упругого элемента или по схеме маятника;

динамические гасители колебаний с трением, в которых дополнительная масса присоединяется к основной системе при помощи упругого и вязкого элементов.

Простейший динамический гаситель колебаний представляет собой массу, присоединенную к колеблющемуся телу при помощи упругой связи. Если основная конструкция может быть условно представлена в виде системы с одной степенью свободы (с собственной частотой Ω), то в результате присоединения гасителя образуется система с двумя степенями свободы. Две новые собственные частоты Ω_1 и Ω_2 системы определяются из выражения

$$\left(\frac{\Omega_{1,2}}{\Omega}\right)^2 = 1 + \frac{\mu}{2} \pm \sqrt{\mu + \frac{\mu^2}{4}},$$

где μ — отношение массы гасителя к массе основной конструкции. Из которого можно сделать вывод, что гаситель без демпфирования эффективен лишь при воздействиях с фиксированной частотой или при узкополосном спектре воздействия.

Большинство динамических воздействий (ветровое, от электромоторов и др.) являются широкополосными или имеют неустойчивую частоту. Применение динамических гасителей без демпфирования в подобных случаях не приводит к положительным результатам, т. е. избежать резонанса невозможно. Наиболее действенное средство виброгашения при гармоническом воздействии с неустойчивой частотой — гаситель с оптимальным демпфированием. Диссипативные свойства гасителя могут быть обусловлены наличием вязкого демпфера, внутренним трением в упругой связи гасителя, конструкционным демпфированием, сухим трением в элементах гасителя.

Для конструкций с малым внутренним сопротивлением (к которым можно отнести трубопроводы) оптимальные параметры гасителей, подобранные без учета внутреннего сопротивления в основной конструкции, будут незначительно отличаться от подобранных с учетом этого сопротивления. Поэтому рассчитывают динамические гасители обычно без учета сопротивления в основной конструкции. Однако при этом расчетная эффективность гасителя (отношение амплитуд колебаний конструкции без гасителя к амплитудам системы с гасителем)

оказывается завышенной по сравнению с фактической. Увеличение сопротивления в основной конструкции снижает эффективность виброгашения, а для конструкций из материалов с большим внутренним сопротивлением невозможно создать динамический гаситель большой эффективности, так как масса его окажется непомерно большой.

Кроме демпфирования для расширения диапазона частот, в котором гаситель эффективен, иногда вводят элементы с нелинейными характеристиками (нелинейно-упругие связи, предварительный натяг, зазоры, приводящие к возникновению ударов, и др.). При большом диапазоне частот воздействия применение демпфирования для указанной цели является наиболее простым и эффективным средством.

В работе [13] представлены конструктивные и расчетные модели некоторых типов динамических гасителей колебаний, которые могут быть использованы для снижения вибраций строительных конструкций, в т. ч. трубопроводов.

Глава VIII. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНОЙ ВЕЛИЧИНЫ ПРОЛЕТА ТРУБОПРОВОДА

Факторы, определяющие величину пролета трубопровода

Если при эстакадной прокладке трубопроводов величина пролетов не имеет существенного значения, то при прокладке по балочной схеме этот фактор оказывает значительное влияние на рациональность решения. С увеличением пролетов трубопроводов и, следовательно, с уменьшением числа опор, значительно сокращаются расходы материалов и повышаются темпы производства работ. Кроме того, при уменьшении числа опор облегчается проектирование и строительство сложного подземного хозяйства промышленных предприятий. Поэтому вопросы рациональной расстановки опор и определения предельных пролетов трубопроводов находятся в числе основных при компоновке систем.

Требования, предъявляемые к величинам предельных пролетов, можно разделить на расчетные, эксплуатационные и компоновочные. Расчетные требования состоят в необходимости обеспечения надежности конструкции в целом, т. е. выбранный предельный пролет должен удовлетворять условиям прочности и устойчивости с учетом всех одновременно действующих нагрузок.

Эксплуатационные требования состоят в обеспечении необходимых условий эксплуатации при работе всей системы. Для трубопроводов, транспортирующих среду, в которой может выпадать конденсат, таким требованием, в частности, является необходимость обеспечения заданного непрерывного одностороннего уклона для его стока.

Компоновочные требования обеспечиваются возможностью размещения на генеральном плане опор, соответствующих выбранным предельным пролетам.

При определении величины предельного пролета вполне достаточно учесть основных силовых факторов, оказывающих решающее влияние на его величину. В первую очередь к ним относятся: поперечная нагрузка, включающая собственную массу трубы с оборудованием, массу изоляции и транспортируемого продукта, заполнения пылью или выпадающим конденсатом, массу сопутствующих трубопроводов с опорными конструкциями; внутреннее давление газовой среды; усиления от температурных деформаций трубопроводов.

Предельные пролеты при расчете по первой группе предельных состояний

Первая группа предельных состояний конструкций характеризуется предельной несущей способностью элемента, находящегося под воздействием силовых факторов. Различное технологическое назначение трубопроводов определяет наличие тех или иных нагрузок. В зависимости от этого трубопроводы можно разделить на трубопроводы с нагрузками, не вызывающими деформирования контура поперечного сечения и трубопроводы с нагрузками, вызывающими деформирование контура поперечного сечения.

К первым относятся трубопроводы, находящиеся под воздействием внутреннего давления газовой среды и поперечной нагрузки, симметричной относительно продольной оси. Ко вторым — все трубопроводы, в которых возникает поперечная нагрузка, неосесимметричная относительно продольной оси (заполнение сечения — пыль, конденсат и пр.).

Проследим последовательность определения предельных пролетов для первой группы трубопроводов. Приняв полученное в гл. VI выражение для предельного состояния тонкостенного трубопровода, условие прочности запишем в виде

$$\sigma_{\text{пр}} \leq m K_1 R,$$

где $\sigma_{\text{пр}}$ — суммарные продольные напряжения, возникающие под влиянием всех действующих силовых факторов; R — расчетное сопротивление материала трубы; m — коэффициент условий работы; K_1 — коэффициент приведения к линейному напряженному состоянию.

С учетом возможной потери местной устойчивости стенки, второе условие прочности

$$\sigma_{\text{пр}} \leq \sigma_{\text{ок}},$$

где $\sigma_{\text{ок}}$ — критические напряжения потери устойчивости при изгибе.

С учетом возможности появления осевых напряжений от температурных деформаций системы, которые могут суммироваться с

продольными напряжениями от изгиба, условия прочности принимают вид

$$\sigma_{пр} \leq mK_1 R - \sigma_N;$$

$$\sigma_{пр} \leq \sigma_{ок} - \sigma_N.$$

Вводя полученный коэффициент приведения к линейному напряженному состоянию $K_1 = 0,95$, получим $\sigma_{пр} \leq 0,95mR - \sigma_N$.

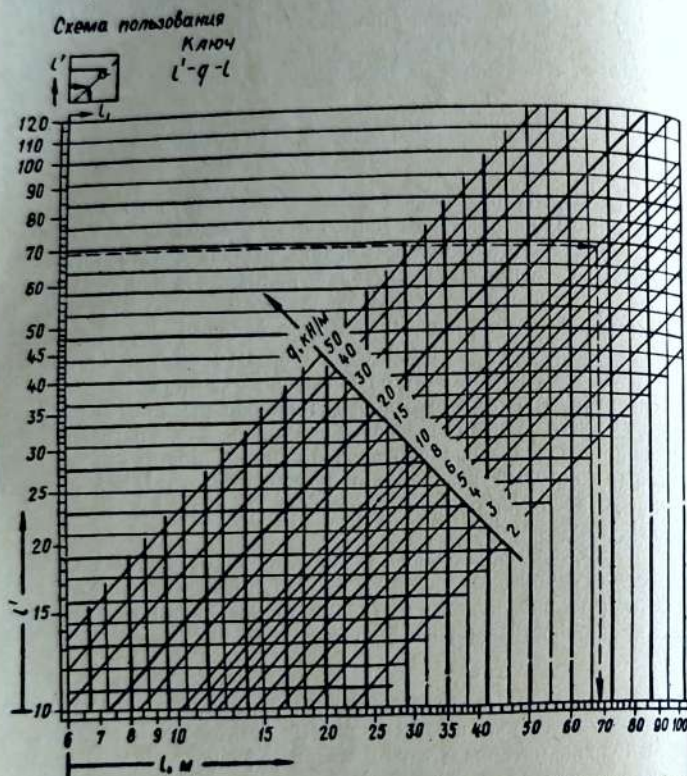


Рис. VIII.1. Номограмма для расчета трубопроводов по первой группе предельных состояний.

Кроме того, принимаем $\sigma_N = 20$ МПа. Соответствующая этому напряжению сжимающая сила заведомо больше сил, которые могут возникнуть в реальных трубопроводных системах от температурных деформаций. Отсюда $\sigma_{пр} \leq 0,95mR - 20$.

При $R = 210$ МПа

$$\sigma_{пр} \leq 0,86mR.$$

Используя записанные условия прочности и учитывая, что

$$\sigma_{пр} = \frac{M}{W} = \frac{ql^3}{2\pi D^3 t},$$

получаем выражение для величин предельных пролетов по условию прочности

$$l = 79Dm \sqrt{\frac{tR}{q}}.$$

Величина предельного пролета по условию устойчивости определяется из выражения

$$l = 79Dm \sqrt{\frac{t(\sigma_{ок} - \sigma_N)}{q}},$$

где q — расчетная погонная (или эквивалентная) нагрузка, Н/м; D — диаметр трубопровода, м; t — толщина стенки трубы, м; $\sigma_{ок}$ — критические напряжения потери устойчивости, МПа; R — расчетное сопротивление материала трубы, МПа; σ_N — нормальные напряжения от продольной силы, МПа (сжатие считается положительным).

Построенная по результатам расчета номограмма для приведенного расчетного сопротивления $R' = mR = 0,86R = 180$ МПа показана на рис. VIII.1. Значения вспомогательной величины l' приведены в табл. VIII.1.

Пример. Дано: $D = 2800$ мм; $t = 8$ мм; $q = 10$ кН/м.

Находим:

- 1) по табл. VIII.1 $l' = 61,5$ м;
- 2) по номограмме $l = 60,0$ м.

Таблица VIII.1. Значения l'

$D, \text{ мм}$	l' при значениях $t, \text{ мм}$				
	4	6	8	10	12
600	11,2	14,0	16,2	18,1	19,8
800	14,2	19,2	21,6	24,1	27,2
1000	16,9	22,5	27,0	30,2	34,8
1200	19,5	26,1	31,7	36,4	39,8
1400	21,7	29,5	36,4	41,7	46,3
1600	23,9	32,8	40,3	46,8	52,6
1800	26,9	35,8	44,4	51,6	58,4
2000	28,0	38,6	48,0	56,4	63,7
2200	29,2	41,4	51,6	60,6	69,0
2400	30,4	43,7	55,1	65,0	74,0
2600	31,1	46,4	58,4	62,1	79,0
2800	31,8	48,9	61,5	73,8	83,6
3000	32,3	51,4	64,7	76,8	88,1
3200	32,9	52,7	67,5	80,5	92,2
3400	33,3	54,1	69,6	84,0	92,4
3600	33,9	55,6	73,2	87,6	102,1

Предельные пролеты при расчете по второй группе предельных состояний

Для многих надземных трубопроводов, прокладываемых по балочной схеме, расчетным может быть второе предельное состояние. К ним относятся газопроводы, в которых при определенном технологическом режиме может образоваться конденсат. В этом случае трубопроводу придают уклон за счет разности отметок труб на смежных опорах. Поэтому одно из основных эксплуатационных требований, предъявляемое к величинам пролетов, состоит в обеспечении непрерывного одностороннего уклона трубопровода для стока конденсата. Если этим требованием пренебречь, то накапливающийся конденсат образует «мешок», уменьшая тем самым живое сечение трубопровода и его пропускную способность. Это требование может быть обеспечено соответствующей величиной прогиба трубопровода, которая при заданном уклоне не вызывает образования «мешка». В связи с этим величина предельного пролета трубопровода должна быть связана с величиной прогиба, которая, в свою очередь, определяется величиной требуемого уклона. Величина уклона i зависит от состава и направления движения газа, климатических условий, технологических режимов и др. и задается обычно отношением $\frac{h}{l}$. При установлении зависимости предельного прогиба от заданного уклона принимаем, что скапливание конденсата исключается.

Обследования ряда эксплуатируемых трубопроводов показали, что постоянное наличие конденсата в виде «мешка» приводит к износу труб и значительно сокращает срок их службы. Считают возможным заполнение конденсатом на высоту $0,02 D$ [25].

Для определения указанных зависимостей рассмотрим однопролетную разрезную балку с равномерно распределенной нагрузкой. Уравнение изогнутой оси балки имеет вид

$$y = \frac{qL_n^3}{24EI} \left(1 - \frac{2x^3}{L_n^2} + \frac{x^3}{L_n^3} \right),$$

где q — равномерно распределенная нагрузка на трубу, Н/пог. м; E — модуль упругости материала трубы, Па; x — текущая координата; I — момент инерции трубы, м⁴; L — пролет трубы, м.

Необходимый уклон будет обеспечен, если угол поворота оси балки на нижней опоре α_0 будет не больше величины заданного уклона i , т. е.

$$\alpha_0 = \frac{qL^3}{24EI} \leq i. \quad (\text{VIII.1})$$

Так как уклон обычно не превышает 0,01, то можно принять $i = \tan \alpha$. На основе этой зависимости можно определить минимальный уклон трубопровода, обеспечивающий непрерывный сток конденсата.

Наибольший прогиб (в середине пролета), выраженный через угол поворота опорного сечения, определится

$$f_{\max} = \frac{5qL^4}{384EI} = 0,313\alpha_n L_n.$$

Так как предельное значение $\alpha_0 = i$, то $\frac{f_{\max}}{i} = 0,313L_n$. Обозначив $n = \frac{L_n}{f_{\max}}$, получим $n = \frac{3,2}{i}$ (VIII. 2).

Из полученной формулы следует, что с увеличением уклона требования к жесткости трубопровода снижаются и могут быть допущены большие прогибы. На рис. VIII.2 видно, что при уклонах более 0,005—0,006 допустимые прогибы резко возрастают. Увеличивая уклон можно повысить использование несущей способности трубопроводов и увеличить пролеты, приблизив их к размерам, определяемым первым предельным состоянием.

Для получения формулы предельного пролета по второму предельному состоянию рассмотрим выражение (VIII.1). Учитывая зависи-

мость (VIII.2), получим $\frac{f}{L} = \frac{5}{384} \cdot \frac{q}{1,15} \cdot \frac{L^3}{EI} = \frac{i}{3,2} n$.

Принимая $I = 0,3926 D^4 t$ и $E = 2,1 \cdot 10^8$, получим

$$L^3 = \frac{i D^4 t}{q} \cdot \frac{384 \cdot 1,15 \cdot 2,1 \cdot 10^8 \cdot 0,3926}{3,2 \cdot 5},$$

где 1,15 — усредненный коэффициент перехода к нормативным нагрузкам.

$$\text{Отсюда } L = 132 \sqrt[3]{\frac{it}{q}}, \text{ м;}$$

$$D, \text{ м; } t, \text{ м; } q, \text{ Н/м.}$$

На рис. VIII.3 приведена номограмма для определения предельных пролетов по второму предельному состоянию.

Пример. Дано: $D = 2800$ мм; $t = 8$ мм; $q = 10$ кН/м; $i = 0,001$.

По номограмме находим $L_2 = 34,2$ м.

Определение оптимальной величины пролета

При проектировании трубопроводных систем существенное значение имеет оптимальность принятых конструктивных решений. Наиболее общий экономический критерий оптимальности конструкций — их стоимость. Отсюда — одно из важнейших требований, предъявляемых к трубопроводным системам, — минимальность их стоимости.

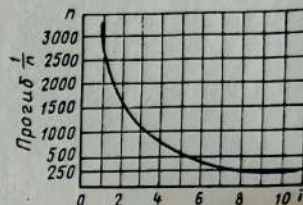


Рис. VIII.2. Зависимость прогибов трубопроводов от их уклонов: i — уклон в тысячных.

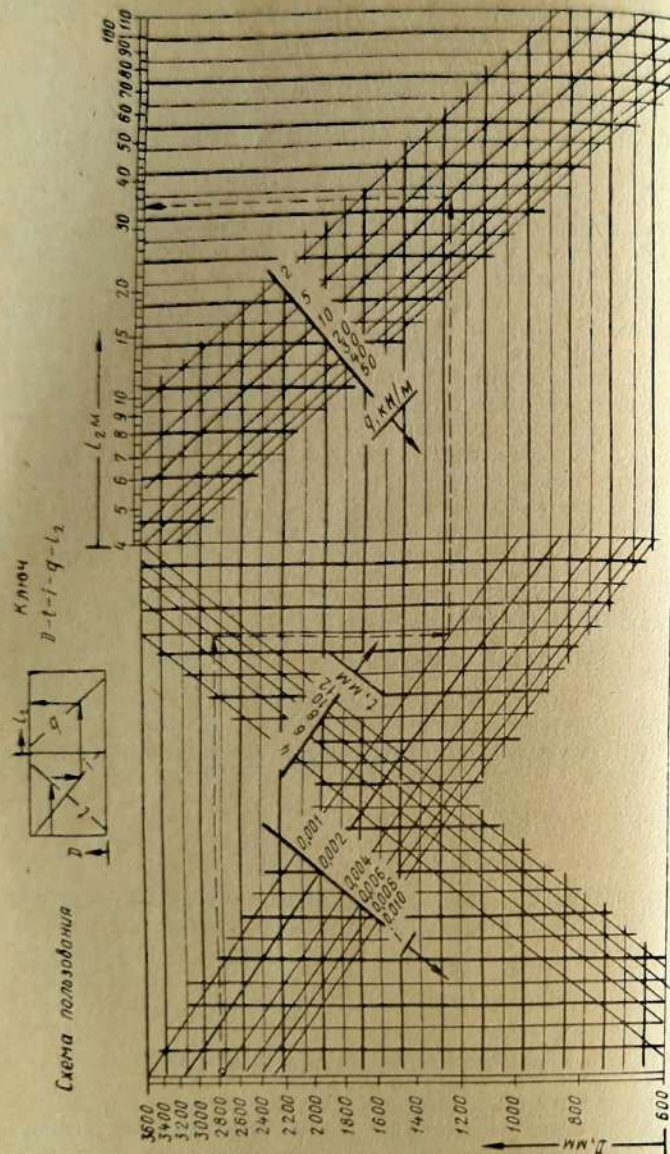


Рис. VIII.3. Номограмма для расчета трубопроводов по второй группе предельных состояний.

Это требование обеспечивается рациональной компоновкой элементов системы, выбором оптимальных конструктивных форм и т. п. Одна из основных задач проектирования — поиск экономичной компоновочной схемы — оптимального шага промежуточных опор внутри температурного блока.

Основные параметры, оказывающие решающее влияние на стоимость трубопроводной системы — толщина оболочки трубопровода и расстояние между опорами (пролет). Диаметр трубопровода — всегда заранее заданная величина — функция технологических требований (с учетом унификации).

При компоновке и расчете трубопроводных систем одним из основных оказывается вопрос допускаемой предельной величины пролета трубопровода. С ее увеличением сокращается число опор и фундаментов, что, в свою очередь, создает более благоприятные условия для сооружений подземного хозяйства. С другой стороны, увеличение пролетов вызывает необходимость применения большей толщины оболочки трубопровода, приводящего к росту металлоемкости, что сказывается на стоимости всего сооружения. Поэтому целесообразен поиск оптимальной величины пролета трубопровода, обеспечивающей минимальную стоимость сооружения.

Задача поставлена следующим образом. Для рассматриваемой системы известны диаметр трубопровода D , характеристики материала конструкций — модуль упругости E и расчетное сопротивление R , объемная масса фундаментов γ , процент их армирования μ , высота опор H и характеристика сечений их поясов $\rho = \frac{r}{\sqrt{F}}$ (r — радиус инерции сечения, F — площадь сечения). Задана также вертикальная нагрузка на трубопровод интенсивностью q и величина требуемого технологического уклона i .

Нужно найти такие значения расстояний между опорами l и толщины оболочки трубопровода t , при которых стоимость всего сооружения была бы минимальной. Описанная задача математически сводится к нахождению минимума целевой функции C , определяемой общей зависимостью стоимости сооружения от параметров системы:

$$C = C_1 + C_2 + C_3,$$

где C_1 — стоимость трубопровода; C_2 — стоимость опор; C_3 — стоимость фундаментов.

Ограничивая конструктивно минимальную толщину стенки трубопровода некоторой заданной величиной t^* , получим значения C в виде

$$C_1 = K_1 D t^* + K_2 D (t - t^*),$$

где K_1 — коэффициент, зависящий от преysкурантных цен и геометрических характеристик.

Для определения C_2 запишем выражение для площади сжатой ветви

$$F = \frac{N}{R} + \frac{\alpha H^2}{\rho},$$

где N — продольное усилие в ветви, т; α — величина, аппроксимирующая коэффициент продольного изгиба φ и определяемая в зависимости от марки стали.

Объем поясов всех опор можно представить в виде

$$V = \left(\frac{qH}{R} + \frac{2\alpha H^3}{\rho^3} \right) \frac{1}{l} = \frac{qH}{R} + \frac{2\alpha H^3}{\rho^3 l}. \quad (\text{VIII.3})$$

Учитывая увеличение массы за счет решетки и других элементов, получим из выражения (VIII.3) стоимость опор

$$C_2 = K_2 \left(\frac{qH}{R} + \frac{2,5\alpha H^3}{\rho^3 l} \right),$$

где K_2 — коэффициент, зависящий от прейскурантных цен.

Величина C_3 для центрально сжатого фундамента определяется зависимостью $C_3 = K_3 q$, где K_3 — коэффициент, зависящий от расчетных характеристик грунта, глубины заложения фундамента, объемной массы бетона, процента армирования и прейскурантных цен. Теперь искомая величина C имеет вид $C = K_1 D l^* + K_1 D \times (t - l^*) + K_2 \left(\frac{qH}{R} + \frac{2,5\alpha H^3}{\rho^3 l} \right) + K_3 q$.

Определение минимума величины C ограничено следующими условиями:

$$t_{\min} \leq t \leq t_{\max}; \quad l_{\min} \leq l \leq l_{\max}, \quad (\text{VIII.4})$$

$$l \leq AD \sqrt{\frac{tR}{q}}; \quad l \leq AD \sqrt{\frac{t(\sigma_{0n} - \sigma_N)}{q}}; \quad l \leq BD \sqrt{\frac{t}{q}}. \quad (\text{VIII.5})$$

Условия (VIII.4) ограничивают геометрические размеры, а условия (VIII.5) — требования критериев предельных состояний, в которых A и B — коэффициенты, зависящие от геометрических характеристик.

В зависимостях (VIII.4) и (VIII.5) R — расчетное сопротивление материала; σ_{0n} — критические напряжения потери устойчивости при изгибе; σ_N — нормальные напряжения от продольной силы в трубопроводе, вызванные температурными деформациями.

Полученная задача рассматривалась как задача нелинейного программирования и решена одним из методов математической оптимизации — методом случайного поиска. По результатам вычислений получены величины оптимальных параметров трубопроводов, приведенные в табл. VIII.2. Они обеспечивают минимальную стоимость сооружения при удовлетворении требований предельных состояний.

При расчете приняты следующие данные: материал трубопровода и опор — сталь Ст.3 с $\sigma_t = 240$ МПа; минимальный технологический уклон $i = 0,005$; бетон для фундаментов марки М150; конструктивно минимальная толщина оболочки 4 мм.

Анализ результатов расчета позволил сделать вывод об экономической целесообразности, в большинстве случаев, применения трубопроводов с толщиной стенки, находящейся на нижнем пределе, что всегда уменьшает стоимость сооружения.

Глава IX. РАСЧЕТ ОПОРНЫХ КОЛЬЦЕВЫХ РЕБЕР ЖЕСТКОСТИ

Расчетная схема и действующие нагрузки

Опорные ребра жесткости трубопроводов предназначены для передачи опорных реакций оболочки. При значительных реакциях в тонких стенках трубопроводов возникают сдвигающие силы значительной величины, которые могут привести к искривлению круговой формы сечения на опоре и вдавливанию стенки.

Таблица VIII.2. Величины оптимальных параметров трубопроводов

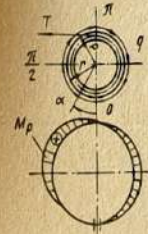
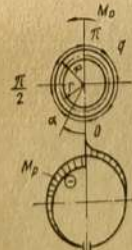
$D, \text{ м}$	1,01	1,62	2,02	2,42	3,02	3,62
$H, \text{ м}$	12 15	8 12 18	8 12 18	8 12 18	8 12 18	8 12 18
При нагрузке 5 кН/м						
$l, \text{ м}$	21 21 21	33 33 33	41 41 41	48 48 48	48 48 48	48 48 48
$t, \text{ мм}$	4 4 4	4 4 4	4 4 4	4 4 4	4 4 4	4 4 4
При нагрузке 10 кН/м						
$l, \text{ м}$	16 16 16	26 26 26	31 31 31	34 34 34	36 36 36	36 36 36
$t, \text{ мм}$	4 4 4	4 4 4	4 4 4	4 4 4	4 4 4	4 4 4
При нагрузке 30 кН/м						
$l, \text{ м}$	11 11 11	15 15 15	18 18 18	19 19 19	21 21 21	22 22 22
$t, \text{ мм}$	4 4 5	5 5 5	4 4 4	4 4 4	4 4 4	4 4 4
При нагрузке 50 кН/м						
$l, \text{ м}$	8 11 11	12 12 14	14 14 14	15 15 16	16 16 16	17 17 17
$t, \text{ мм}$	4 5 6	4 4 6	4 5 5	4 4 5	4 4 4	4 4 4

Конструктивно опорные ребра выполняют в виде полосы, элемента таврового сечения или двух элементов. При этом, в случае посадки трубы на стальное седло, последнее должно быть включено в работу опорного ребра и соответствующим образом с ним соединено. Опорные ребра всегда выполняют замкнутыми, приваренными к оболочке с двух сторон непрерывными швами. Рассчитывают опорные ребра на вертикальную реакцию всех нагрузок, действующих на трубопровод. Горизонтальными реакциями вследствие незначительности их влияния на усилия в ребре, обычно пренебрегают.

Выбор расчетной схемы опорного ребра зависит от типа опорной части трубопровода, назначаемой при решении статической схемы всей системы. При опирании трубопровода через седло на сквозные плоские (или пространственные) опоры ребро рассматривается опертым на две точки (ветви опоры) и нагруженным вертикальной нагрузкой.

При опирании трубопровода через подвижную опорную часть (катки, шарики, скольжение) ребро рассматривается опертым на сплошную

Таблица IX.1. Внутренние усилия в разрезанном кольце от внешних нагрузок [15]

Схема нагружения	Расчетные формулы
1. Кольцо под действием радиальной силы 	$q = \frac{P}{\pi R} \sin \alpha$ $M_p = -\frac{Pr}{2\pi} \left[\frac{2R}{r} (1 - \cos \alpha) - \alpha \sin \alpha \right]$ $N_p = -\frac{P}{2\pi} \alpha \sin \alpha$ $Q_p = -\frac{P}{2\pi} (\sin \alpha - \alpha \cos \alpha)$
2. Кольцо под действием касательной силы 	$q = \frac{Tr}{2\pi R^2} - \frac{T}{\pi R} \cos \alpha$ $M_p = \frac{Tr}{2\pi} \left[\left(\frac{r}{R} + \frac{2R}{r} - 1 \right) \sin \alpha - (1 + \cos \alpha) \alpha \right]$ $N_p = \frac{T}{2\pi} \left[\left(1 - \frac{r}{R} \right) \sin \alpha + \alpha \cos \alpha \right]$ $Q_p = \frac{T}{2\pi} \left[\alpha \sin \alpha + \frac{r}{R} (\cos \alpha - 1) \right]$
3. Кольцо под действием момента 	$q = \frac{M_0}{2\pi R^2}$ $M_p = -\frac{M_0}{2\pi} \left(\alpha - \frac{r}{R} \sin \alpha \right)$ $N_p = -\frac{M_0}{2\pi R} \sin \alpha$ $Q_p = -\frac{M_0}{2\pi R} (1 - \cos \alpha)$

поверхность, которая создает равномерно распределенную реакцию. Жесткость опорных ребер принимается постоянной, изменением ее за счет увеличенной жесткости седла пренебрегают.

Расчет опорных ребер-шпангоутов ведется на группу внешних нагрузок, приложенных в его плоскости. Эти нагрузки уравниваются потоком касательных усилий оболочки q . От произвольной системы внешних сил в сечении шпангоута действуют внутренние усилия: изгибающий момент M , сжимающая или растягивающая сила N , поперечная сила Q . В качестве расчетной схемы шпангоута принимается замкнутое кольцо, диаметр которого равен диаметру нейтральной линии шпангоута D_k . Действие оболочки заменяется потоком касательных усилий, которые определяются из условия равновесия системы.

Шпангоут, как замкнутое кольцо, является трижды статически неопределимой системой. Раскрывают неопределимость в общем случае с учетом следующих допущений:

малая жесткость оболочки на изгиб по сравнению с жесткостью шпангоута принимается равной нулю;

не учитывается высота сечения шпангоута, так как по сравнению с радиусом кривизны она незначительна;

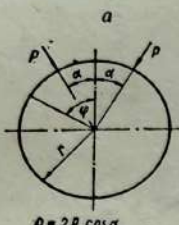
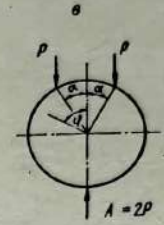
не учитывается изменение круговой формы шпангоута под нагрузкой.

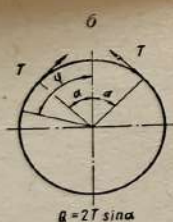
При действии на шпангоут сосредоточенных сил основными внутренними усилиями, оказывающими решающее значение на несущую способность и массу, являются изгибающие моменты. Поэтому эффективной формой шпангоута было бы кольцо переменной жесткости, так как вдали от мест приложения нагрузки величины внутренних усилий затухают быстро и снижаются в 3—4 раза по сравнению с максимальными. Однако по конструктивным соображениям шпангоуты переменного сечения в строительной практике не находят широкого применения. Наиболее экономичное сечение шпангоута можно получить при расположении опорных элементов по ширине на расстоянии, равном диаметру нейтральной оси шпангоута, т. е. с опорным углом $2\alpha = 180^\circ$.

Определение усилий в шпангоуте

Опорное ребро находится в равновесии под действием касательных усилий (со стороны трубы) и двух опорных реакций P . Точки приложения реакции P определяются углом α , зависящим от конструкции опоры. Суммарная нагрузка на шпангоут $A = 2P$.

Учитывая сложность прямого решения, т. е. раскрытия статической неопределимости, расчетные усилия M , N и Q определяются так называемым методом наложения простейших схем, при котором заданная общая схема нагружения разделяется на ряд простейших, имеющих готовое решение. В соответствии с расчетной схемой шпангоутов, принятой выше, такими простейшими схемами являются:

Расчетная схема	Расчетные усилия	Расчетная схема	Расчетные усилия
 $Q = 2P \cos \alpha$	$0 \leq \varphi \leq \alpha$ $M = \left[\frac{1 + \cos \alpha}{\pi} - \frac{\pi - \alpha}{\pi} \sin \alpha \cos \varphi \right] Pr$ $\alpha \leq \varphi \leq \pi$ $M = \left[\frac{1 + \cos \alpha}{\pi} + \frac{\alpha}{\pi} \sin \alpha \cos \varphi - \cos \alpha \sin \varphi \right] Pr$	 $Q = 2P$	$0 \leq \varphi \leq \alpha$ $M = \frac{Pr}{\pi} [1 + \cos \alpha - (\pi - \alpha) \sin \alpha + \sin^2 \alpha \cos \varphi]$ $\alpha \leq \varphi \leq \pi$ $M = \frac{Pr}{\pi} [1 + \cos \alpha + \alpha \sin \alpha + \sin^2 \alpha \cos \varphi - \pi \sin \varphi]$
	$0 \leq \varphi \leq \alpha$ $N = - \frac{(\pi - \alpha)}{\pi} \sin \alpha \cos \varphi P$ $\alpha \leq \varphi \leq \pi$ $Q = - \left[\frac{\alpha}{\pi} \sin \alpha \sin \varphi + \cos \varphi \cos \alpha \right] P$		$0 \leq \varphi \leq \alpha$ $N = \frac{P \sin^2 \alpha}{\pi} \cos \varphi$ $\alpha \leq \varphi \leq \pi$ $N = \frac{P}{\pi} [\sin^2 \alpha \cos \varphi - \pi \sin \varphi]$
			$0 \leq \varphi \leq \alpha$ $Q = - \frac{P}{\pi} \sin^2 \alpha \sin \varphi$ $\alpha \leq \varphi \leq \pi$ $= Q - \frac{P}{\pi} (\sin^2 \alpha \sin \varphi + \pi \cos \varphi)$



$$0 \leq \varphi \leq \alpha$$

$$M = \frac{Tr}{\pi} [(\pi - \alpha - \sin \alpha - (\pi - \alpha) \cos \alpha + \sin \alpha) \cos \varphi]$$
 $\alpha \leq \varphi \leq \pi$

$$M = - \frac{Tr}{\pi} [\sin \alpha + \alpha + (\sin \alpha - \alpha \cos \alpha) \cos \varphi - \pi \sin \alpha \sin \varphi]$$

$$0 \leq \varphi \leq \alpha$$

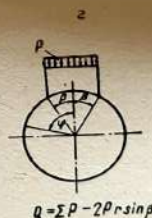
$$N = - \frac{T}{\pi} [(\pi - \alpha) \cos \alpha + \sin \alpha] \cos \varphi$$
 $\alpha \leq \varphi \leq \pi$

$$N = \frac{T}{\pi} [\pi \sin \alpha \sin \varphi - (\sin \alpha - \alpha \cos \alpha) \cos \varphi]$$

$$0 \leq \varphi \leq \alpha$$

$$Q = \frac{T}{\pi} [(\pi - \alpha) \cos \alpha + \sin \alpha] \sin \varphi$$
 $\alpha \leq \varphi \leq \pi$

$$Q = \frac{T}{\pi} [(\sin \alpha - \alpha \cos \alpha) \sin \varphi + \pi \sin \alpha \cos \varphi]$$



$$0 \leq \varphi \leq \beta$$

$$M = \frac{Pr^2}{\pi} \left[\frac{3}{8} \sin 2\beta + \frac{\beta}{4} + \sin \beta - (\pi - \beta) \frac{\sin^2 \beta}{2} + \frac{\sin^2 \beta}{3} \cos \varphi - \frac{\pi \sin^2 \varphi}{2} \right]$$

$$\beta \leq \varphi \leq \pi$$

$$M = \frac{Pr^2}{\pi} \left[\frac{3}{8} \sin 2\beta + \frac{\beta}{4} + \sin \beta + \beta \frac{\sin^2 \beta}{2} + \frac{\sin^2 \beta \cos \varphi}{3} - \pi \sin \beta \sin \varphi \right]$$

$$0 \leq \varphi \leq \beta$$

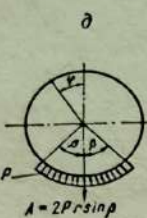
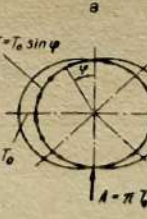
$$N = \frac{Pr}{\pi} \left[\frac{\sin^3 \beta}{3} \cos \varphi - \pi \sin^2 \varphi \right]$$

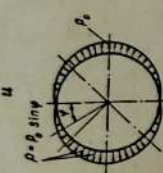
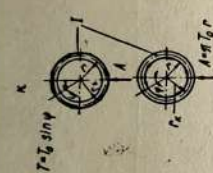
$$\beta \leq \varphi \leq \pi$$

$$N = \frac{Pr}{\pi} \left[\frac{\sin^2 \beta}{3} \cos \varphi - \pi \sin \beta \sin \varphi \right]$$

$$0 \leq \varphi \leq \beta$$

$$Q = - \frac{Pr}{\pi} \left[\frac{\sin^2 \beta}{3} \sin \varphi + \pi \sin \varphi \cos \varphi \right]$$

Расчетная схема	Расчетные усилия	Расчетная схема	Расчетные усилия
			$\beta \leq \varphi \leq \pi$ $Q = -\frac{Pr}{\pi} \left[\frac{\sin^2 \beta}{3} \sin \varphi + \pi \sin \beta \cos \varphi \right]$
 д	$0 \leq \varphi \leq (\pi - \beta)$ $M = \frac{Pr^2}{\pi} [\beta - \sin \beta + (\beta \cos \beta - \sin \beta) \cos \varphi]$ $(\pi - \beta) \leq \varphi \leq \pi$ $M = \frac{Pr^2}{\pi} [\beta - \sin \beta - \pi] + (\beta \cos \beta - \sin \beta - \pi \cos \beta) \cos \varphi + \pi \sin \beta \sin \varphi]$ $0 \leq \varphi \leq (\pi - \beta)$ $N = \frac{Pr}{\pi} [\beta \cos \beta - \sin \beta] \cos \varphi$ $(\pi - \beta) \leq \varphi \leq \pi$ $N = \frac{Pr}{\pi} [(\beta \cos \beta - \sin \beta - \pi \cos \beta) \cos \beta + \pi \sin \beta \sin \varphi - \pi]$ $0 \leq \varphi \leq (\pi - \beta)$	 ж	$0 \leq \varphi \leq (\pi - \beta)$ $M = \frac{Pr^2}{\pi} [\sin \beta + \beta + (\beta \cos \beta - \sin \beta) \cos \varphi - \pi \sin \varphi \sin \beta]$ $(\pi - \beta) \leq \varphi \leq \pi$ $M = \frac{Pr^2}{\pi} [\sin \beta - (\pi - \beta) (1 + \cos \beta \cos \varphi) - \sin \beta \cos \varphi]$ $0 \leq \varphi \leq (\pi - \beta)$ $N = \frac{Pr}{\pi} [(\beta \cos \beta - \sin \beta) \cos \varphi - \pi \sin \beta \sin \varphi]$ $(\pi - \beta) \leq \varphi \leq \pi$ $N = \frac{Pr}{\pi} [(\beta \cos \beta - \sin \beta - \pi \cos \beta) \cos \varphi - \pi]$ $0 \leq \varphi \leq (\pi - \beta)$
	$Q = -\frac{Pr}{\pi} [\beta \cos \beta - \sin \beta] \sin \varphi$ $(\pi - \beta) \leq \varphi \leq \pi$ $Q = \frac{Pr}{\pi} [\pi \sin \beta \cos \varphi - (3 \cos \beta - \sin \beta - \pi \cos \beta) \sin \varphi]$		$Q = -\frac{Pr}{\pi} [(\beta \cos \beta - \sin \beta) \sin \varphi + \pi \sin \beta \cos \varphi]$ $(\pi - \beta) \leq \varphi \leq \pi$ $Q = \frac{Pr}{\pi} [(\pi - \beta) \cos \beta + \sin \beta] \sin \varphi$
 е	$0 \leq \varphi \leq \beta$ $M = \frac{Pr^2}{\pi} \left[2 \sin \beta + (\pi - \beta) \cos \beta + \beta - \left(\pi - \frac{\beta}{2} \right) \cos \varphi - \frac{\sin 2\beta \cos \varphi}{4} - \pi \varphi \sin \varphi \right]$ $\beta \leq \varphi \leq \pi$ $M = \frac{Pr^2}{\pi} \left[2 \sin \beta - \beta \left(\cos \beta - 1 - \frac{\cos \varphi}{2} + \pi \sin \varphi \right) - \frac{\sin 2\beta \cos \varphi}{4} \right]$ $0 \leq \varphi \leq \beta$ $N = Pr \left[\left(\pi - \frac{\sin 2\beta}{2} \right) \frac{\cos \varphi}{2\pi} - \varphi \sin \varphi \right]$	 з	$0 \leq \varphi \leq \pi$ $M = T_0 r^2 \left[\frac{1}{2} - \frac{\cos \varphi}{4} - \frac{\varphi \sin \varphi}{2} \right]$ $N = T_0 r \left[\frac{3}{4} \cos \varphi - \varphi \frac{\sin \varphi}{2} \right]$ $Q = -T_0 r \left[\frac{\sin \varphi}{4} + \varphi \frac{\cos \varphi}{2} \right]$

Расчетная схема	Расчетные усилия	Расчетная схема	Расчетные усилия
	$\beta \leq \varphi \leq \pi$ $N = Pr \left(\beta - \frac{\sin 2\beta}{2} \right) \times$ $\times \frac{\cos \varphi}{2\pi} - \beta \sin \varphi$		$0 \leq \varphi \leq \pi$ $M = \left[\frac{\sin \varphi}{2} + \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\varphi}{2} \right) \cos \varphi - \right.$ $\left. - \frac{2}{\pi} \right] P r^2$ $Q = - \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\varphi}{2} \right) \sin \varphi P r$ $N = \left[\frac{\sin \varphi}{2} + \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\varphi}{2} \right) \cos \varphi \right] P r$
	$0 \leq \varphi \leq \beta$ $Q = \frac{Pr}{\pi} \left[\frac{\sin 2\beta \sin \varphi}{4} - \right.$ $\left. - \frac{\beta}{2} \sin \varphi - \pi \varphi \cos \varphi \right]$ $\beta \leq \varphi \leq \pi$ $Q = \frac{Pr}{\pi} \left[\frac{\sin 2\beta \sin \varphi}{4} - \right.$ $\left. - \frac{\beta}{2} \sin \varphi - \pi^2 \cos \varphi \right]$		$0 \leq \varphi \leq \pi$ $M = T r^2 \left[\frac{1}{2} - \frac{\cos \varphi}{4} - \frac{\varphi \sin \varphi}{2} \right]$ $Q = - T r^2 \left[\left(\frac{1}{4} - \frac{3}{4} \right) \sin \varphi + \right.$ $\left. + \frac{\cos \varphi}{2} \right]$ $N = T r^2 \left[\left(\frac{1}{4} - \frac{1}{4} \right) \cos \varphi - \frac{\sin \varphi}{2} \right]$

а) замкнутое кольцо, нагруженное равнодействующей A , равной сумме опорных реакций, уравновешенное потоком касательных усилий;

б) замкнутое кольцо, нагруженное внешними силами.

Усилия, соответствующие работе кольца по схеме а, приведены в табл. IX.1, а усилия, соответствующие работе кольца по схеме б — в табл. IX.2. Расчетные усилия M , N и Q в шпангоуте определяются в следующем порядке:

1. В зависимости от характера действующих внешних нагрузок вычисляют усилия M_0 , N_0 и Q_0 по формулам табл. IX.1.

2. В зависимости от характера и схемы приложения нагрузок вычисляются усилия M_p , N_p и Q_p , по формулам табл. IX.2.

3. Окончательные усилия определяют как суммы $\bar{M} = M_0 + M_p$; $\bar{N} = N_0 + N_p$; $\bar{Q} = Q_0 + Q_p$. При суммировании знак усилий от сдвигающих сил следует принимать так, чтобы сумма равнодействующих опорных реакций превратилась в нуль.

Пример 1. Шпангоут, нагруженный вертикальной силой P опирается на плоскую опору с разносом ветвей a . Заданную схему раскладываем на две простейшие, для которых в табл. IX.1 и IX.2 приведены готовые решения. По схеме 1 табл. IX.1 определяем усилия M_0 , N_0 и Q_0 , по схеме а табл. IX.2 — усилия M_p , N_p и Q_p .

Напряжения в шпангоуте заданного сечения определяют по формулам

$$\sigma^H = \frac{\bar{M}}{W^H} + \frac{\bar{N}}{F} = (\bar{\sigma}_M^H + \bar{\sigma}_N^H);$$

$$\sigma^B = -\frac{\bar{M}}{W^B} + \frac{\bar{N}}{F} = (-\bar{\sigma}_M^B + \bar{\sigma}_N^B),$$

где σ^H и σ^B — соответственно напряжение наружной и внутренней точек кольца; W^H , W^B , F — геометрические характеристики поперечного сечения ребра; $\bar{M}$, $\bar{N}$, $\bar{Q}$, $\bar{\sigma}_M$ и $\bar{\sigma}_N$ — соответственно усилия и напряжения от единичной нагрузки $A = 10$ кН указанных геометрических параметров.

Наибольшая суммарная нагрузка на шпангоут заданного сечения

$$A = \frac{R}{\sigma_{\max}},$$

где $\sigma_{\max}$ — наибольшее по абсолютной величине напряжение в шпангоуте; R — расчетное сопротивление материала шпангоута.

В связи с тем, что расчет по указанной методике громоздкий и сопряжен с длительными вычислениями, на рис. IX.1 приведены графики несущей способности опорных ребер для ряда диаметров труб и нагрузок до 2500 кН. В табл. IX.3 приведен разработанный сортамент поперечных сечений шпангоутов *. Для расчетов при-

*Сортамент шпангоутов и графики для подбора их сечений разработаны инж. В. Ф. Сафронковым.

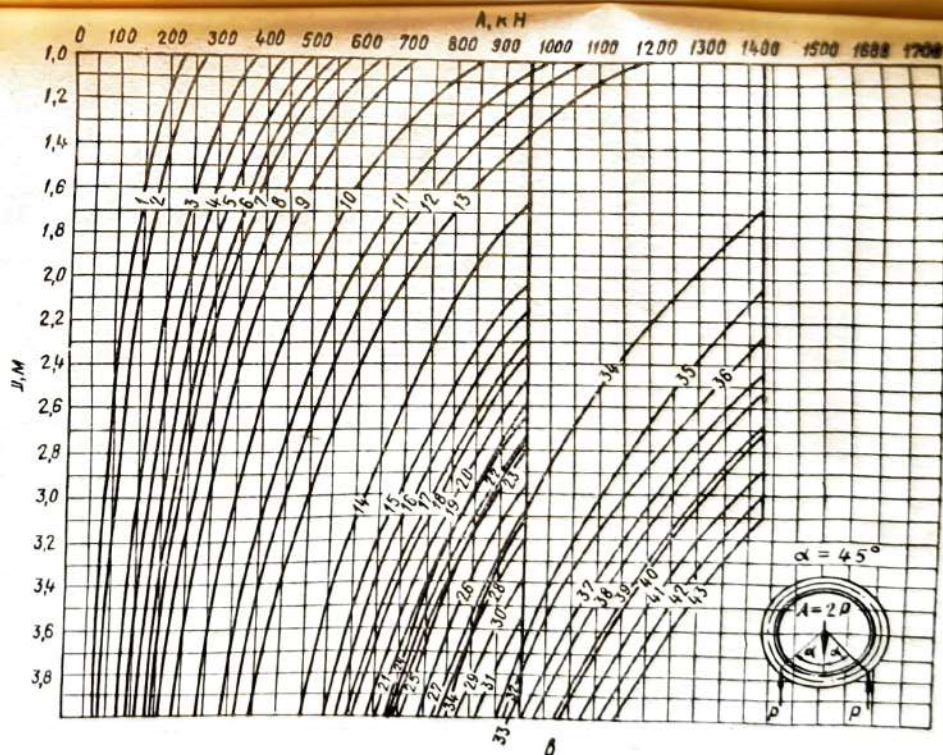
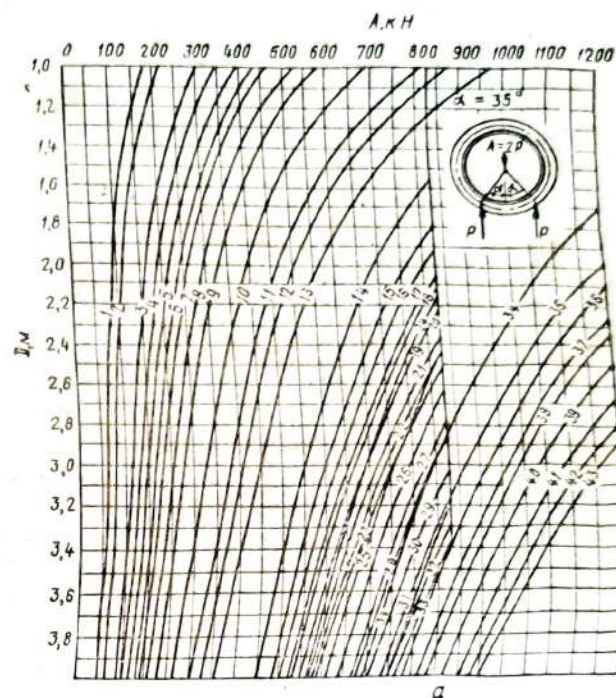
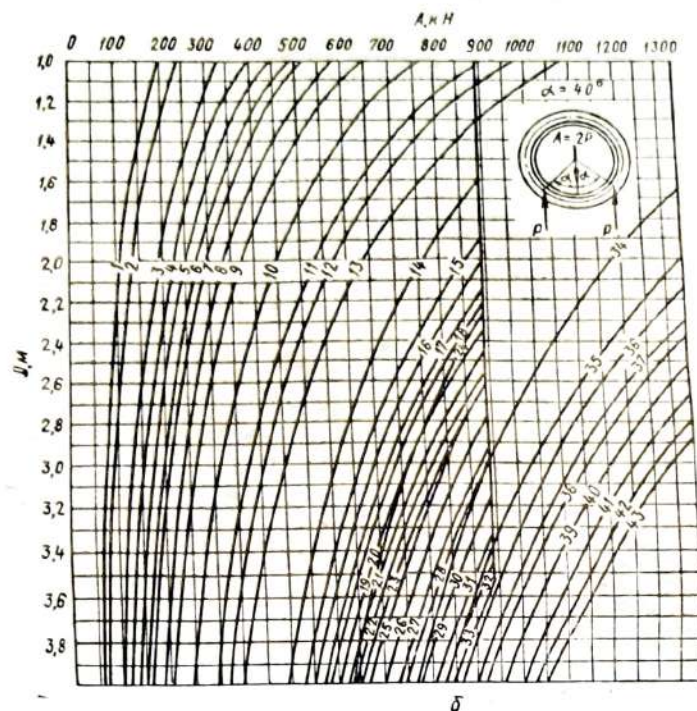
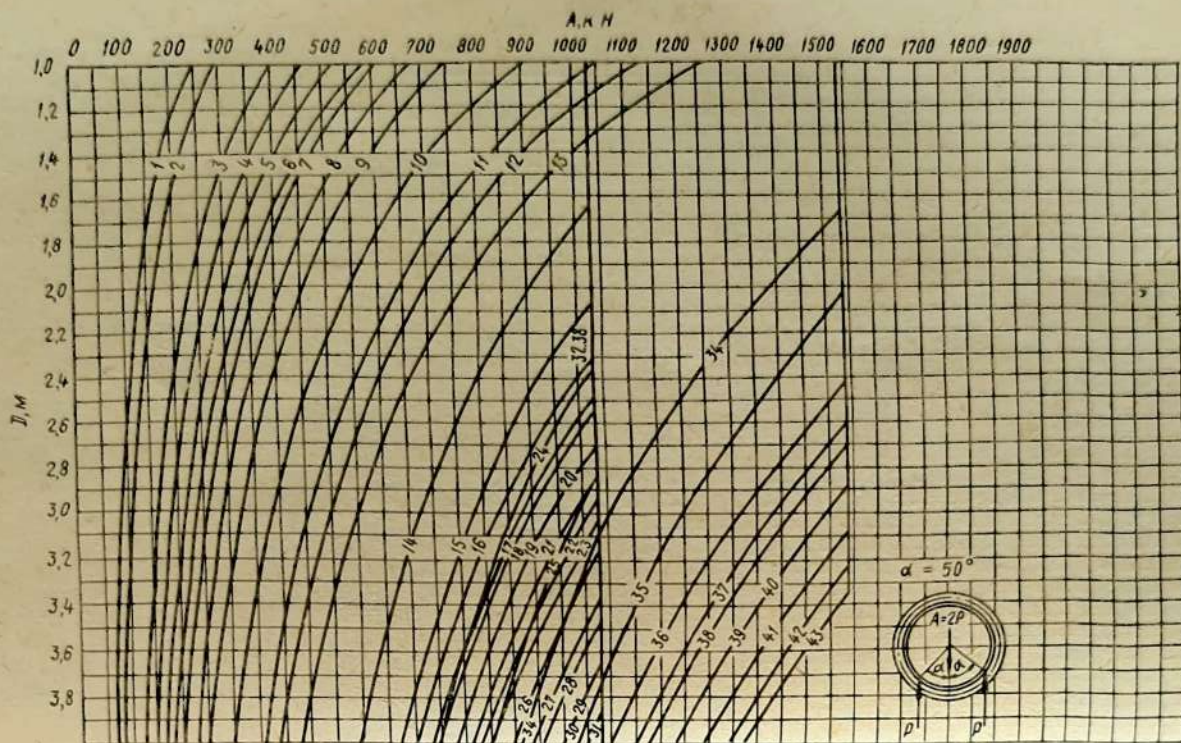
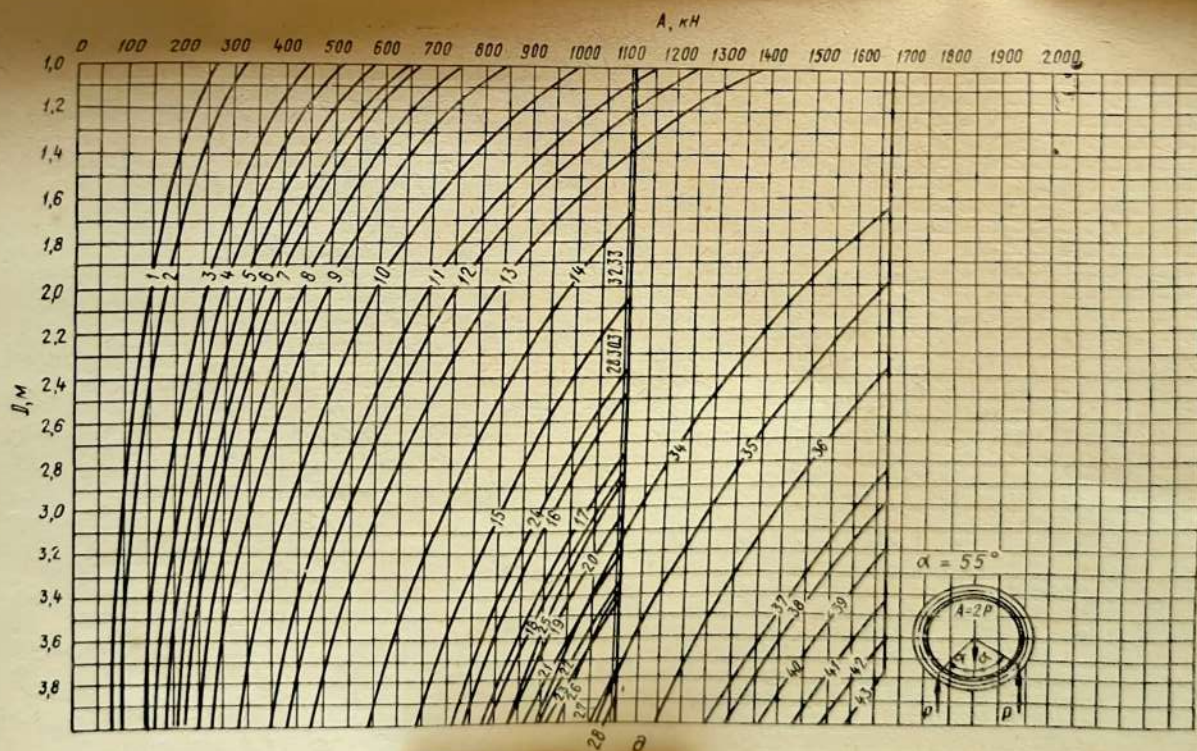


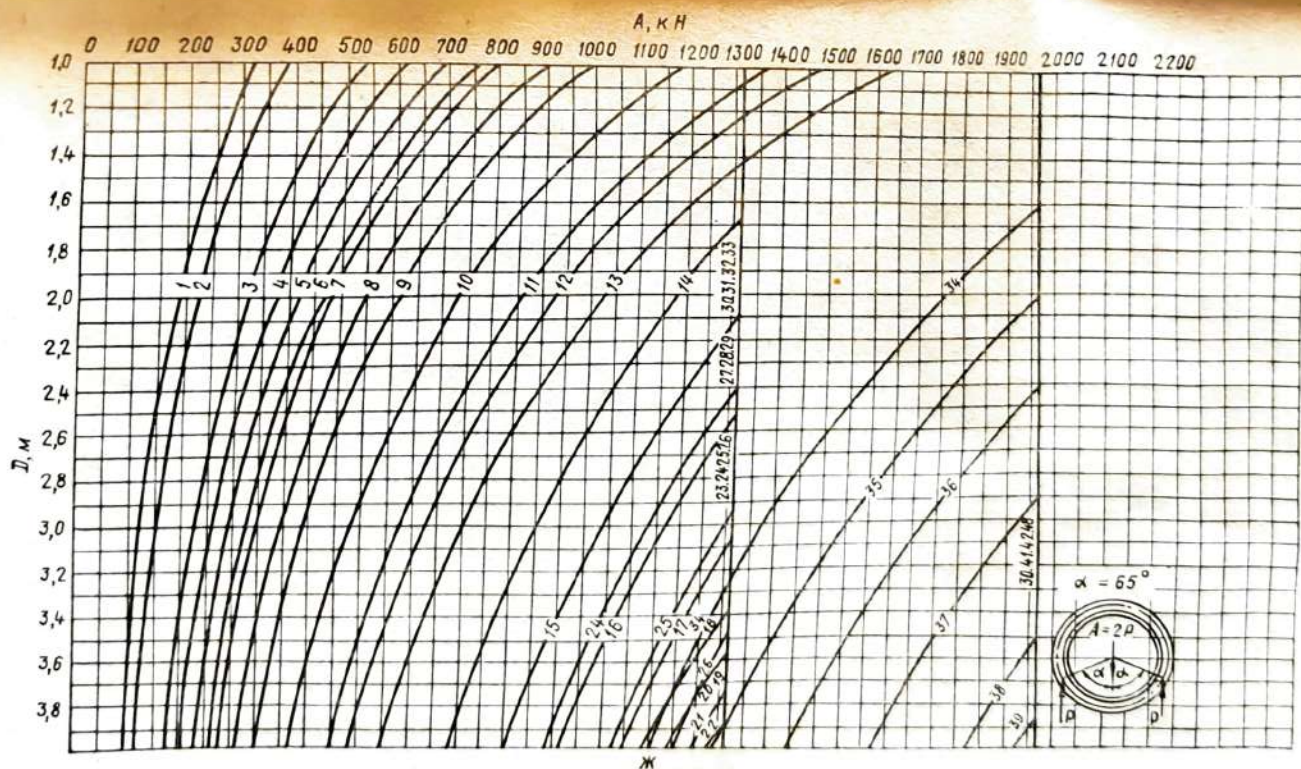
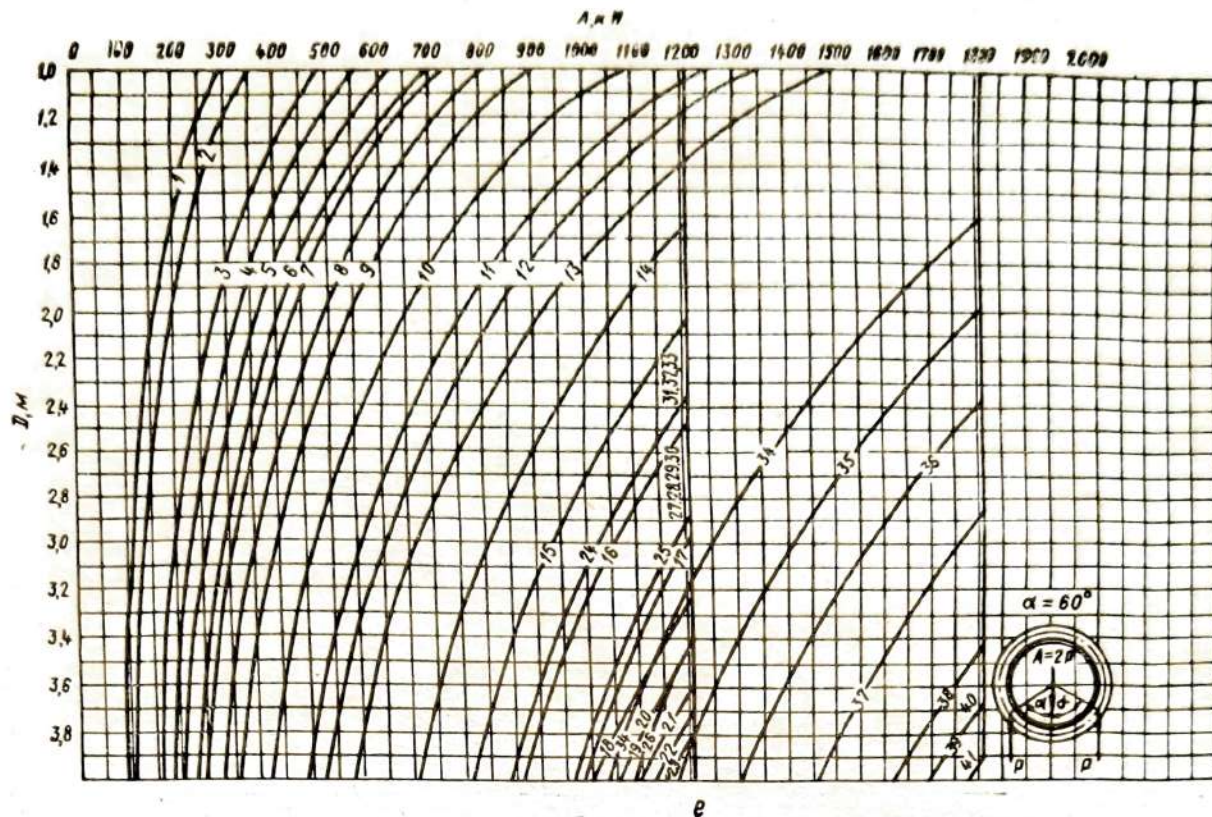
Рис. IX.1. Графики для подбора сечения опорного шпангоута (а—к):
 A — несущая способность опорного ребра; D — диаметр оболочки.

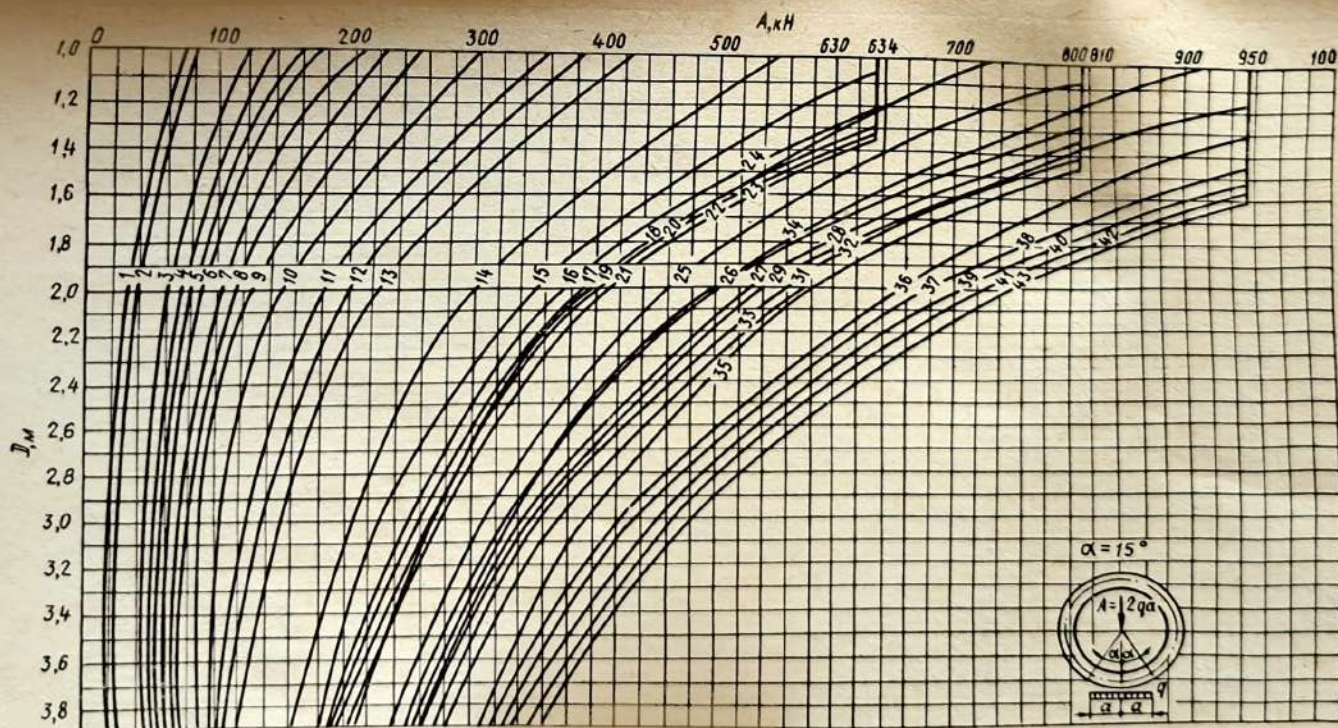
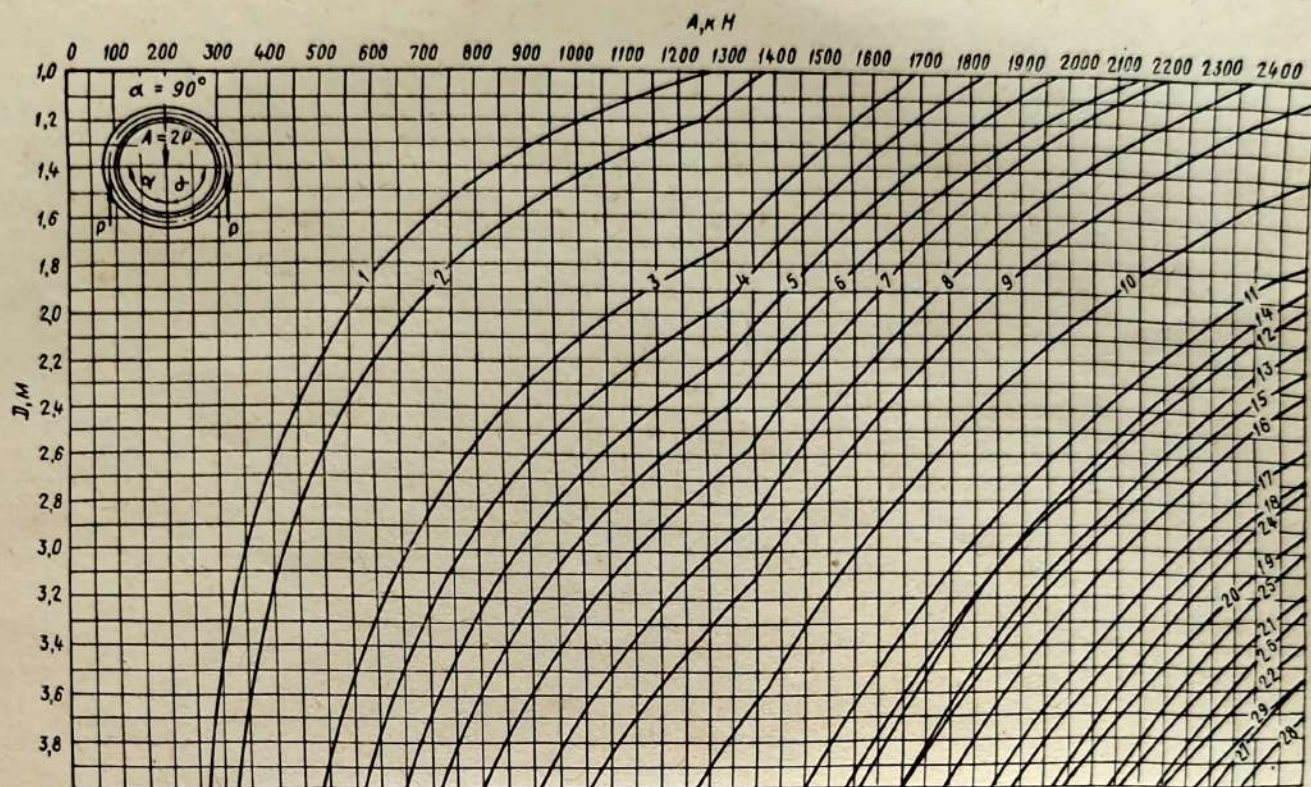


2



28





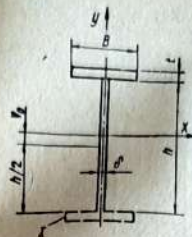
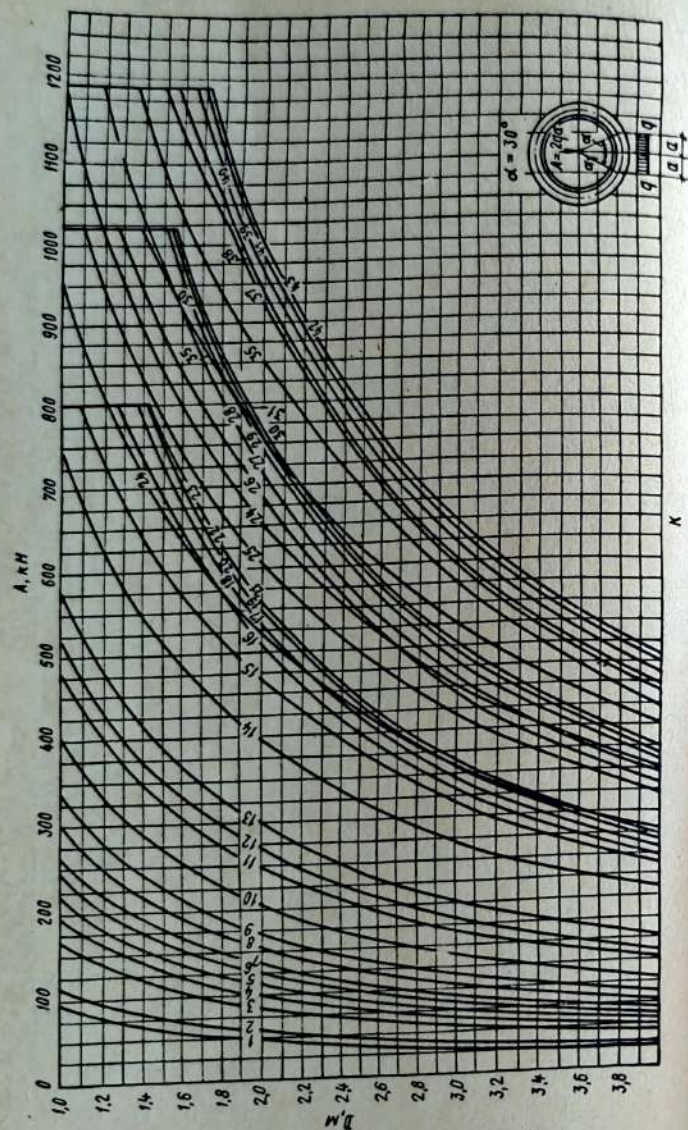


Таблица IX.3. Сортомент опорных ребер *

Номер профи- ля	Размеры, мм				V_{x_0} , см	F , см ²	S_x , см ³	I_{x_0} , см ⁴	W_{x_0} , см ³	W_{x_0} , см ³
	h	δ	l	B						
1	120	8			-3,34	20,4	34,9	316,9	33,9	97,1
2	120	10			-2,98	22,8	40,32	369,6	41,1	102,2
3	150	10			-3,27	25,8	58	663,3	61,6	137,2
4	150	12			-2,92	28,8	65,14	748,2	71,8	144,6
5	150	14			-2,65	31,8	72,11	827,6	81,5	151,8
6	150	16			-2,42	34,8	78,77	903,2	91,0	159,0
7	180	12			-3,10	32,4	87,84	1205,9	99,7	185,5
8	180	14			-2,79	36,0	97,3	1334,3	113,2	195,9
9	180	16			-2,54	39,6	106,53	1456,9	126,3	206,2
10	180	20			-2,15	46,8	124,32	1690,5	151,7	226,8
11	200	20			-2,19	50,8	148,6	2235,5	183,3	265,8
12	200	22			-2,03	54,8	159,2	2386,7	198,4	278,5
13	200	25			-1,83	60,8	174,95	2609,0	220,5	297,5
14	200	12	12	100	0,34	46,8	179,10	3288,6	302,8	300,6
15	200	12	16	100	1,21	50,8	199,80	3737,4	359,8	316,4
16	200	12	20	100	2,04	59,8	219,28	4149,9	414,4	329,8
17	200	12	25	100	3,38	64,8	254,89	4837,3	560,9	346,1
18	200	12	25	150	4,30	72,3	280,11	5357,1	653,1	359,6
19	200	12	25	200	4,40	74,8	282,8	5340,8	702,3	356,2
20	200	12	25	250	5,32	84,8	309,64	5873,0	818,1	368,9
21	200	12	25	300	6,67	109,8	350,15	6551,0	975,0	374,9
22	250	12	12	100	0,36	52,8	241,31	5384,5	403,6	400,1
23	250	12	16	100	1,31	56,8	265,73	6064,4	474,3	420,8
24	250	12	20	100	2,17	60,8	290,63	6691,5	542,6	438,3
25	250	12	25	100	3,12	65,8	318,54	7416,6	624,4	457,2
26	250	12	25	150	3,77	70,8	337,6	7794,4	726,3	462,1
27	250	12	25	200	4,82	78,3	370,27	8603,0	845,1	480,1
28	250	12	25	250	4,97	80,8	375,22	8621,0	905,1	477,2
29	250	12	25	300	6,05	90,8	409,96	9463,0	1057,2	494,2
30	250	12	25	350	6,98	103,3	441,41	10115,0	1261,3	503,7
31	300	12	12	100	0,38	115,8	466,76	10625,0	1457,9	510,5
32	300	12	16	100	1,39	58,8	310,8	8140,3	514,3	509,6
33	300	12	20	100	2,32	66,8	370,1	9989,0	680,3	557,5

* При определении геометрических характеристик в сечении включалась часть стенки трубы площадью 10,8 см².

Продолжение табл. IX.3

Номер профи- ля	Размеры, мм				V_n , см	F , см ²	S , см ²	$I_{x'}$, см ⁴	$W_{x'}$, $W_{x''}$, см ³	
	a	b	t	R						
37	300	12	25	100	3,36	71,8	403,5	11021,0	779,2	581,4
38	300	12	20	150	4,10	76,8	428,3	11618,0	900,6	589,8
39	300	12	25	150	5,27	84,3	468,6	12791,0	1045,8	612,9
40	300	12	20	200	5,47	86,8	475,7	12871,0	1116,3	610,9
41	300	12	25	200	6,69	96,8	520,0	14104,0	1304,4	632,8
42	300	12	25	250	7,78	109,3	560,7	15116,0	1555,1	646,5
43	300	12	25	300	8,65	121,8	594,2	15921,0	1798,9	656,5

Примечание: 1 — стенка трубы.

нот материал шпангоутов Ст.3 с расчетным сопротивлением $R = 210$ МПа. Коэффициент условий работы принят $m = 1$. При исходных данных, отличных от принятых, следует линейно корректировать определяемую по графикам величину несущей способности опорного ребра.

$$A = \bar{A} \frac{mR}{210}, \text{ Н}$$

где $\bar{A}$ — несущая способность шпангоута по графику, Н

Опорные ребра приваривают к трубе двумя сплошными угловыми швами высотой, равной толщине стенки трубы. Поясные швы тавровых ребер необходимо принимать в зависимости от толщины вертикального элемента ребра:

$h_{пр}$, мм	8	10	12	14	16	20	25
$h_{ш}$, мм	5	6	8	9	10	12	16

Глава X. РАСЧЕТ СИСТЕМ ТРУБОПРОВОДОВ

Определение действующих на опоры нагрузок

Нагрузки на трубопроводы подразделяются на вертикальные и горизонтальные, действующие вдоль и поперек трассы. Для определения вертикальных нагрузок на опоры при известных значениях количества, диаметров, а также компоновки трубопроводов, за основную исходную величину принимается нормативная вертикальная нагрузка на 1 м длины трассы. В состав этой нагрузки входят собственная масса всех конструкций, включая трубопроводы с изоляцией, масса внутренних отложений внутри трубопроводов и масса снега, а также полезные нагрузки на технологических площадках и отложения пыли на конструкциях. Величины указанных нагрузок определяются на основе проектных материалов, а при их отсутствии могут быть приняты по данным гл. V или [28].

Горизонтальные нагрузки вдоль трассы трубопровода передаются,

как правило, на концевые неподвижные опоры и определяются в зависимости от принятой схемы компоновки трубопроводов, входящих в систему, и характера их опорных закреплений. При решении трубопроводной системы по балочной схеме горизонтальные нагрузки определяются, прежде всего, от усилий, вызванных температурными деформациями ведущего трубопровода. При схеме с компенсаторами эти усилия равны суммарной величине отпора компенсатора и усилию от неуравновешенного давления компенсатора.

При самокомпенсирующей схеме усилия, вызванные температурными деформациями ведущего трубопровода, определяются как реакции концевых опор на его удлинение. Участок трубопровода, ограниченный концевыми опорами, рассчитывают на действие температуры. При этом все опоры, входящие в рассматриваемый участок, принимают конкретной заданной жесткости (податливости), определенной по их геометрическим схемам и предполагаемым сечениям. Такие опоры накладывают на трубопровод упруго-податливые связи, характер которых должен соответствовать выбранному типу опор. Податливость опор ξ определяется методами строительной механики как смещение опоры на уровне оси трубопровода от единичной силы, приложенной на этом же уровне.

При определении горизонтальных нагрузок вдоль трассы на опоры трубопроводной системы суммарная нагрузка определяется как разность соответствующих усилий трубопроводов, действующих в противоположные стороны с обеих сторон неподвижной опоры. Меньшая величина, входящая в разность, принимается с коэффициентом $\mu = 0,8$. При равенстве указанных усилий нагрузку на опору принимают равной 0,2 одной из этих величин. На полное усилие проверяют только элементы, прикрепляющие трубопровод.

Кроме определения нагрузок на опоры от температурных деформаций ведущего трубопровода необходимо учитывать усилия от температурных деформаций сопутствующих трубопроводов. Эти трубопроводы закреплены на ведущем и при их деформациях в системе возникают усилия, которые при расчете опор рассматривают как нагрузки на них. Суммарное усилие от этих деформаций, передающееся в виде нагрузки на неподвижную опору системы, определяют по формуле

$$Q = P \pm T,$$

где P — нагрузка на опору от неуравновешенного распора компенсаторов сопутствующих трубопроводов; T — нагрузка на опору от неуравновешенных сил трения в опорах сопутствующих трубопроводов.

Горизонтальные нагрузки поперек трассы передаются на все опоры, имеющие жесткость в направлении действия нагрузки. Они возникают от давления ветра и составляющих усилий от температурных деформаций ведущего трубопровода при самокомпенсирующей схеме.

Ветровую нагрузку на опоры определяют как реакции от всех трубопроводов, входящих в систему, от действия ветра. Подсчитывают нагрузки в соответствии с [36] и данными гл. VI.

Таблица X.I. Коэффициенты лобового сопротивления пакетов труб

Схема компоновки сечений			
	C_x	1.0	0.9
Схема компоновки сечений			
	C_x	1.0	1.1

Коэффициенты лобового сопротивления принимают в зависимости от расположения труб. Действие ветровой нагрузки учитывают только в направлении поперек трубопроводной системы. При определении аэродинамических нагрузок на пакеты труб коэффициенты лобового сопротивления можно принимать по табл. X.I. При этом суммарную ветровую нагрузку определяют по сумме проекций диаметров трубопроводов переднего (относительно ветрового потока)

ряда на плоскость, перпендикулярную этому потоку. Коэффициенты C_x , приведенные в табл. X.I, усреднены и охватывают различные случаи расположения труб в пакете.

При прокладке трубопроводов по эстакадам принцип определения нагрузок не изменяется. Разница состоит лишь в том, что горизонтальные нагрузки вдоль трассы воспринимаются системой продольных связей внутри температурного блока. При многотрубной балочной и эстакадной прокладке подсчет нагрузок на опоры может быть выполнен с учетом их одновременного действия [28].

Рациональное размещение опор и компенсаторов сопутствующих трубопроводов

Величины горизонтальных нагрузок на опоры в большой степени зависят от взаимного расположения компенсаторов и опор ведущего и сопутствующих трубопроводов. При этом возможны такие варианты этого расположения, при которых значительно уменьшаются, а в ряде случаев и полностью исключаются неуравновешенные усилия P и T . Возможны три случая взаимного расположения неподвижных

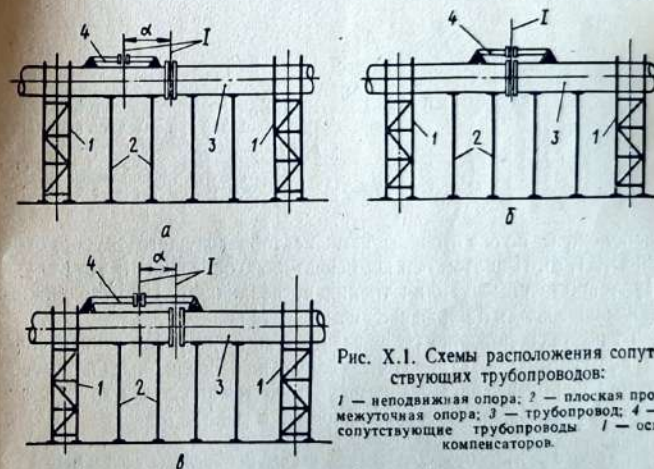
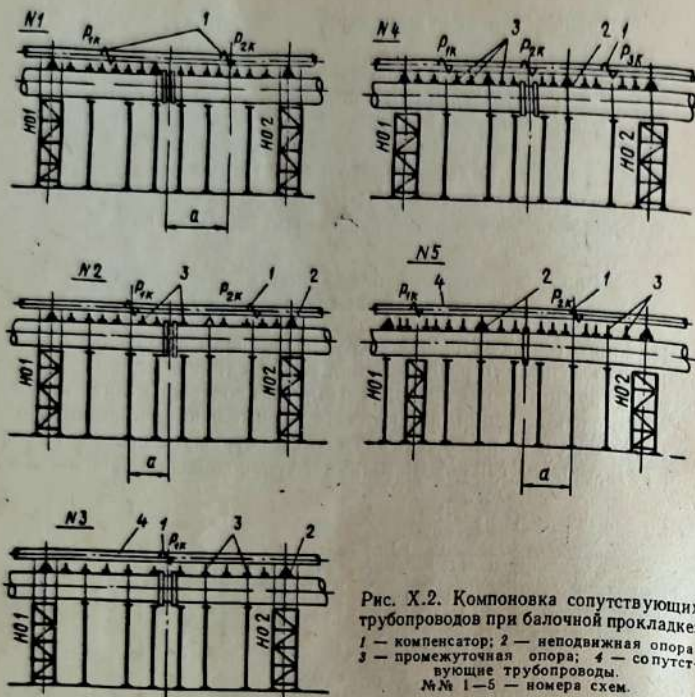


Рис. X.I. Схемы расположения сопутствующих трубопроводов:

1 — неподвижная опора; 2 — плоская промежуточная опора; 3 — трубопровод; 4 — сопутствующие трубопроводы; 1 — ось компенсаторов.

опор и компенсаторов, теплосиловых и ведущего трубопроводов:
а Участок трассы теплосиловых трубопроводов, ограниченный двумя неподвижными опорами с компенсатором между ними, расположен между неподвижной опорой и компенсатором ведущего трубопровода (рис. X 1, а). В этом случае неуравновешенные усилия не возникают, оставаясь внутренними усилиями в ведущей трубе как распорке.

б. Участок трассы теплосиловых трубопроводов, ограниченный двумя неподвижными опорами с компенсатором между ними,



расположен по обе стороны компенсатора ведущего трубопровода (рис. X.1, б). При этом оси компенсаторов совпадают. В этом случае неуравновешенные усилия трения не возникают. На неподвижные опоры передается лишь распор компенсатора.

в. То же расположение со смещением компенсаторов относительно друг друга (рис. X.1, в). В этом случае на неподвижные опоры передаются усилия от распора компенсатора теплосильных трубопроводов и неуравновешенные усилия трения с участка α .

Номер схемы	Марка опоры	Усилия на неподвижные опоры	
		распор компенсатора P	трение подвижных опор T
1	HO1	$P_{2\kappa}$	T_a
	HO2	$P_{2\kappa}$	T_a
2	HO1	$P_{1\kappa}$	T_a
	HO2	$P_{1\kappa}$	T_a

Таблица X.3. Определение нагрузок на неподвижные опоры систем эстакадной прокладки

Номер схемы	Усилия на неподвижную опору или связную панель	
	распор компенсаторов	трение подвижных опор
1	$P_{1к} - 0,8P_{4к}$ при $P_{1к} > P_{4к}$ $P_{4к} - 0,8P_{1к}$ при $P_{4к} > P_{1к}$	Усилий нет
2	$P_{1к}$	T_a
3	$P_{1к} - 0,8P_{3к}$ при $P_{1к} > P_{3к}$ $P_{3к} - 0,8P_{1к}$ при $P_{3к} > P_{1к}$	Усилий нет
4	Усилий нет	
5	$P_{1к} - 0,8P_{2к}$ при $P_{1к} > P_{2к}$ $P_{2к} - 0,8P_{1к}$ при $P_{2к} > P_{1к}$	$T_a - 0,8T_d$ при $T_a > T_d$ $T_d - 0,8T_a$ при $T_d > T_a$
6	$P_{1к} - 0,8P_{4к}$ при $P_{1к} > P_{4к}$ $P_{4к} - 0,8P_{1к}$ при $P_{4к} > P_{1к}$	T_a
7	P_k	T_a

ракетные схемы компоновки таких конструкций. В табл. X.3 даны нагрузки от температурных деформаций трубопроводов на связную панель или неподвижную опору температурного блока эстакады.

Учет гибкости колен в интенсификации напряжений

При расчете трубопроводов на самокомпенсацию температурных деформаций и определение нагрузок на неподвижные опоры необходимо учитывать изменение гибкости трубопроводов в местах расположения углов поворота — колен. Это явление связано с обнаруженным экспериментальным путем увеличением гибкости кривых брусев.

Теоретическое исследование вопроса позволило объяснить это явление как следствие изменения формы поперечного сечения кривой трубы при изгибе. Оказалось, что гипотеза неизменяемости формы поперечного сечения неприемлема к тонкостенным трубам — коленам, имеющих большую кривизну. Гибкость таких труб по сравнению с прямыми значительно больше за счет сплющивания формы их поперечного сечения. Из теории Кармана, который заложил основы расчета кривых труб, следует

$$M_{изг} = m_k M'_{изг},$$

где $M'_{изг}$ — изгибающий момент, определенный с учетом гипотезы неизменяемости формы и необходимый для изменения начального угла α на величину $\Delta\alpha$; $M_{изг}$ — тот же момент, определенный с учетом

изменения формы поперечного сечения; m_k — коэффициент увеличения напряжений изгиба колен, зависящий от так называемого коэффициента трубы λ_k .

$$\lambda_k = \frac{t\rho}{r_{cp}^2},$$

где t — толщина стенки трубы; ρ — радиус изгиба трубы; r_{cp} — средний радиус трубы.

Исследования кривых труб большой кривизны с малым значением λ позволили получить

$$m_k = \frac{0,9}{\lambda_k^{1/3}}.$$

Изменение формы поперечного сечения кривых труб, их овализация, одновременно с эффектом увеличения напряжений, приводит также к понижению жесткости колен. Установлено, что коэффициент понижения жесткости (или гибкость колена) $K_{ж}$ при $\lambda < 0,3$ определяется по

формуле $K_{ж} = \frac{\lambda}{1,65}$. Справедливость этой формулы подтверждается экспериментальными данными.

Коэффициент $K_{ж}$ учитывают по всей длине криволинейного участка трубопровода (рис. X.4) между точками А и В. Длина криволинейного участка может быть принята $l_k = \varphi R$, где φ — угол поворота в радианах.

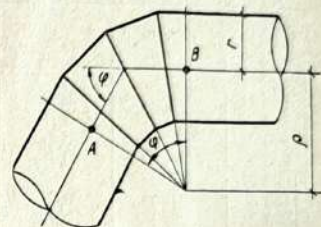


Рис. X.4. Схема участка колена пониженной жесткости.

Расчет компенсаторов

Геометрические характеристики дисковых компенсаторов: диаметр диска D_k , толщина его стенки δ и отношение диаметра трубопровода D к диаметру диска D_k .

Основные параметры, характеризующие дисковые компенсаторы: величина компенсирующей способности; усилие распора от температурных деформаций; усилие распора от внутреннего давления газовой среды. Расчетная величина суммарного отпора компенсатора складывается из величин температурного отпора P_t и распора от внутреннего давления газовой среды P_p . Определение этих параметров основано на методе расчета компенсаторов, предложенном С. Н. Соколовым. Проведенные во ВНИИСТе широкие экспериментальные исследования линзовых компенсаторов показали хорошее совпадение результатов с расчетными предположениями.

Под максимальной компенсирующей способностью (осадкой) компенсатора понимают двустороннее изменение его длины, допустимое

по условиям прочности компенсатора (под действием сжимающих или растягивающих сил) по сравнению с его длиной в ненапряженном состоянии. Величина компенсирующей способности одной волны линзового компенсатора определяется по формуле

$$\lambda = 0,075 \frac{RD^3}{E\delta} \xi, \text{ см.}$$

где R — расчетное сопротивление материала; E — модуль упругости, Н/см²; D — диаметр трубопровода, см; δ — толщина стенки ком-

Таблица X.4. Данные для расчета дискового компенсатора

D , мм	D_k , мм	ψ	ξ	ω	Расчетные формулы
620	1620	0,375	18,05	2,04	$\psi = \frac{D}{D_k} \cdot \frac{6,9}{\pi} \left(\frac{1-\psi^2}{1-\psi} \right)^{\frac{4 \ln 2 \psi}{1-\psi^2}}$
720	1720	0,412	12,17	1,65	
820	1820	0,444	9,75	1,39	
920	1920	0,474	7,57	1,19	
1020	2020	0,500	6,04	1,05	
1120	2120	0,524	4,92	0,93	
1220	2220	0,545	4,09	0,84	
1320	2320	0,565	3,44	0,76	
1420	2420	0,583	2,92	0,70	
1520	2520	0,600	2,53	0,64	
1620	2620	0,615	2,20	0,59	
1720	2720	0,630	1,94	0,55	
1820	2820	0,643	1,71	0,52	
2020	3020	0,687	1,38	0,46	
2220	3220	0,688	1,12	0,41	
2420	3420	0,706	0,93	0,37	
2520	3520	0,714	0,86	0,36	
2620	3620	0,722	0,79	0,34	
2820	3820	0,737	0,66	0,31	
3020	4020	0,750	0,59	0,29	
3220	4220	0,762	0,51	0,25	
3500	4500	0,778	0,43	0,24	

пенсатора, см; ξ — коэффициент, определяемый по табл. X.4 и зависящий от отношения $\psi = \frac{D}{D_k}$, где D_k — диаметр компенсатора.

Компенсирующая способность многоволнового компенсатора определяется как сумма компенсирующих способностей всех волн. Жесткость линзового компенсатора или его распор, вызванный температурными деформациями трубопровода, определяется по формуле

$$P_t = \frac{0,1\pi R\delta^3}{(1-\psi)}, \text{ Н.}$$

Экспериментальные исследования позволили оценить действительную работу компенсаторов и, кроме того, показали существенную разницу в поведении под нагрузкой волновых компенсаторов с волнами в виде линз и в виде сварных дисков. В частности, было уста-

новлено, что допускаемая компенсирующая способность линзовых компенсаторов может быть увеличена в 1,5 раза при сохранении прочностных показателей. При этом жесткость их возрастает не пропорционально компенсирующей способности, а лишь в 1,25 раза [28].

Таким образом, окончательные формулы для расчета линзовых компенсаторов

$$\lambda = 0,11 \frac{RD^3}{E\delta} \xi, \text{ см.}$$

$$P_t = \frac{0,125\pi R\delta^3}{(1-\psi)}, \text{ Н.} \quad (X.1)$$

Для сварных дисковых компенсаторов установлена повышенная в 1,5 раза по сравнению с линзовыми общая жесткость. Из-за отсутствия экспериментальных данных по допустимой наибольшей осадке сварных дисковых компенсаторов, ее величина принимается по зависимости (X.1). Таким образом, для расчета сварных дисковых компенсаторов могут быть рекомендованы следующие формулы:

$$\lambda = 0,075 \frac{RD^3}{E\delta} \xi, \text{ см.} \quad (X.2)$$

$$P_t = \frac{0,185\pi R\delta^3}{(1-\psi)}, \text{ Н.} \quad (X.3)$$

Жесткость волны сварного дискового компенсатора (отпор одной волны при изменении ее длины на 1 см) определяется как отношение $\frac{P_t}{\lambda}$. Исходя из зависимостей (X.2) и (X.3), получим

$$P_t' = \frac{0,185\pi R\delta^3 E \xi}{(1-\psi) 0,075 R D^3} = 77,5 \frac{E \delta^3}{\xi (1-\psi) D^2}.$$

Температурный распор многоволнового компенсатора определяется по формуле

$$P = P_t' \frac{\Delta l}{z} n,$$

где n — коэффициент перегрузки; z — количество волн; $\Delta l = \alpha L \Delta t^m$ — наибольшее по условиям работы изменение длины компенсатора по сравнению с его длиной в ненапряженном состоянии в момент замыкания; L — расстояние между неподвижными опорами на участке, где установлен компенсатор; Δt^m — температурный перепад, определяемый: а) для компенсаторов, устанавливаемых без предварительной растяжки (обжатия), как нормативный технологический или сезонный перепад температур (по гл. VI); б) для компенсаторов, устанавливаемых с предварительной растяжкой (обжатием), по формуле $\Delta t^m = \frac{t_{\max} - t_{\min}}{2}$, где $t_{\max}$ и $t_{\min}$ определяются по гл. VI. Количество волн компенсатора определяется по формуле

$z = \frac{\Delta l}{\lambda'}$ с округлением до целого числа. Здесь $\lambda' = K\lambda$ — полезная компенсирующая способность компенсатора, $K = \frac{1}{2} \div \frac{1}{3}$.

Величина предварительной растяжки (+) или обжатия (—) компенсатора в зависимости от температуры замыкания определяется по формуле

$$\lambda = \alpha L (t_{\text{зам}} - t_0),$$

где $t_0 = \frac{t_{\text{макс}} + t_{\text{мин}}}{2}$ — температура, при которой не требуется растяжки компенсатора.

Таблица X.5. Величины предварительной деформации компенсаторов [32]

Температура замыкания $t_{\text{зам}}$	Растяжение	Сжатие	Температура замыкания $t_{\text{зам}}$	Растяжение	Сжатие
—40	0,5	—	+10	—	0,125
—30	0,375	—	+20	—	0,25
—20	0,25	—	+30	—	0,375
—10	0,125	—	+40	—	0,5

В табл. X.5 приведены величины предварительной деформации компенсаторов в зависимости от температуры замыкания. Величина распора компенсатора от внутреннего давления газовой среды не зависит от числа волн компенсатора и определяется по формуле

$$P_D = pD^2\omega,$$

где p — расчетное давление газовой среды; ω — коэффициент, зависящий от ψ (определяется по табл. X.4).

Один из основных критериев проектирования трубопроводной системы — обеспечение ее схемой минимальных усилий на опоры и примыкающее оборудование. Очевидно, что увеличение вылета компенсатора приводит к уменьшению усилий температурного отпора P_t , и, в то же время, увеличивает усилие отпора P_D от внутреннего давления и, соответственно, толщину стенки компенсатора. В связи с тем, что отпорные усилия оказывают значительное влияние на экономические показатели системы, представляет интерес выбор таких оптимальных параметров компенсатора, при которых суммарные усилия на опоры были бы минимальными.

На рис. X.5 графически показаны результаты решения задачи поиска оптимального компенсатора — зависимости вылета компенсатора

при минимальном суммарном распоре от диаметра трубопровода. Весьма показателен также график (рис. X.6), на котором видна зависимость геометрической характеристики компенсатора $\varphi = \frac{D}{D+2a}$ от диаметра трубопровода.

Ход кривых (рис. X.6) дал основание предположить степенную зависимость между оптимизированными значениями φ и диаметром трубопровода D . Последующая обработка этих кривых позволила с достаточной точностью аппроксимировать их законом

$$\varphi = K D^{0,26}, \quad (X.4)$$

где D — диаметр трубопровода, м.

Коэффициент K принимают по табл. X.6 в зависимости от числа волн и допускаемой осадки λ' волны компенсатора.

С целью снижения горизонтальных нагрузок на опоры от действия компенсаторов можно рекомендовать:

- с уменьшением допускаемой величины осадки или с увеличением числа волн вылет компенсатора «а» следует уменьшать;
- величину «а» для компенсаторов оптимальных размеров определять по зависимости (X.4). Для трубопроводов диаметром 1000...3500 мм величину «а» следует принимать $350 \div 450$ мм, т. е. для компенсатора минимального суммарного отпора

$$D_K = D + (0,7 \div 0,9) \text{ м.}$$

Можно также отметить экономическую целесообразность применения компенсаторов с толщиной стенки, находящейся на конструктивно нижнем пределе, что всегда приводит к уменьшению суммарного отпора. Расчетные характеристики сварных дисковых компенсаторов приведены в табл. X.7, где P_D — усилие давления на диск волны.

Расчетную величину отпора сальникового компенсатора при перемещениях трубопровода определяют по формуле

$$P_c = F P_{\text{нл}},$$

где $F = \pi D c$ — площадь поверхности трения; c — длина сальника; $P_{\text{нл}}$ — давление в набивке сальника, определяемое как среднее арифметическое между внутренним давлением газовой среды и

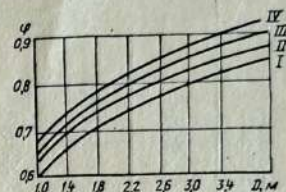


Рис. X.6. Зависимость геометрической характеристики компенсатора φ от диаметра трубопровода D : I — IV — то же, что на рис. X.5.

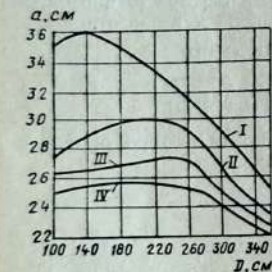


Рис. X.5. Зависимость размеров оптимального компенсатора a от диаметра трубопровода D :

I — однодисковый ($\Delta = 1$); II — однодисковый ($\Delta = 0,5$); III — двухдисковый ($\Delta = 1$); IV — двухдисковый ($\Delta = 0,5$).

Таблица X.6. Значение коэффициента K

Число волн	Значения K при допускаемой осадке	
	$\Delta' = \Delta$	$\Delta' = 0,5\Delta$
1	0,61	0,57
2	0,57	0,55
3	0,54	0,52

Таблица X.7 Характеристика дисковых компенсаторов (внутреннее давление 20 КПа)

давление 20 кПа)							
D, мм	λ, см			P _г , кН			P _в , кН
	при толщине стенки, мм						
	4	5	6	4	5	6	
630	4,1	3,2	2,7	1,73	3,38	5,85	14,65
720	4,0	3,2	2,6	1,88	3,58	6,36	16,21
820	3,9	3,1	2,6	2,03	3,96	6,85	17,84
920	3,8	3,1	2,6	2,18	4,26	7,37	19,33
1020	3,8	3,0	2,5	2,33	4,55	7,87	20,94
1120	5,5	4,5	3,7	2,48	4,85	8,38	24,48
1220	5,5	4,4	3,7	2,62	5,13	8,86	24,13
1320	5,5	4,4	3,7	2,79	5,44	9,62	25,69
1420	5,4	4,3	3,6	2,95	5,75	9,94	27,24
1520	5,4	4,3	3,6	3,09	6,03	10,42	28,80
1620	5,3	4,2	3,5	3,24	6,33	10,94	30,41
1720	5,3	4,2	3,5	3,40	6,63	11,46	31,85
1820	5,2	4,1	3,5	3,56	6,96	12,03	33,50
2020	5,2	4,1	3,5	3,84	7,51	12,97	36,56
2220	5,1	4,1	3,4	4,18	8,17	14,11	39,69
2420	5,0	4,0	3,4	4,46	8,72	15,07	42,85
2520	5,0	4,0	3,4	4,60	8,98	15,51	44,50
2620	5,0	4,0	3,4	4,75	9,27	16,02	46,10
2820	4,9	3,9	3,3	5,17	10,09	17,43	49,08
3020	4,9	3,9	3,3	5,32	10,39	17,96	52,38
3220	4,9	3,9	3,3	5,65	11,04	19,07	55,50
3520	4,9	3,9	3,3	6,06	11,84	20,46	60,03

усилием затяжки P_L , не превышающим $3P$, т. е. $P_H = 2P$; μ — коэффициент трения ($\mu = 0,1$ — при нормальной эксплуатации, $\mu = 0,5$ — при нарушении режима эксплуатации — перекося сальника, обмерзание набивки и т. п.).

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1. Барский В. Б. Математические методы унификации строительных металлических конструкций. — Обзоры по вопросам проектирования металлических конструкций, 1969, № 2.
2. Барштейн М. Ф. Воздействие ветра на здания и сооружения. — М.: ЦНИИСК им. Кучеренко, 1973, вып. 21.
3. Барштейн М. Ф. Ветровая нагрузка на здания и сооружения. — Строительная механика и расчет сооружений, 1974, № 4.
4. Блевинс Р., Бертоу Т. Гидродинамические силы, обусловленные срывом вихрей. — Теоретические основы инженерных расчетов, 1976, серия Д, № 1.
5. Виноградов С. В. Определение усилий и перемещений в плоской системе трубопроводов от нагрева и внутреннего давления с учетом сил трения на опорах ТЭП, 1969, вып. 8.
6. Глазер С. И. К определению нагрузки от трубопроводов на строительные конструкции. — Промышленное строительство и инженерные сооружения, 1969, № 1.
7. Горлин С. М. Экспериментальная аэромеханика. М.: Высшая школа, 1970.
8. Завакина М. В. Строительная климатология. Л.: Гидрометеиздат, 1976.
9. Изен В. Колебания элементов конструкций при вихревом возбуждении. — Конструирование и технология машиностроения, 1975, серия В, № 4.
10. Казакевич М. И. Анализ методов аэродинамического расчета висячих переходов с балкой жесткости цилиндрической формы. Днепропетровск, ДИИТ, 1972, вып. 126.
11. Казакевич М. И. Аэроупругие колебания тела круглоцилиндрической формы в потоке воздуха. — Гидроаэромеханика и теория упругости. Днепропетровск, изд-во ДГУ, 1973, вып. 16.
12. Казакевич М. И. Аэродинамические способы гашения колебаний плохообтекаемых тел в ветровом потоке. — Строительная механика и расчет сооружений, 1974, № 6 (96).
13. Казакевич М. И. Аэродинамическая устойчивость надземных и висячих трубопроводов. М.: Недра, 1977.
14. Лессиг Е. Н., Лилеев А. Ф., Соколов А. Г. Листовые металлические конструкции. М.: Стройиздат, 1970.
15. Лизин В. Т., Пяткин В. А. Проектирование тонкостенных конструкций. М.: Машиностроение, 1976.
16. Любин А. Е. О типизации конструктивных деталей трубопроводов. — Промышленное строительство, 1968, № 6.
17. Любин А. Е., Сафронков В. Ф. Зависимость предельных прогибов надземных трубопроводов от их уклонов. — Промышленное строительство, 1968, № 12.
18. Любин А. Е., Сафронков В. Ф. Расчет опорных колец жесткости трубопроводов больших диаметров. — Строительство трубопроводов, 1969, № 2.
19. Любин А. Е. О предельном состоянии изгибаемых трубопроводов низкого давления. — Строительная механика и расчет сооружений, 1972, № 2.
20. Любин А. Е. Исследование оптимального шага опор трубопроводов. — Строительство трубопроводов, 1972, № 3.
21. Магалиф В. Я., Якобсон Л. С. Расчеты трубопроводов на вычислительных машинах. М.: Энергия, 1969.
22. Мельников Н. П. Развитие металлических конструкций. М.: Стройиздат, 1965.

23. Миллер В. Я., Толочников В. Г., Корчагин В. А. Стальные конструкции комплекса доменной печи и газосжигатели. М.: Стройиздат, 1965.
24. Петров И. П., Спиридонов В. В. Надземная прокладка трубопроводов. М.: Недра, 1973.
25. Расчет трубопроводов на прочность / Камерштейн А. Г., Рождественский В. В., Ручинский М. Н. — М.: Недра, 1969.
26. Рекомендации по учету динамических ветровых нагрузок при расчете балочных систем надземных трубопроводов. М.: Изд-во ВНИИСТ, 1973.
27. Рекомендации по методике расчета виброгасителей и их применению для надземных балочных систем трубопроводов. М.: Изд-во ВНИИСТ, 1973.
28. Рекомендации по определению нагрузок на отдельно стоящие опоры и эстакады под трубопроводы. М.: Стройиздат, 1973.
29. Савицкий Г. А. Ветровая нагрузка на сооружения. М.: Стройиздат, 1972.
30. Савицкий Г. А. Расчет антенных сооружений. М.: Связь, 1978.
31. Справочник по динамике сооружений. Под ред. Б. Г. Коренева и И. М. Рабиновича. М.: Стройиздат, 1972.
32. Справочник проектировщика промышленных, жилых и общественных зданий и сооружений. Металлические конструкции промышленных зданий и сооружений. Под ред. проф. Н. П. Мельникова. М.: Госстройиздат, 1962.
33. Справочник проектировщика промышленных, жилых и общественных зданий и сооружений. Расчетно-теоретический. Под ред. проф. А. А. Уманского, кн. 1. М.: Стройиздат, 1972.
34. Старицкий В. И. Газовое хозяйство заводов черной металлургии. М.: Металлургия, 1973.
35. Строительные нормы и правила. «Строительная климатология и геофизика». СНиП II-A.6-72. М.: Стройиздат, 1973.
36. Строительные нормы и правила. «Нормы проектирования. Нагрузки и воздействия». СНиП II-6-74. М.: Стройиздат, 1976.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	3
Раздел первый. Конструкции трубопроводов	5
Глава I Общие сведения	5
Стальные конструкции промышленных трубопроводов и их взаимосвязь с технологическим процессом	5
Материалоемкость промышленных трубопроводов	6
Условия рациональной компоновки трубопроводов	6
Унификация конструкций трубопроводных систем	8
Химический состав газов. Параметры и режимы работы трубопроводов	12
Материалы, применяемые для трубопроводов. Футеровка, антикоррозионная защита	13
Глава II. Схемы трубопроводных систем	15
Принципы компоновки трубопроводных систем	15
Типы опор и их статические схемы	17
Схемы прокладки трубопроводных систем	18
Прокладка трубопроводов по существующим конструкциям	19
Уменьшение влияния температурных деформаций	20
Типы компенсаторов	22
Схемы установки компенсаторов	26
Глава III. Технологическое оборудование	27
Назначение и основные виды оборудования	27
Особенности установки	39
Площадки и лестницы для обслуживания оборудования	30
Глава IV. Элементы трубопроводных систем	31
Принципиальные схемы компоновки	31
Типы трубопроводов и способы их сопряжения	38
Опоры трубопроводов и их конструктивные схемы	42
Опоры сопутствующих трубопроводов	43
Опорные части трубопроводов	47
Опорные и промежуточные ребра жесткости	49
Подвесные опоры	50
Раздел второй. Расчет трубопроводов	52
Глава V. Нагрузки и воздействия на трубопроводы	52
Виды нагрузок и воздействий	52
Особенности ветровых воздействий	54
Расчетные нагрузки и сочетания их одновременного действия	58
Нормативные коэффициенты и предельные перемещения	73
Глава VI. Расчет трубопроводных систем	64
Особенности расчетных положений	64
О предельном состоянии изгибаемых трубопроводов низкого давления	65
Расчет трубопроводов на поперечную вертикальную нагрузку	69
Расчет трубопроводов на ветровую нагрузку	77
Глава VII. Динамические и аэродинамические расчеты трубопроводов. ..	82
Динамические характеристики трубопроводных систем	82
Методы аэродинамического расчета трубопроводов	90
Меры борьбы с вибрациями трубопроводов	95

Глава VIII. Определение предельной величины пролета трубопровода. . .	100
Факторы, определяющие величину пролета трубопровода	100
Предельные пролеты при расчете по первой группе предельных состояний	101
Предельные пролеты при расчете по второй группе предельных состояний	104
Определение оптимальной величины пролета	105
Глава IX. Расчет опорных кольцевых ребер жесткости	109
Расчетная схема и действующие нагрузки	109
Определение усилий в шпангоуте	110
Глава X. Расчет систем трубопроводов	128
Определение действующих на опоры нагрузок	128
Рациональное размещение опор и компенсаторов сопутствующих трубопроводов	131
Учет гибкости колен и интенсификации напряжений	134
Расчет компенсаторов	135
Библиографический список	141

БИБЛИОТЕКА СТРОИТЕЛЯ

СЕРИЯ «ИНЖЕНЕРУ-ПРОЕКТИРОВЩИКУ»

*Михаил Исаакович Казакевич
Александр Ефимович Любин*

**Проектирование металлических конструкций
надземных промышленных трубопроводов**

Редактор Т. Б. Богданова
Художественный редактор Н. Г. Аникина
Технический редактор С. Г. Герасимова
Корректор Н. В. Горбань

Информ. бланк № 1026.

Сдано в набор 18.05.79. Подписано в печать 15.10.79. БФ 10793. Формат 60×90¹/₁₆. Бумага типографская № 3. Гарнитура литературная. Печать высокая. Усл. печ. л. 9. Уч.-изд. л. 9,04. Тираж 5000 экз. Изд. № 147—78, Зак. № 0—167. Цена 55 к.

Издательство «Будівельник», 252053, Киев-53, ул. Обсерваторная, 25.

Отпечатано с матриц оловянного предприятия республиканского производственного объединения «Полиграфкнига», Госкомиздата УССР, 252057, Киев-57, Довженко, 3 на Киевской фабрике печатной рекламы, 252067, Киев-67, Выборгская, 84.